



ESPE

ESCUELA POLITECNICA DEL EJÉRCITO
CAMINO A LA EXCELENCIA

**CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA E
INSTRUMENTACIÓN**

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO ELECTRÓNICO EN
INSTRUMENTACIÓN**

**“AUTOMATIZACIÓN DE UNA UNIDAD DE CUSTODIA DE
TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA (LACT) PARA LA
MEDICIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE LA PUESTA EN
SERVICIO DE UN COMPUTADOR DE FLUJO”**

**ALEX PATRICIO ARIAS SANDOVAL
CARLOS ALBERTO RUALES MALDONADO**

**LATACUNGA-ECUADOR
ENERO 2008**

CERTIFICACIÓN

Cerificamos que el presente proyecto de grado fue desarrollado en su totalidad por los señores ALEX PATRICIO ARIAS SANDOVAL y CARLOS ALBERTO RUALES MALDONADO, previo a la obtención de su Título de Ingeniero Electrónico en Instrumentación.

Latacunga, Enero del 2008

Ing. José María Rodríguez
DIRECTOR

Ing. Franklin Silva
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios creador de la vida, por concederme la dicha de estar junto a mi familia a quienes expreso un gran sentimiento de cariño y gratitud, por que siempre me han brindado su apoyo desinteresado e incondicional y en especial a mis padres por su sacrificio incesante a fin de que yo pudiera realizar mis estudios, quienes son el cimiento fundamental para mi vida y que ahora son partícipes de mis logros.

A la Escuela Politécnica del Ejército, por los conocimientos adquiridos durante mi formación académica, en particular a los Ingenieros José María Rodríguez y Franklin Silva, por su valiosa dirección y disponibilidad profesional que hicieron posible la culminación de este proyecto.

Por último, a todos mis amigos y personas que de una u otra manera con su ayuda me hicieron sentir que puedo contar con ellos.

Alex Arias
Carlos Ruales

DEDICATORIA

Quiero dedicar el presente trabajo a mi preciada familia en especial a mis padres Ramiro Arias y Carlota Sandoval, quienes me infundieron los principios que guían mi travesía por la vida siempre acompañado de la fortaleza de su cariño y respaldo, a mis hermanos Mauricio y Diego motivos de mi superación. Y a todos quienes me incentivaron diariamente durante el desarrollo de mi carrera universitaria y así culminarla con éxito.

A Jessica Bautista, mi novia y amiga, quien con su ternura, amor, comprensión y aliento me lleno del estímulo para seguir adelante en esta etapa de mi vida.

Alex Arias

DEDICATORIA

Quiero dedicar el presente trabajo a mi preciada familia en especial a mis padres, quienes me infundieron los principios que guían mi travesía por la vida siempre acompañado de la fortaleza de su cariño y respaldo, a mis hermanos motivos de mi superación. Y a todos quienes me incentivaron diariamente durante el desarrollo de mi carrera universitaria y así culminarla con éxito.

A mis maestros, que gracias a ellos obtuve los conocimientos y valores necesarios para desenvolverme en la vida profesional.

Carlos Ruales

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I FUNDAMENTOS GENERALES

1.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.2	NORMAS TÉCNICAS PARA LA FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.....	4
1.2.1	Finalidad de las Normas.....	4
1.2.2	Automatización de la Medición para la Fiscalización y Transferencia de Custodia.....	4
1.2.3	Tecnologías de Medición.....	5
1.2.4	Estaciones de Medición en Línea.....	5
1.2.5	Tecnología para la Medición de la Fiscalización y Transferencia de Custodia.....	6
1.2.5.1	Medición de Calidades.....	6
1.2.5.2	Medición de Cantidades.....	7
1.3	SISTEMAS LACT.....	8
1.3.1	Definición de Unidad LACT.....	8
1.3.2	Descripción de un Sistema LACT.....	8
1.3.3	Trayectoria Típica del Flujo de Petróleo.....	10
1.3.4	Operación de un Sistema LACT.....	11
1.3.4.1	Medio de Almacenamiento.....	11

1.3.4.2	Filtro (Strainer).....	12
1.3.4.3	Bomba de Transferencia.....	13
1.3.4.4	Analizador y Monitor de S&W (Probe and Monitor).....	14
1.3.4.5	Eliminador de Aire y Gas (Deaerator).....	14
1.3.4.6	Sistema de Muestreo Automático.....	16
1.3.4.7	Válvula de Tres Vías.....	19
1.3.4.8	Medición de Volumen y Registro de Barriles.....	20
1.3.4.9	Transmisor de Pulsos.....	22
1.4	MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (P.D.).....	23
1.4.1	Descripción del Medidor P.D.....	23
1.4.2	Tipos de Medidores de Desplazamiento Positivo para Líquidos.....	24
1.4.2.1	Medidor de Alabes Giratorios.....	24
1.4.2.2	Medidor de Pistón Oscilante.....	26
1.4.2.3	Medidor de Paletas Deslizantes.....	27
1.4.2.4	Medidores de Engranajes.....	28
1.5	PROBADOR DE TUBERÍA (PIPE PROVER).....	29
1.5.1	Principio de Funcionamiento.....	29
1.6	VÁLVULAS.....	32
1.6.1	Tipos de Válvulas.....	32
1.6.2.	Actuador Motorizado.....	35
1.7	COMPUTADOR DE FLUJO OMNI 6000/3000.....	37
1.7.1	Descripción del Computador de Flujo Omni.....	37
1.7.2	Panel de Operación (Operator's Panel).....	38
1.7.3	Estructura del Panel Posterior (Passive Backplane Mother Board).....	40
1.7.4	Terminales de Tablero Posterior (Back Panel Terminations).....	41
1.7.5.	Módulo del Procesador Central (Central Processor Module).....	42
1.7.6	Módulos de Entradas y Salidas I/O (Input/Output I/O Modules).....	43
1.7.6.1	Módulos Digitales de I/O.....	45
1.7.6.2	Módulos de Comunicación Serial.....	46

1.7.6.3	Combinación de Módulos de I/O del Proceso.....	47
1.7.6.4	Combo de Módulos I/O del Proceso Versus los Puntos de I/O Físicos.....	49
1.7.6.5	Asignaciones Específicas para las Señales de Entrada.....	49
1.7.7	Terminales de Suministro de Energía.....	50
1.8	TRANSMISORES INTELIGENTES.....	51
1.8.1	Transmisores.....	51
1.8.2	Tipos Transmisores Inteligentes.....	52
1.8.3	Transmisor Inteligente de Temperatura TT 301.....	53
1.8.3.1	Operación del Transmisor Inteligente TT301.....	53
1.8.3.2	Descripción Funcional de los Sensores.....	53
1.8.3.3	Pantalla del Transmisor TT 301.....	56
1.8.3.4.	Modalidad de Monitoreo.....	57
1.8.4	Transmisor Inteligente de Presión LD 291.....	57
1.8.4.1	Descripción Funcional del Sensor Capacitivo.....	58
1.8.4.2.	Pantalla del Transmisor LD 291 (Display).....	59
1.8.4.3.	Modalidad de Monitoreo.....	59
1.9	INGENIERÍA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.....	60
1.9.1	Ingeniería Conceptual.....	61
1.9.2	Ingeniería del Sistema de Control (Detalle).....	62
1.9.3	Ingeniería de Montaje o Instalación.....	63
1.9.4	Relación con otras Especialidades.....	64

CAPÍTULO II CONFIGURACIÓN Y MONTAJE DE OMNI

2.1	CONFIGURACIÓN DEL COMPUTADOR DE FLUJO.....	66
2.1.1	Descripción del Software OmniCom.....	67
2.1.2	Requerimientos de Configuración.....	69

2.1.3	Configuración en Base a los Parámetros y Requerimientos del Proceso.....	71
2.1.3.1	Configuración General.....	71
2.1.3.2	Módulos de entrada/salida O/I.....	72
2.1.3.3.	Configuración del Módulo de Comunicación Serial.....	78
2.1.3.4	Configuración para el Prover.....	79
2.1.3.5	Configuración de los Contadores Mecánicos.....	81
2.1.3.6	Configuración para Reportes de Producción.....	82
2.1.3.7	Configuración para Cálculos Volumétricos.....	83
2.1.4	Simulación y Pruebas del Computador de Flujo.....	84
2.2	MONTAJE DEL COMPUTADOR DE FLUJO.....	87
2.2.1	Actividades Complementarias.....	87
2.2.2	Instalación de Tubo Cónduit y Tendido de Cable.....	89
2.2.3	Montaje y Conexionado de los Transmisores.....	91
2.2.3.1	Calibración de los Transmisores.....	91
2.2.3.2	Montaje de los Transmisores.....	97
2.2.4	Instalación, Montaje y Conexiones de OMNI.....	99
CAPÍTULO III OPERACIÓN Y PRUEBAS		
3.1	DINÁMICA DEL PROCESO DE MEDICIÓN.....	104
3.1.1	Sistema de Medición.....	104
3.1.2	Sistema de Prueba.....	107
3.2	CÁLCULO DEL VOLÚMEN FISCAL AUTOMATIZADO.....	109
3.2.1	Factores de Corrección.....	109
3.2.2	Cálculos Volumétricos.....	110
3.3	PRUEBAS EXPERIMENTALES.....	116
3.3.1	Generalidades.....	116
3.3.2	Frecuencia de Realización de Pruebas e Inspecciones.....	116
3.3.3	Personal que debe Presenciar las Pruebas.....	118

3.3.4	Cálculo del Factor de Medición.....	118
3.3.5	Modificación del Factor del Medidor.....	119
3.3.6	Causas de Rechazo de las Pruebas.....	119
3.3.7	Instrumentos y Equipo.....	120
3.3.8	Procedimiento General de Calibración.....	120
3.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	122
3.4.1	Reportes de Producción y Calibración.....	123
3.5	PRUEBAS FINALES Y COMPARACIONES.....	129
3.5.1	Pruebas Finales.....	129
3.5.2	Cuadro Comparativo.....	134
3.6	COSTO DEL PROYECTO.....	134
 CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		
5.1	CONCLUSIONES.....	136
5.2	RECOMENDACIONES.....	139
 BIBLIOGRAFÍA Y ENLACES.....		
		141

CONTENIDO DE LOS ANEXOS

ANEXO A	Glosario de Términos.
ANEXO B	Consultoría Técnica de los Sistemas de Producción y Transporte.
ANEXO C	“Diferencia entre Producción Fiscalizada y Producción Reportada de Campos, Ocasiona Pérdidas a PETROPRODUCCIÓN”.
ANEXO D	“Reglamento para el Transporte de petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico”
ANEXO E	Características físicas y eléctricas del computador de flujo Omni 6000/3000.
ANEXO F	Diseño y funcionamiento de software y hardware del Transmisor Inteligente de Temperatura Smar TT 301.
ANEXO G	Diseño y funcionamiento de software y hardware del Transmisor de Inteligente de Presión Smar LD-191.
ANEXO H	Planos de la Ingeniería As Built.
ANEXO I	Configuración en el computador de flujo Omni 3000

INTRODUCCIÓN

La instrumentación es lo que ha permitido el gran avance tecnológico de la ciencia actual mediante la automatización de los procesos industriales y muchos otros de los aspectos de nuestro mundo moderno. En otras palabras, la instrumentación es la ventana a la realidad de lo que está sucediendo en determinado proceso, lo cual sirve para determinar si el mismo va encaminado hacia donde deseamos, y de no ser así, podremos usar la instrumentación para actuar sobre algunos parámetros del sistema y proceder de forma correctiva.

La compañía privada, en cumplimiento con disposiciones, normas y procedimientos solicitados por la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos), decidió realizar el mejoramiento de la unidad LACT en las instalaciones de Cononaco, por lo que el proyecto de tesis tiene como objetivo puntual, la “AUTOMATIZACIÓN LA UNIDAD DE CUSTODIA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA (LACT) PARA LA MEDICIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE LA PUESTA EN SERVICIO DEL COMPUTADOR DE FLUJO” LA PLANTA DE CONONACO, como centro de transferencia fiscal y realizar una Ingeniería AS BUILT del montaje y conexiones de Omni del sistema de medición y prueba utilizadas para medir y registrar automáticamente la transferencia, para la cual se ha trabajado previamente en la revisión de la Ingeniería Básica y un levantamiento de la información de campo para la puesta en servicio de la unidad Omni.

Para el efecto el proyecto se ha dividido en cuatro capítulos, como sigue:

En el Capítulo I, se presenta el marco legal para la fiscalización de hidrocarburos líquidos, la descripción de los elementos de un sistema LACT y la aplicación del computador de flujo Omni 3000 para la automatización de la planta.

En el Capítulo II, se detalla la configuración del computador de flujo de acuerdo a los requerimientos de automatización de la planta, montaje y conexiones de la Omni con las actividades complementarias y montaje de los equipos asociados.

En el Capítulo III, se presenta el análisis de la pruebas y cálculos realizados por el computador de flujo en base a la impresión de los reportes de producción y calibración comparando las pruebas del medidor con un probador patrón (master meter).

Finalmente en el Capítulo IV, se exponen las conclusiones y recomendaciones recopiladas durante el desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS GENERALES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En la Industria Petrolera, operativamente se estima que en todo sistema de producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos existen diferencias que en determinados rangos son tolerables. Así, la norma técnica API (Instituto Americano del Petróleo) establece un porcentaje aproximado de mermas o diferencias admisibles del 0,3%.

Actualmente en el sistema de producción y transporte de petróleo por los sistemas de oleoductos como el SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano), RODA (Red de Oleoductos del Distrito Amazónico) cuya operación se encuentra a cargo de PETROECUADOR,¹ existe una importante discrepancia entre los datos de producción de campos y los volúmenes fiscalizados en Lago Agrio, cuya diferencia porcentual supera lo establecido en la norma API, por lo que se ha venido implementando técnicamente los sistemas de medición de hidrocarburos de PETROPRODUCCIÓN² y de las compañías productoras con unidades LACT (Control Automático de Transferencia en la Localidad – Lease Automatic Control Transfer) de medición para una adecuada transferencia fiscal.

¹ Empresa Estatal Petróleos del Ecuador.

² Empresa Estatal de Comercialización y Transporte de Petróleos del Ecuador, filial de PETROECUADOR.

Para contrastar lo expuesto anteriormente se adjunta el anexo B, cuyo documento es un informe de una Consultoría Técnica de los Sistemas de Producción y Transporte realizado por funcionarios de la OLADE y expertos consultores y el anexo C, que se trata de un Boletín de Prensa³ con el título “Diferencia entre Producción Fiscalizada y Producción Reportada de Campos, Ocasiona Pérdidas a PETROPRODUCCIÓN”.

Las Unidades LACT son construidas con la finalidad de controlar, medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes de hidrocarburos líquidos, aquí las compañías productoras entregan a la operadora el petróleo crudo para ser transportado por el sistema de oleoductos acorde con el reglamento para el “Transporte de Petróleo Crudo y Centros de Fiscalización y Entrega”, donde se mide la producción de hidrocarburos, se determina los volúmenes de participación de las partes y se entrega la participación del Estado. En el anexo D, se adjunta el Capítulo II de Operación y Transporte del “Reglamento para el Transporte de Petróleo Crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico” establecido mediante Acuerdo Ministerial 014.

Estos sistemas son implementados principalmente por los efectos provocados por la presión, temperatura y características del crudo en el proceso de transferencia y almacenamiento del mismo, por lo que es necesario compensar y corregir parámetros del sistema de medición a condiciones estándar del crudo a una temperatura de 60 °F y una presión de 14.7 psia establecidos por el API y obtener el volumen neto transferido, con la finalidad de estandarizar y minimizar los errores de medición y principalmente con la automatización evitar la manipulación de los datos.

Las instalaciones de la unidad LACT en Cononaco, cuenta con un sistema de prueba basado en un probador de tubería Bidireccional (PROVER), equipo que se encuentra fuera de servicio acoplado en línea con los medidores (Smith Meter), siendo estos el equipo de medición y registro actual de la unidad, los mismos que

³ <http://www.petroecuador.com.ec/noticias/BOLETIN%2082.pdf>.

son calibrados y fiscalizados periódicamente ya que su rendimiento es afectado por las variables del proceso como temperatura, presión, viscosidad, desgaste, y depósitos, demandando un sistema efectivo de prueba que operará conjuntamente con el computador de flujo (OMNI 3000), que es la encargada de controlar el proceso de prueba, recoger los parámetros de medición del proceso con el fin de realizar los cálculos volumétricos y factores de corrección de acuerdo al MPMS (Manual de Normas de Medición del Petróleo) de API.

Los reportes de medición del volumen transferido están sujetos a modificaciones y manipulación corriendo el riesgo de generar pérdidas e incluso estafa para el estado, recurriendo así, a un sistema que justifique y abalice la transferencia de custodia del crudo, de tal manera que la medición en la unidad quede totalmente automatizada y los reportes fuera de la manipulación del personal.

Con la implementación de este sistema que operará en conjunto medidor, probador y computador de flujo se obtendrán reportes del volumen transferido y parámetros importantes que intervienen en la medición como el factor del medidor (meter factor), que determina el estado del medidor y la precisión de la medición, definiéndose en un proceso complejo con el fin de establecer lineamientos que orienten y regulen la elaboración, revisión y aprobación de los informes de producción de petróleo presentado por las compañías operadoras a la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos) y el seguimiento, monitoreo y control técnico de las actividades de fiscalización implementadas en los campos con explotación de hidrocarburos.

La Compañía Productora Privada, en cumplimiento con las disposiciones, normas y procedimientos solicitados por la DNH, decidió realizar el mejoramiento de la unidad LACT en la planta de Cononaco, cuyo proyecto se concentra en la “Automatización de la Unidad de Custodia y Transferencia Automática (LACT) para la medición de petróleo mediante la puesta en servicio de un computador de flujo.”

1.2 NORMAS TÉCNICAS PARA LA FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.⁴

1.2.1 Finalidad de las Normas.

Estas normas tienen como finalidad servir de guía a la industria del petróleo establecida en el país para alcanzar el nivel de medición automatizado necesario que permita conocer exactamente la producción y utilización de los recursos naturales explotados.

En su parte técnica, las normas de fiscalización de hidrocarburos han acogido algunos procedimientos acreditados internacionalmente provenientes de organismos oficiales y de instituciones especializadas en la materia, así como la aplicación de patrones adecuados que garanticen la exactitud de la medición fiscal y transferencia de custodia en la industria petrolera, con la utilización de equipos confiables debidamente certificados por empresas independientes acreditadas.

1.2.2 Automatización de la Medición para la Fiscalización y Transferencia de Custodia.

Se entiende por automatización de la medición para la fiscalización y transferencia de custodia de los hidrocarburos, la medición de las cantidades y calidades fiscalizadas de hidrocarburos y la transmisión de los resultados de dicha medición a los centros operativos por medios automáticos, es decir sin intervención ordinaria de personal.

En el alcance de la automatización mencionada en el punto anterior se incluye el registro histórico de las mediciones y los balances y demás operaciones adicionales que sean requeridas como parte de la fiscalización de la producción de hidrocarburos.

⁴ http://www.mem.gob.ve/norm_tec_hidrocarburos_liq/norm_tec_hidrocarburos_liq.pdf.

1.2.3 Tecnologías de Medición.

Las tecnologías de medición a usar deberán estar acorde con las características del proceso y que permita obtener los niveles de incertidumbre adecuados para la medición fiscal, según la norma API MPMS Capítulo 5, no deberá ser mayor de $\pm 0,25$ %.

Un sistema de medición fiscal deberá contar al menos con los siguientes elementos:

1. Un elemento primario.
2. Una parte instrumental.
3. Un sistema de cálculo de volúmenes netos confiable y con facilidades de generar informes que puedan ser auditados por la DNH.

1.2.4 Estaciones de Medición en Línea.

En los puntos de fiscalización y transferencia de custodia donde se acuerde realizar la medición en línea de la producción se deberán utilizar estaciones de medición, las cuales contendrán la instrumentación necesaria para medir flujo volumétrico o másico, presión, temperatura, densidad, corte de agua y tomamuestra automático en línea y las facilidades mecánicas para la conexión de un probador. Así mismo, deberá contener todos los accesorios necesarios para la correcta adecuación del líquido (válvulas de bloqueo, válvulas de control de presión y retro-presión, filtros y/o separadores de gas y vapor).

El número de medidores de flujo en paralelo que se coloquen en cada punto de transferencia de custodia, venta o fiscalización, deberán garantizar que a la máxima rata nominal de flujo prevista, siempre existirá, al menos un medidor de reserva para ser utilizado en caso de contingencia, de esta forma se garantiza el alto grado de disponibilidad que se necesita para estas operaciones.

El diseño y construcción de la estación de medición deberá permitir que los medidores individuales puedan ser excluidos del servicio sin necesidad de suspender la operación de la estación completa.

Los sistemas de medición de flujo que se instalen, deberán incluir las facilidades necesarias para probar el comportamiento de los equipos y determinar los correspondientes factores del medidor.

Las estaciones de medición con gran cantidad de medidores, manejo de grandes volúmenes y manejo de diferentes tipos de fluidos por los mismos medidores, deberán poseer probadores en sitio, preferiblemente de tipo bidireccional.

No se permitirá la construcción de vías alternas a los medidores o bypass que puedan permitir que el líquido sea transferido sin medición.

Los medidores de flujo utilizados deberán incluir compensación automática por temperatura. Esta compensación será ejecutada de manera individual en cada ramal de las estaciones de medición.

1.2.5 Tecnología para la Medición de la Fiscalización y Transferencia de Custodia.

1.2.5.1 Medición de Calidades.

Medidor de densidad. Para la medición de densidad se utilizará equipos con principio de medición por vibración de última tecnología con precisión de más o menos una décima por ciento ($\pm 0,1$ %).

Medidor de contenido de agua en crudo. Se utilizarán medidores de absorción de energía de última tecnología con precisión de $\pm 0,2$ %.

Sistema de tomamuestras automático. Se utilizarán tomamuestras tipo línea o lazo con una repetibilidad de $\pm 0,5$ %.

1.2.5.2 Medición de Cantidades.

Medidor de flujo. Para la medición de líquidos se utilizarán equipos con tecnología de punta con precisión de $\pm 0,25$ % y de rendimiento comprobado en las aplicaciones específicas de la industria.

Probadores de medición en línea. Para la calibración/certificación del medidor de flujo se utilizarán probadores convencionales (unidireccional ó bidireccional) y compactos de última tecnología con repetibilidad de $\pm 0,02$ %.

Medidor de temperatura. Se utilizarán medidores de temperatura RTD's con precisión de más o menos una décima por ciento de grado centígrado ($\pm 0,1^\circ$ C).

Medidor de presión. Se utilizarán medidores de presión tipo diafragma con una precisión de más o menos dos centésimas por ciento ($\pm 0,02$).

Medidor de porcentaje de agua. Se utilizarán medidores de tecnología de punta con precisión de más o menos una décima por ciento ($\pm 0,1\%$).

Computador de flujo. Para el cálculo del flujo se emplearán equipos de última tecnología, con las siguientes características:

- a- Matemática de Punto Flotante.
- b- Frecuencia de muestreo seleccionable entre uno (1) y diez (10) segundos.
- c- Algoritmo de integración con error menor a $T*Q/2$, donde T es el período de muestreo y Q el caudal instantáneo medido.
- d- Capacidad de reset solo mediante uso del password.
- e- Despliegue gráfico de la cantidad acumulada y de la hora de inicio de la integración, o de la duración de la acumulación.
- f- Comunicación directa y digital con la electrónica del editor, a fin de aprovechar la máxima resolución y precisión del medidor.
- g- Suministro eléctrico por baterías que puedan ser respaldadas a fin de asegurar un suministro continuo e inmunidad contra interferencias electromagnéticas.
- i- Capacidad instalada para comunicación con sistemas SCADAS, PLC, etc.

1.3 SISTEMAS LACT.⁵

1.3.1 Definición de Unidad 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 o la más reciente publicación u otra aplicada por la DNH.

1.3.2 Descripción de un Sistema LACT.

No todos los sistemas LACT son idénticos, su tamaño, diseño y configuración puede diferir, dependiendo de los requerimientos o de la situación.

En general, toda unidad LACT requiere de elementos como:

- Medio de almacenamiento (storage facilities) equipado con un sistema para el control de la rata de flujo de la unidad.
- Bomba (pump), para desplazar el crudo de un lugar a otro.
- Analizador y monitor (probe and monitor), para determinar el contenido de S&W (sedimentos y agua contenidos en el crudo).
- Dispositivos de muestreo automático (automatic sampler), para recolectar un volumen específico de crudo que fluye a través de la unidad.
- Medidor de flujo para cuantificar el volumen de crudo entregado.
- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta.

⁵ International Training & Development, LACT Systems.

- Una válvula de desvío para prohibir la transferencia de petróleo de mala calidad.
- Sistemas de seguridad, monitoreo de falla que cierre la unidad si algún mecanismo esta en mal funcionamiento.
- Dispositivos que permitan el acceso para calibración o prueba del medidor.
- Filtro (strainers) para remover basura y partículas sólidas que arrastra el crudo.
- Dispositivo para separar y extraer el aire ó gas (deaerators) que está contenido en el crudo.
- Varias válvulas, medidores de presión, termómetros, trasmisores de presión y temperatura.
- Regulador de presión para mantener una presión constante en la unidad.

La figura 1.1, muestra el diseño y los elementos constitutivos de un sistema LACT.

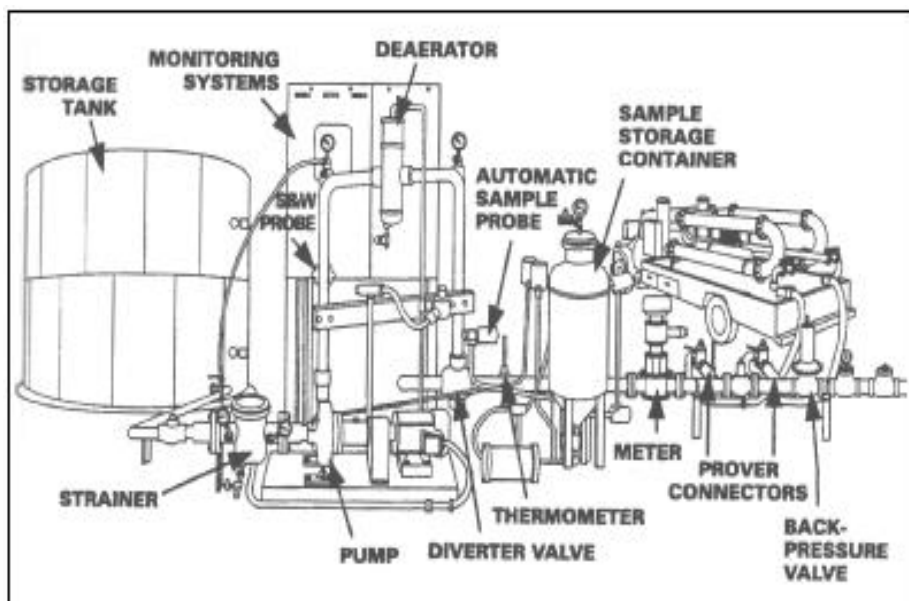


Figura 1.1. Elementos constitutivos de un sistema LACT.

Dentro del sistema LACT el flujo de crudo ingresa por el punto A, atravesando el lazo de la unidad hacia el punto C, si se detecta crudo de mala calidad es regresado al sistema de tratado de crudo por el punto B, la figura 1.2, muestra el recorrido del flujo de crudo dentro del lazo del sistema LACT.

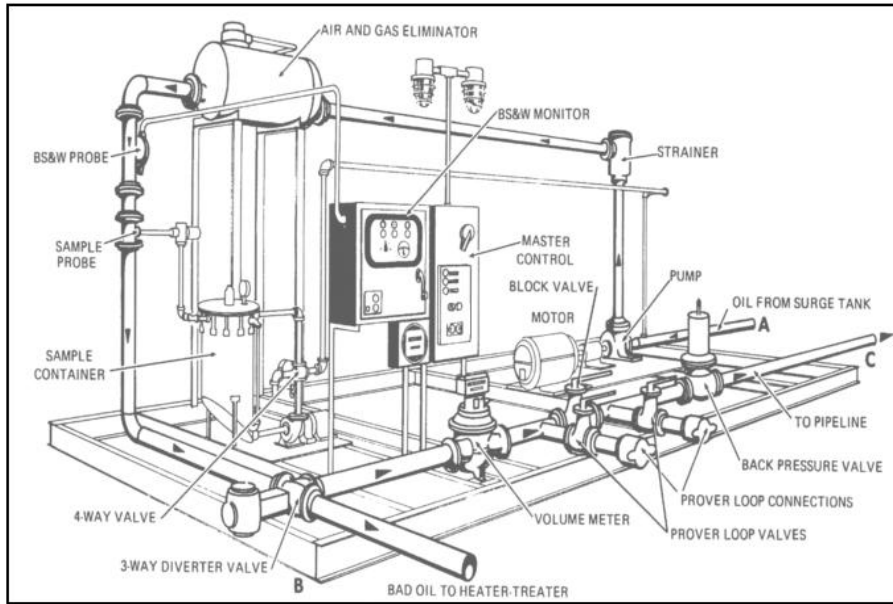


Figura 1.2. Flujo de crudo en la unidad LACT.

1.3.3 Trayectoria Típica del Flujo de Petróleo.

La ingeniería, provisión de equipos y materiales de construcción de la unidad de medición de petróleo, se basa en especificaciones API 11N, especificaciones para equipos LACT y al MPMS; capítulo VI que detalla los elementos constitutivos. En la figura 1.3, se muestra una trayectoria típica del proceso de producción de petróleo.

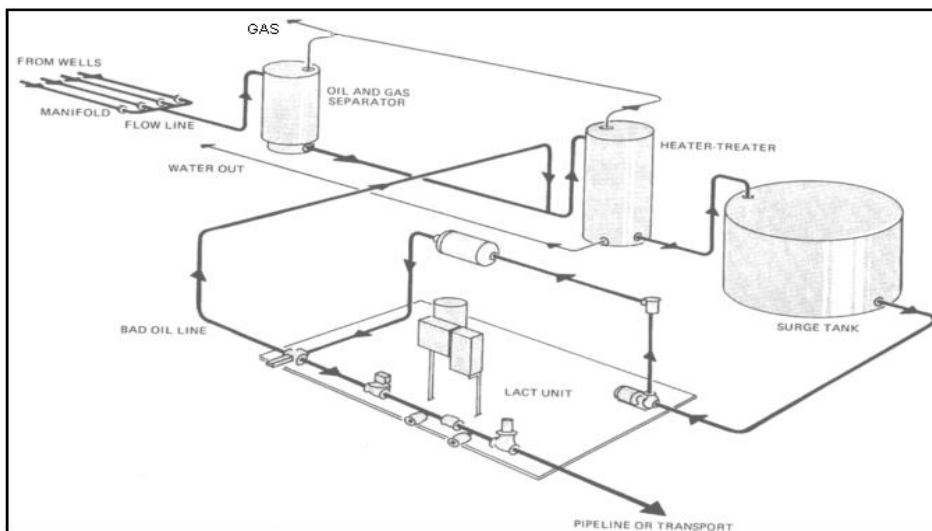


Figura 1.3. Trayectoria típica del flujo de petróleo.

El crudo extraído de los pozos (wells) ingresa al manifold, donde es direccionado en una sola línea de flujo, el crudo y el gas son separados en dos fases (oil and gas separator), mientras que el gas es expulsado, quemado ó usado como combustible dentro de las facilidades.

Luego el crudo ingresa al tratador (heater-treater). Aquí, el crudo, gas, agua y sedimentos son separados en diferentes capas, el crudo limpio se ubica en la capa más alta, mientras que el agua y sedimentos acumulados se ubican en las capas bajas como se muestra en la figura 1.4.

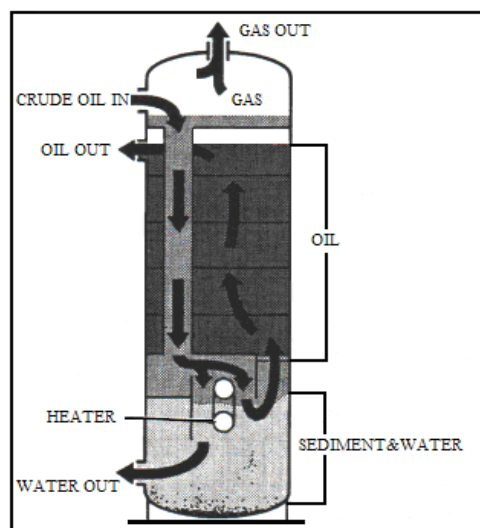


Figura 1.4. Heater – treater (tratador).

1.3.4 Operación de un Sistema LACT.

Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Fiscalización y Entrega de la Producción de Petróleo Crudo, que los usuarios hacen al RODA y/o al SOTE.

1.3.4.1 Medio de Almacenamiento.

El crudo es almacenado en tanques de provisión o tanques de oleaje antes de la custodia de transferencia.

Dentro del tanque existen interruptores (switches), de alto y bajo nivel que controlan la operación de la unidad LACT. El interruptor de bajo nivel (LSL) es colocado para mantener el nivel por encima de la línea de salida del crudo y el interruptor de alto nivel (LSH) enciende la bomba. La figura 1.5, muestra el tanque de almacenamiento de un sistema LACT.

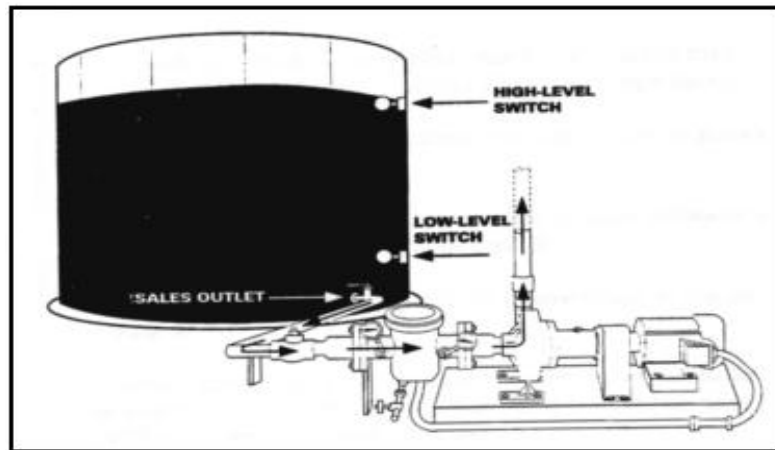


Figura 1.5. Tanque de almacenamiento de un sistema LACT.

Es importante mantener el crudo libre de aire o vapor por que ambos ocupan espacio en la línea y puede ser medido como petróleo produciéndose daños en la bomba o controles de la unidad.

1.3.4.2 Filtro (Strainer).

El crudo contienen sólidos y otras impurezas que pueden pasar a través del sistema de tratamiento y que usualmente se asientan en el tanque y que luego es bombeado a la unidad LACT.

El filtro elimina en gran parte partículas de sedimentos, lodo u otra materia que podría dañar el sistema LACT o causar una medición inadecuada. La figura 1.6, muestra el filtro de un sistema LACT.

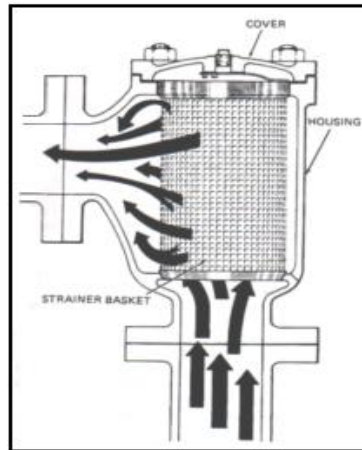
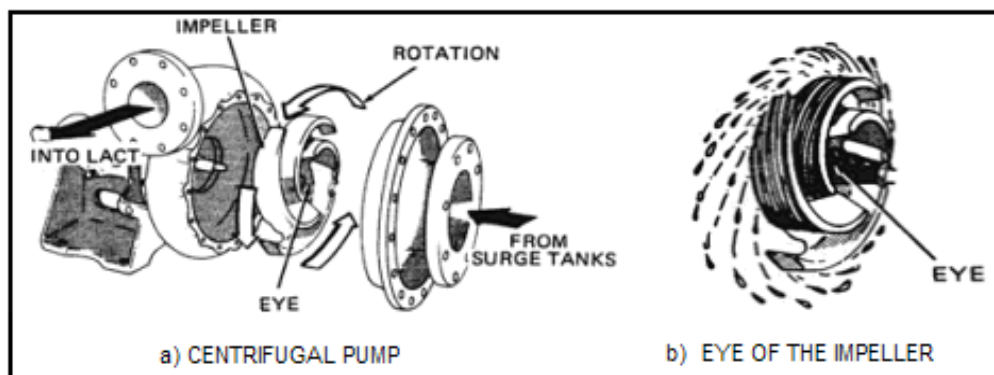


Figura 1.6. Filtro (strainer).

Dentro del alojamiento, el crudo pasa a través del filtro diseñado para entrapar las partículas más grandes, la selección del filtro depende de la cantidad y tamaño de las impurezas que contenga el crudo.

1.3.4.3 Bomba de Transferencia.

La bomba impulsa el crudo de los tanques hacia la unidad, manteniendo constante la presión y la rata de flujo, estas son usualmente de tipo centrífuga porque proporciona un flujo más suave y consistente. La figura 1.7a y 1.7b, muestran el detalle de una bomba centrífuga con el dispositivo impulsor.



La figura 1.7. Bomba centrífuga y dispositivo impulsor.

El montaje consiste en dos partes la bomba y el motor, dentro de la cubierta de la bomba se encuentra el impulsor (impeller), el crudo proveniente del tanque

ingresa al ojo del impulsor, como esta gira las aspas impulsan el líquido hacia fuera creando un área de baja presión en el ojo del impulsor, esta baja presión succiona el crudo del tanque y lo bombea a través de la unidad LACT.

La capacidad de bombeo es determinada por la velocidad del motor y tamaño de la bomba. Para incrementar la rata de flujo, la capacidad de la bomba debe ser incrementada mediante cualquiera de las dos formas; poniendo una bomba nueva o con un motor de diferente velocidad.

1.3.4.4 Analizador y Monitor de S&W (Probe and Monitor).

El sistema consiste en un analizador y un monitor, el analizador esta conectado al monitor por medio de un cable eléctrico (ver fig. 1.2). El fluido de crudo es forzado a pasar a través del analizador, este mide la capacitancia o constante dieléctrica del líquido o sustancia en la línea. Las figura 1.8a, muestra un analizador de S&W.

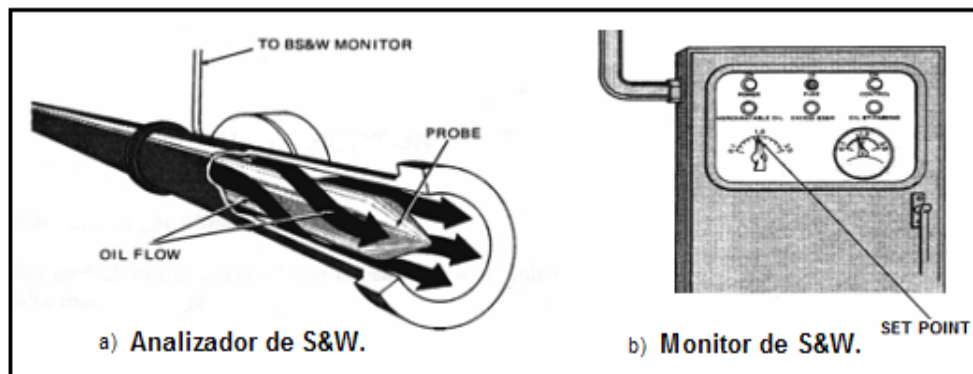


Figura 1.8. Analizador y monitor de S&W.

El monitor dispone de un ajuste (setpoint) para rechazar crudo con cierto contenido de S&W. En la figura 1.8b, el setpoint esta fijado a un S&W de 1%; así, todo crudo que contenga un exceso del 1% será rechazado por el monitor.

1.3.4.5 Eliminador de Aire y Gas (Deaerator).

El gas y el aire en el crudo puede causar que la unidad LACT de lecturas de medición falsas. Para asegurar medidas exactas se debe eliminar cuanto más aire

y gas sea posible. Después de que el flujo de crudo haya pasado por el analizador de S&W, este usualmente fluye por un elemento de la unidad llamada deaerator. La figura 1.9, muestra un eliminador de gas y aire.

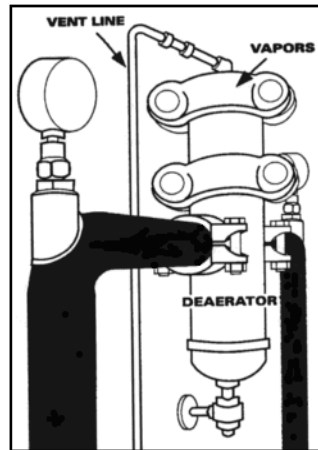


Figura 1.9. Eliminador de aire y gas (deaerator).

En el eliminador, el crudo pasa a través de un scrubber⁶, permitiendo que el aire ligero sea expulsado y separado del crudo, como se indica en la figura 1.10a.

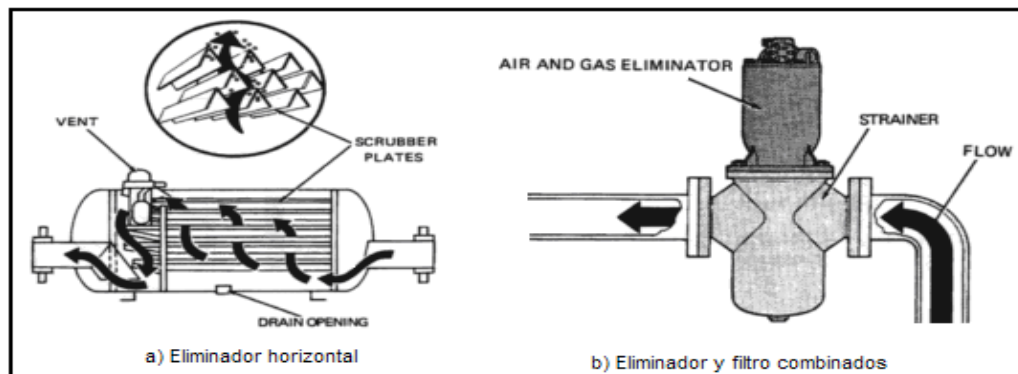


Figura 1.10. Eliminador horizontal – Eliminador y filtro combinados.

El deaerator tiene varias configuraciones, tipo vertical, horizontal o combinado con un filtro. La figura 1.10b, muestra la combinación de un eliminador y un filtro que eliminará aire, gas e impurezas.

⁶ Scrubber, separador de altas relaciones de aire y gas.

1.3.4.6 Sistema de Muestreo Automático.

El sistema de tomamuestras, está localizado sobre una sección de tubería a medida que la turbulencia es alta y el S&W está uniformemente distribuido en el crudo. La figura 1.11, muestra la ubicación de un recolector de muestras en un sistema de muestreo automático.

El monitor de S&W rechaza o acepta el crudo, este no hace un registro del contenido exacto de S&W. Antes de que el crudo pueda ser vendido, debe conocerse el contenido exacto de S&W, por lo que estas muestras deben ser analizadas.

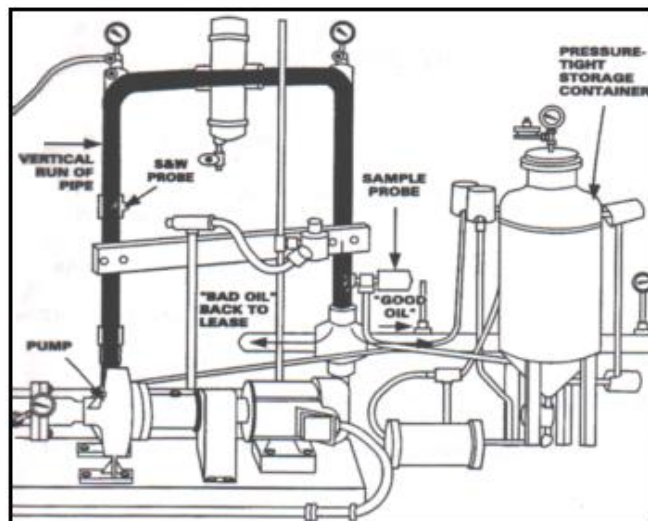


Figura 1.11. Sistema de muestreo automático.

Las tres partes principales de un sistema de muestreo automático son:

- Recolector de muestras.
- Contenedor de muestras.
- Válvula de 4 vías.

El recolector consiste en un tubo, el cual toma pequeñas muestras precisas de volumen del crudo. La figura 1.12, muestra los componentes del sistema de muestreo automático.

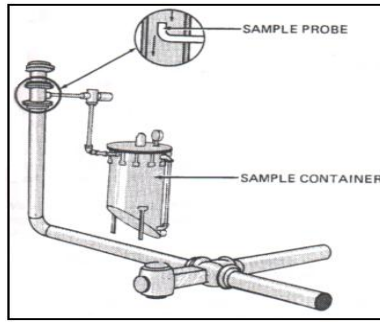


Figura 1.12. Componentes de un sistema de muestreo automático.

El recolector permite almacenar las muestras en un contenedor y es activado por pulsos electrónicos enviados desde el medidor de volumen, esta diseñado para recolectar crudo a intervalos usualmente regulares después de cada barril; así, durante la transferencia el número de muestras es determinado por la rata de flujo que pasa a través del medidor.

El contenedor esta herméticamente sellado para evitar pérdidas del hidrocarburo y mantener la muestra descontaminada hasta que alguien pueda analizarlas, tiene diferentes tamaños que dependen del número y tamaño de cada muestra. La figura 1.13, muestra el detalle de un contenedor y los equipos asociados.

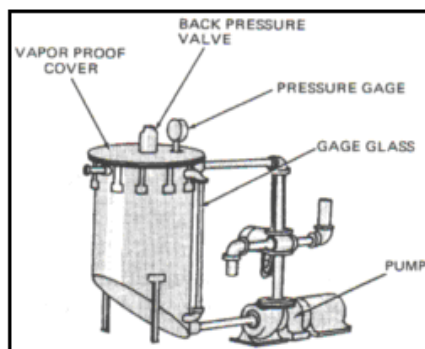


Figura 1.13. Contenedor y equipos asociados

Adheridos directamente en la tapa del contenedor se tiene el indicador de presión, válvula y un indicador de vidrio.

El crudo a veces contiene un fluido ceroso llamado parafinas que tienden a pegarse en la superficie del metal, si los sedimentos se mantienen o si la parafina

se adhiere dentro del contenedor, la muestra no puede ser representativa. Por lo que el contenedor es forrado con plástico que ayuda a prevenir que la parafina y el S&W se adhieran a los lados del contenedor.

Si todavía existieran restos de sedimentos en el fondo del contenedor cuando esté es sacado, la muestra no será representativa. Para obtener una muestra representativa del crudo en el contenedor, este debe ser previamente mezclado, la mayoría de unidades LACT usan un arreglo como se muestra en la figura 1.14.

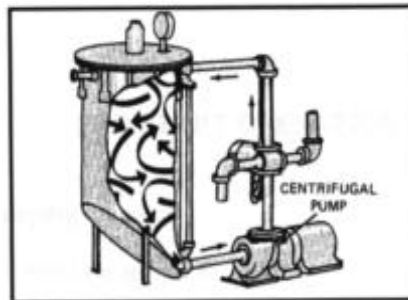


Figura 1.14. Detalle de un arreglo típico de mezclado.

Una bomba centrífuga mezcla el crudo del contenedor para asegurar una mezcla uniforme, el fondo del contenedor es sesgado a un ángulo de 45° , con el fin de que el contenido de S&W resbale hacia abajo a la salida del flujo. La bomba hace que la corriente del fluido recoja los sedimentos y sean mezclados.

La válvula de cuatro vías puede ser manipulada para tomar una muestra del crudo como se indica en la figura 1.15.

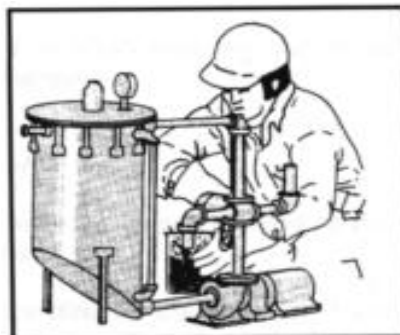


Figura 1.15. Válvula de cuatro vías.

Deben analizarse las muestras para determinar la calidad, precio y contenido de S&W del líquido transferido.

1.3.4.7 Válvula de Tres Vías.

La unidad LACT necesita desviar el crudo rechazado hacia el sistema de tratamiento. El Monitor de S&W controla directamente la válvula de desvío de tres vías, la cual con su giro permite el paso del flujo de crudo de buena calidad hacia la línea y el flujo de crudo de mala calidad hacia el tratador.

La válvula tiene un vástago el cual es controlado por medio de un actuador eléctrico o neumático. El monitor determina si el contenido de S&W del crudo es mayor o inferior al fijado en el monitor y transmite una señal al actuador que esta acoplado a la válvula. La figura 1.16a, muestra el detalle de la válvula de desvío y lo que sucede cuando el contenido de S&W es menor que el setpoint.

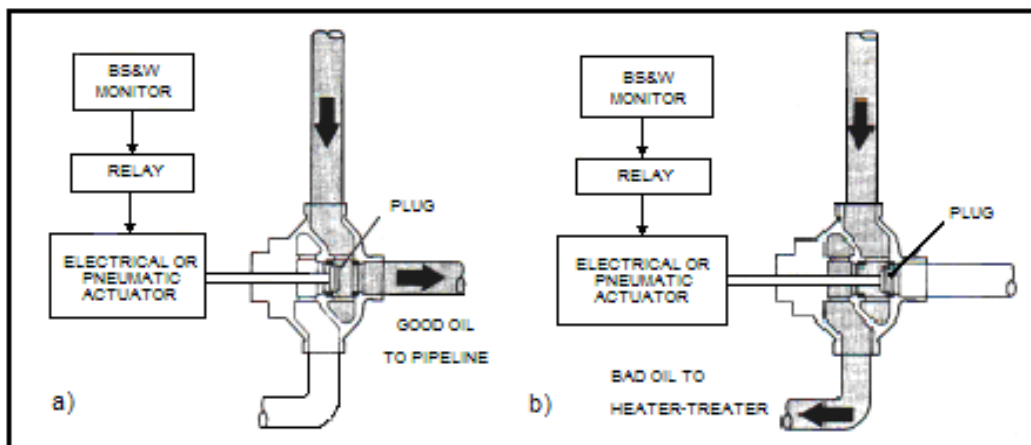


Figura 1.16. Operación de la válvula de 3 vías.

Si el monitor de S&W detecta excesos de sedimentos y agua, el actuador cambia la posición del vástago abriendo la entrada hacia el heater-treater (tratador). En la figura 1.16b, el contenido de S&W se encuentra sobre el setpoint.

1.3.4.8 Medición de Volumen y Registro de Barriles.

El medidor es el componente más importante de cualquier unidad LACT por que este mide el volumen de líquido que se transfiere desde el productor al cliente, la mayoría de unidades LACT usan un medidor de desplazamiento positivo.

La rotación de las cámaras o segmentos del elemento de medición, hace que el número de barriles sea transmitido a través de una conexión mecánica de engranajes hacia un registrador de barriles localizado sobre el medidor y que se encarga de registrar el volumen total de petróleo que pasa a través del medidor. En la figura 1.17, se muestra una vista ampliada de medidor de volumen de una unidad LACT.

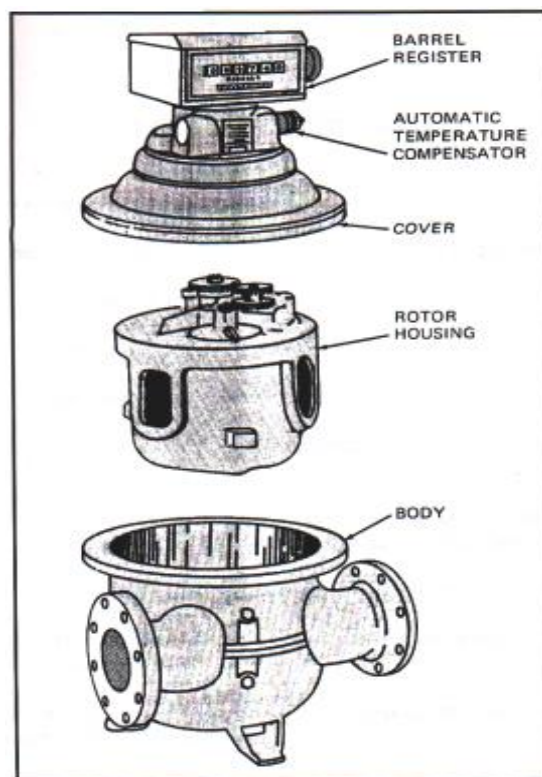


Figura 1.17. Medidor de volumen de una unidad LACT.

El alojamiento del rotor (rotor housing) está instalado en el cuerpo (body) del medidor, el registrador de barriles y el compensador automático de temperatura están instalados sobre la tapa (cover).

El sistema de engranajes gira a medida que gira el rotor del elemento de medición y en proporción a la cantidad de líquido desplazado. Las figuras 1.18a y 1.18b, muestran el registrador de volumen y la conexión de engranajes.

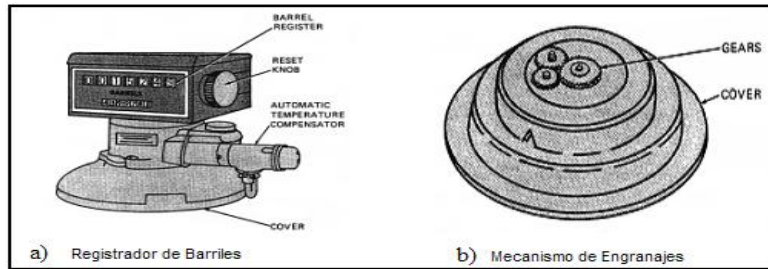


Figura 1.18. Registrador de barriles y mecanismo de engranajes.

En la figura 1.19a, se muestra un corte de sección de un medidor ilustrando lo que sucede cuando el fluido pasa a través del elemento de medición.

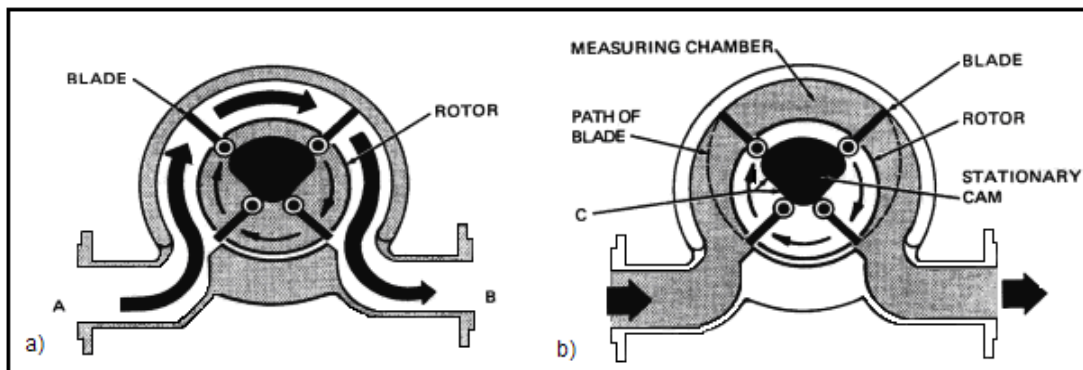


Figura 1.19. Elemento de medición.

La presión del flujo sobre las hojas causa el giro del rotor alrededor de una leva estacionaria que fuerza a las hojas a seguir su trayectoria "C" formando las cámaras de medición entre la extensión total de las hojas. En la figura 1.19b, se muestra un corte de sección de un medidor detallando su operación.

El medidor contiene un dispositivo de impresión (ticket printer), con esto en lugar de escribir la lectura del medidor a mano, el operador puede insertar una boleta e imprimir la información del registro. La figura 1.20 muestra el ticket printer.

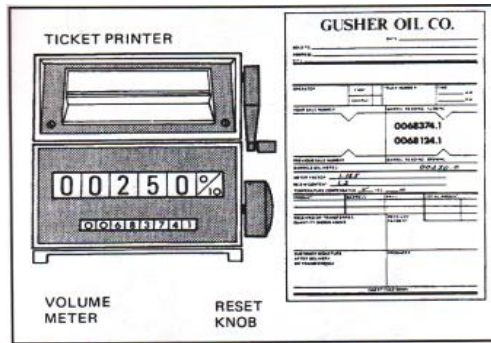


Figura 1.20. Impresor de boletas

El volumen cambia con la temperatura, aumenta cuando se calienta y disminuye cuando se enfría, la temperatura estándar para la medición de volumen es 60°F.

Normalmente, un compensador de temperatura automático ajusta la medición del registro del medidor para que convierta el volumen de petróleo transferido a un volumen equivalente a 60°F en lugar de la temperatura fluida. En la figura 1.21, se muestra un compensador automático de temperatura.

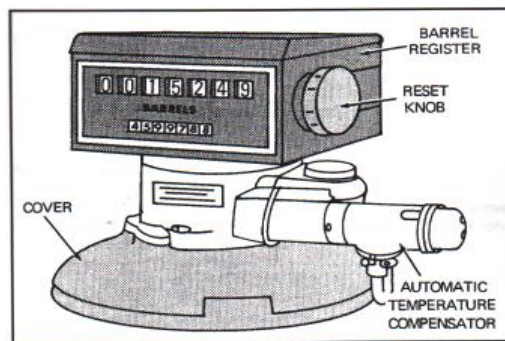


Figura 1.21. Compensador automático de temperatura

Normalmente se encuentra instalado entre el registrador de barriles y la tapa.

1.3.4.9 Transmisor de Pulsos.

Existen dos tipos de transmisores usados en los medidores, el magnético tipo pick-up o el tipo fotoeléctrico.

El transmisor Fotoeléctrico es usado en los medidores de desplazamiento, está montado o instalado en ángulo recto sobre los accesorios del medidor. El torque de carga del transmisor es despreciable; consiguientemente este puede ser retirado después de la prueba del medidor.

Este transmisor tiene una resolución de cero, esto producirá señales firmes de (0 o 1VDC) o (10-12 VDC), dependiendo en si de la parada del medidor con la activación o no del sistema foto-sensitivo. Este trasmisor produce una onda cuadrada de 10-12 VDC, representando la salida de la rata de flujo.

Estos transmisores generalmente están equipados con un sistema fotoeléctrico que produce 1000 pulsos a la salida por cada revolución de entrada. Además del medidor de cámaras, el mecanismo de engranajes y el registrador, la mayoría de los medidores contiene otras partes que son necesarias para una medición exacta.

1.4 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (P.D.).⁷

La cantidad de un fluido se mide en unidades de volumen y el régimen de flujo en unidades de volumen por unidad de tiempo, por ejemplo, galones por minuto, barriles por día, pies cúbicos por hora. Los líquidos manejados en la industria del petróleo, en barriles a 60 °F y 14.7 psi.

1.4.1 Descripción del Medidor P.D.

Los medidores de desplazamiento positivo (P.D.) son esencialmente instrumentos de cantidad de flujo, miden la cantidad de fluido que circula por un conducto, dividiendo el flujo en volúmenes separados y sumando los volúmenes que pasan a través del medidor. La exactitud de los medidores de desplazamiento positivo es alta, generalmente entre 0,1 y 1 % y muy baja pérdida de carga.

⁷ http://www.ing.unlpam.edu.ar/~material/fluidos/pdf/clase_medidores_flujo.pdf.

Puede trabajar con relación al caudal máximo a mínimo de hasta 5 a 1. Su aplicación habitual está en la medición de volúmenes con fines contables.

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

1.4.2 Tipos de Medidores de Desplazamiento Positivo para Líquidos.

El capítulo 5, sección 2, del Manual de Normas para Mediciones de Petróleo (MPMS) del API, se refiere por completo a la Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.

1.4.2.1 Medidor de Álabes Giratorios.

Este medidor contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolitas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia afuera. El movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa y las tapas inferior y superior, ni los álabes, ni el rotor hace contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición.

Una de las características sobresalientes del medidor es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición. No se desperdicia energía agitando innecesariamente el líquido.

❖ **Elemento de medición.**

Los medidores P.D. miden el flujo volumétrico, separando continuamente el flujo en segmentos volumétricos discretos que se detallan en la figura 1.22.

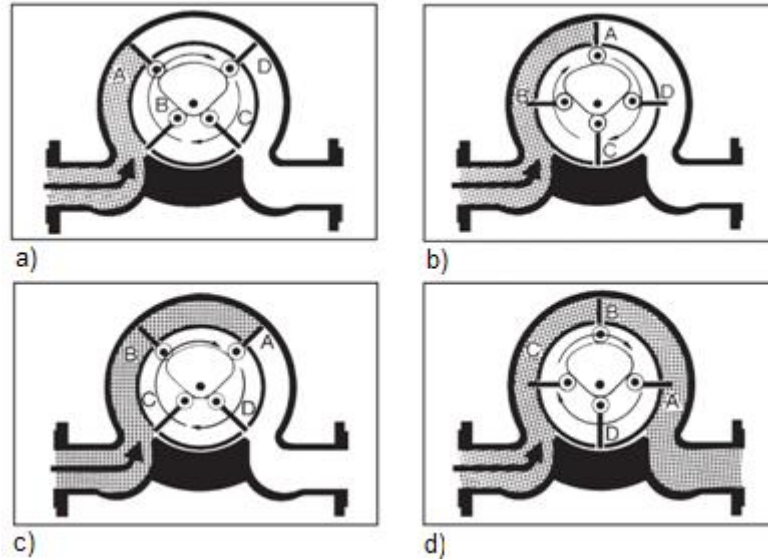


Figura 1.22. Operación del elemento de medición.

Figura 1.22a.

- El líquido no medido (área sombreada) ingresa al medidor.
- El rotor y los álabes giran hacia la derecha. Los álabes A y D se encuentran totalmente extendidos, formando la cámara de medición. Los álabes B y C están retraídos.

Figura 1.22b.

- El rotor y los álabes han efectuado una octava de revolución. El álabe A se encuentra totalmente extendido.
- El álabe B está parcialmente extendido. El álabe C se ha retraído completamente. El álabe D se encuentra parcialmente retraído.

Figura 1.22c.

- Ha ocurrido un cuarto de revolución. El álabe A se encuentra extendido todavía y ahora el B está ahora extendido.

- Existe ahora un volumen exacto y conocido de líquido en la cámara de medición.

Figura 1.22d.

- Una octava de revolución más tarde, el líquido medido está saliendo del medidor. Está a punto de formarse otra cámara de medición entre los álabes C y B. El álabe A se encuentra retraído y el C está empezando a salir.
- En tres octavos de revolución se han formado dos cámaras de medición, y otra está a punto de formarse. Este ciclo continúa repitiéndose mientras fluya el líquido.

1.4.2.2 Medidor de Pistón Oscilante.

Consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón tiene un diámetro más pequeño que el cilindro. La figura 1.23, muestra el elemento de medición de un medidor de pistón oscilante.

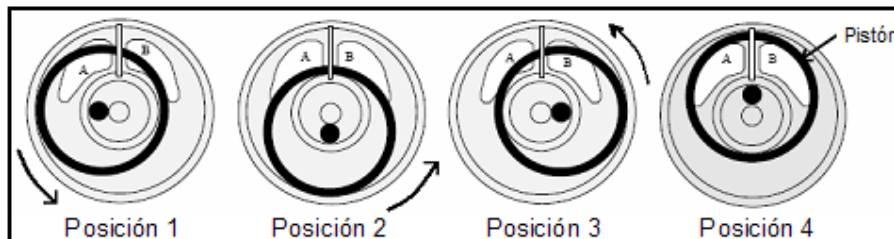


Figura 1.23. Elemento de medición de un medidor de pistón oscilante

❖ **Principio de operación.**

El pistón, cuando está en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor, que separa la entrada de la salida del líquido. Al comienzo de un ciclo el líquido entra al medidor a través de la puerta de entrada A, en la posición 1, forzando al pistón a moverse alrededor del cilindro en la dirección mostrada en la figura 1.23,

hasta que el líquido delante del pistón es forzado a salir a través de la puerta de salida B, en la posición 4, quedando el dispositivo listo para comenzar otro ciclo.

1.4.2.3 Medidor de Paletas Deslizantes.

Este medidor consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que pueden deslizarse libremente hacia adentro y hacia fuera de su alojamiento. Los miembros de las paletas opuestas se conectan rígidamente mediante varillas y el fluido circulante actúa sobre las paletas sucesivamente provocando el giro del rotor. En la figura 1.24, muestra el detalle del medidor de paletas deslizantes.

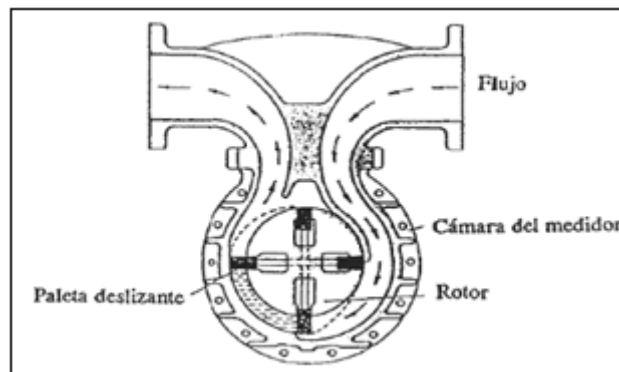


Figura 1.24. Medidor de paletas deslizantes

❖ Principio de operación.

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

1.4.2.4 Medidores de Engranajes.

- **Medidores de rueda oval.**

Este medidor dispone de dos ruedas ovas (Ver fig. 1.25) 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 desplazamiento entre ellas se produzca con el mínimo rozamiento y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.

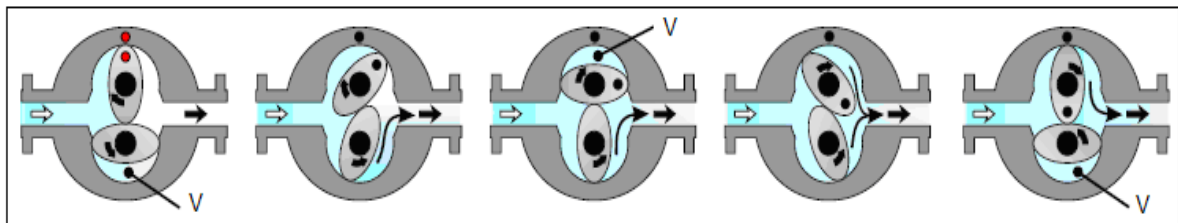


Figura 1.25. Elemento de medición de un medidor de rueda oval

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

- **Medidores helicoidales.**

El funcionamiento es similar al medidor de rueda oval, en la figura 1.26 se muestra el detalle del elemento de medición de este medidor.

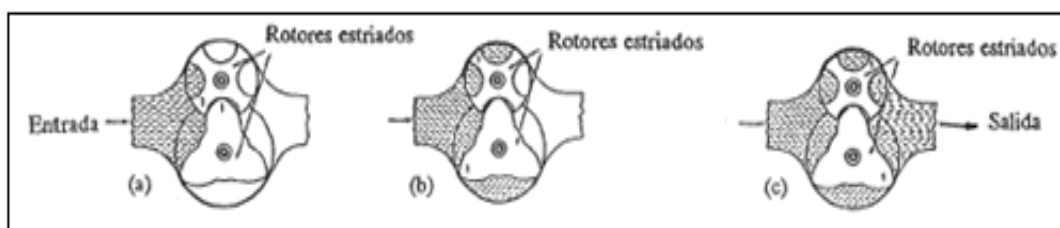


Figura 1.26. Medidor de engranajes helicoidales

1.5 PROBADOR DE TUBERÍA (PIPE PROVER).⁸

Los probadores estándar de campo algunas veces denominados medidas de prueba o calibradores de referencia, son contenedores metálicos calibrados por el Buró Nacional de Estándares (National Bureau of Standard) o por un laboratorio probado, cada uno tiene un volumen reportado para un líquido a 60°F y presión atmosférica.

El capítulo 4 del Manual de Normas para Mediciones de Petróleo (MPMS) del API, se refiere por completo a los sistemas de prueba. En este capítulo se detalla el diseño tanto de los probadores unidireccionales como bidireccionales, además de los probadores compactos.

El prover se usa como un medio para determinar la exactitud del dispositivo de medición y expresar el error como un coeficiente de corrección o meter factor.

Los medidores se calibran sin la interrupción del fluido y la calibración tiene lugar mientras fluye a la rata de flujo y presión normal. El sistema de prueba puede operarse manualmente o controlarse remotamente mediante una automatización completa.

Un medidor probador hace simplemente esto y se usa para desarrollar un meter factor para corregir los posibles errores en el registro de un medidor.

1.5.1 Principio de Funcionamiento.

Los probadores bidireccionales son equipos de medición que funcionan como patrones de trabajo para la calibración de medidores tipo turbina o de desplazamiento positivo.

El Prover se basa en una sección de tubería calibrada entre dos switch detectores de desplazamiento, posee dos cámaras de lanzamiento que determinan la

⁸ Centro Nacional de Metrología.

distancia recorrida por la esfera durante un intervalo de tiempo entre el accionamiento de la válvula de cuatro vías. Estas cámaras de lanzamiento pueden estar relativamente en cualquier ángulo sea horizontal o vertical, esta opción depende de la aplicación.

Su principio de funcionamiento es relativamente simple; el fluido que acaba de pasar por el medidor empuja a la esfera a lo largo del probador. La esfera realiza un sello hermético contra la pared del probador, la figura 1.27 detalla el diseño de un probador de tubería.

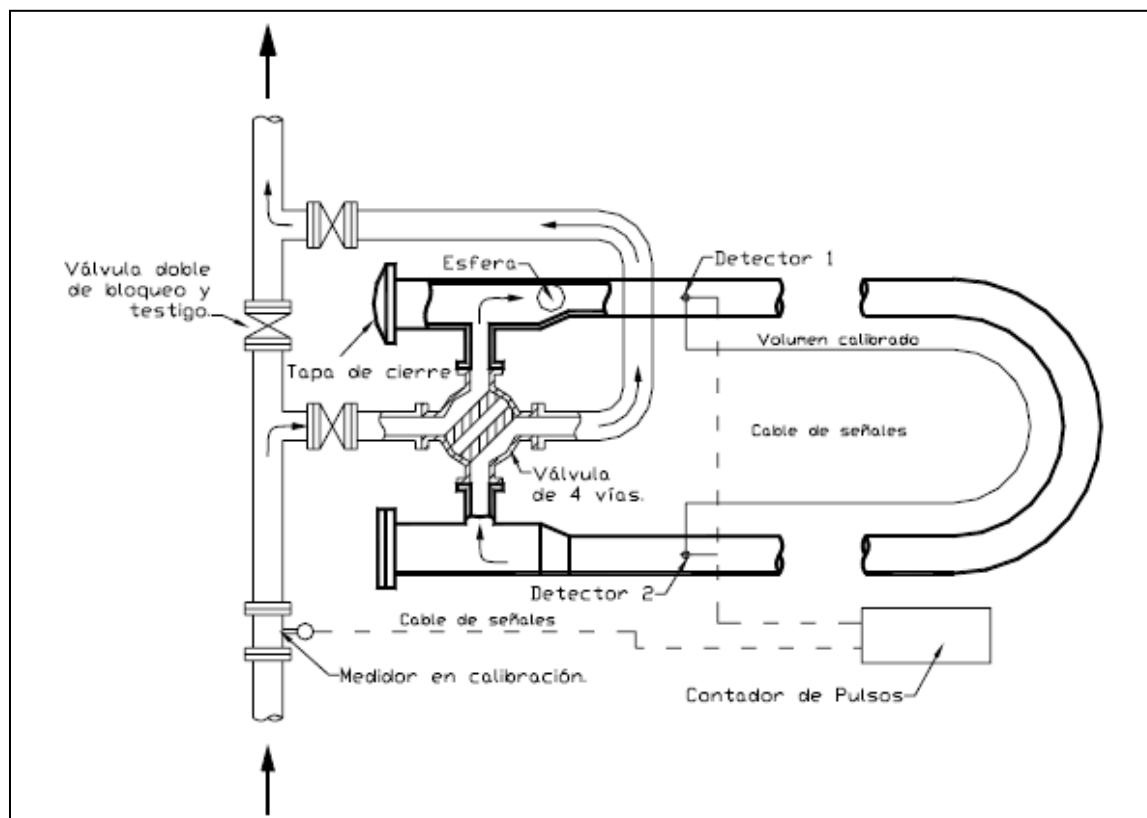


Figura 1.27. Probador de tubería bidireccional.

La válvula de cuatro vías debe estar completamente cerrada en una posición antes de que la esfera se dirija hacia el primer detector.

Al ingresar la esfera a la sección de volumen conocido un sensor detecta su proximidad y envía una señal eléctrica que abre una compuerta electrónica para admitir y contar los pulsos que son emitidos por el medidor bajo calibración.

Cuando la esfera abandona la sección de volumen conocido entonces un segundo sensor de proximidad envía la señal eléctrica para cerrar la compuerta electrónica y finalizar el conteo de pulsos. Después de realizar las correcciones pertinentes por temperatura y presión se compara el total de pulsos acumulados durante el viaje de ida y vuelta de la esfera contra el volumen base del probador.

En los probadores bidireccionales, el problema de retornar a la esfera al punto de partida se resuelve por medio de una válvula de 4 vías, con la cual se puede invertir el flujo que pasa por el probador sin interferir con el flujo uniforme que pasa a través del medidor bajo calibración. Para evitar golpes hidráulicos, la válvula de 4 vías se diseña de tal forma que el paso de fluido no se vea interrumpido en ningún momento durante la operación de la válvula (ver fig. 1.28).

En estas condiciones, la esfera empieza a moverse hacia la zona de volumen conocido mientras la válvula de 4 vías continua girando; bajo estas circunstancias es necesario estar seguros que la válvula de 4 vías haya finalizado su movimiento antes de que la esfera alcance el primer sensor. Para asegurar que suceda esto, se deja una porción de tubo sin calibrar entre la posición de reposo de la esfera y el detector, a esta porción del probador se le conoce como sección de pre-corrída o tramo de llegada.

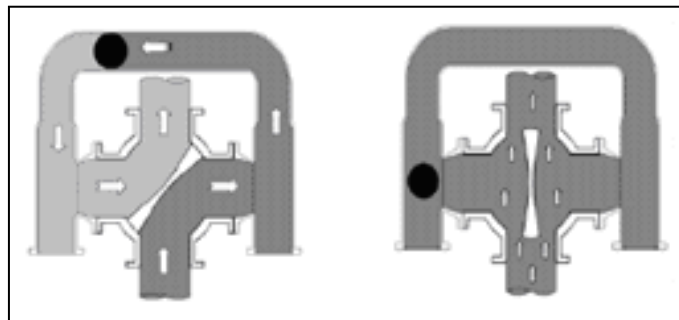


Figura 1.28. Diseño de la válvula de cuatro vías.

Para no invalidar la comparación entre el probador y el medidor bajo calibración, es imprescindible garantizar que todas las válvulas instaladas entre el medidor de volumen y el probador tengan un cierre hermético. En el MPMS de API se recomienda que todas las válvulas tengan un mecanismo de verificación de

hermeticidad, y que las válvulas de bloqueo, incluida la válvula de 4 vías, posean doble sello.

- **Detectores de la esfera.**

El volumen entre los switch detectores es indiferente del tipo de prover, debe ser seleccionado para proporcionar una repetibilidad de los resultados de carreras sucesivas del sistema de prueba dentro de un rango de 0.02%.

El dispositivo de detección y switch, debe indicar exactamente la posición del desplazamiento. El más común es el interruptor electromecánico.

1.6 VÁLVULAS.⁹

Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede abrir y cerrar, iniciar y detener, conectar y desconectar o regular la circulación (paso) de líquidos o gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos, mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos. En algunas instalaciones se requiere un sellado absoluto; en otras, las fugas o escurrimientos no tienen importancia.

1.6.1 Tipos de Válvulas.

- ❖ **Válvulas de compuerta.**

La válvula de compuerta es de vueltas múltiples, en la cual se cierra el orificio con un disco vertical de cara plana que se desliza en ángulos rectos sobre el asiento, como se muestra en la figura 1.29.

⁹ <http://www.monografias.com/trabajos11/valvus/valvus.shtml#CONTROL>.

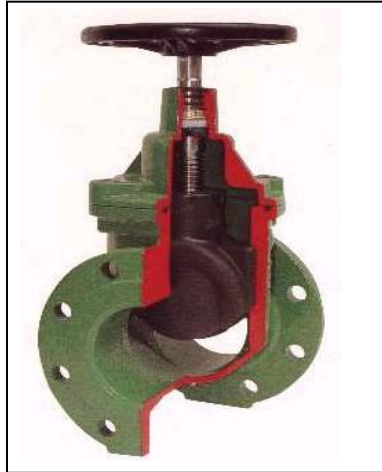


Figura 1.29. Válvula de compuerta.

❖ **Válvulas de globo.**

Una válvula de globo es de vueltas múltiples, en la cual el cierre se logra por medio de un disco o tapón que sierra o corta el paso del fluido en un asiento que suele estar paralelo con la circulación en la tubería, En la figura 1.30, se muestra el corte de una válvula de bola.

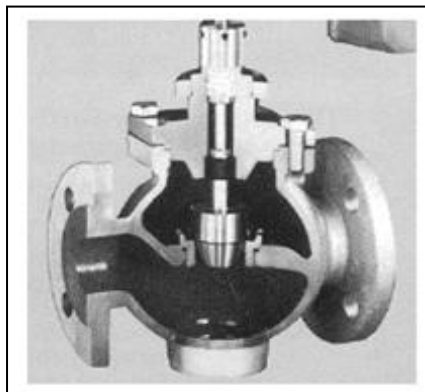


Figura 1.30. Válvula de globo.

❖ **Válvulas de bola.**

Las válvulas de bola son de $\frac{1}{4}$ de vuelta, en las cuales una bola taladrada gira entre asientos elásticos, lo cual permite la circulación directa en la posición abierta y corta el paso cuando se gira la bola 90° y cierra el conducto (Ver fig. 1.31).

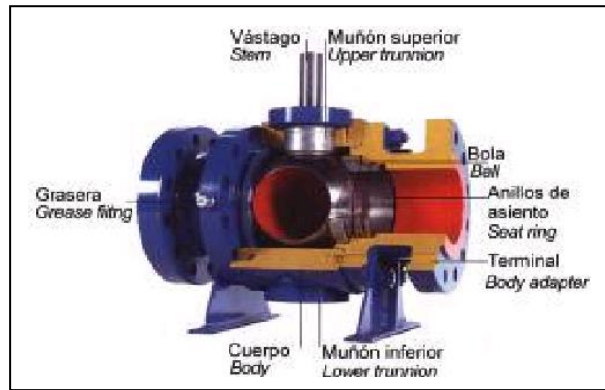


Figura 1.31. Válvula de bola.

❖ **Válvulas de mariposa.**

La válvula de mariposa es de $\frac{1}{4}$ de vuelta y controla la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos con el sentido de la circulación (Ver fig. 1.32).



Figura 1.32. Válvula de mariposa.

❖ **Válvulas de retención (check).**

La válvula de retención esta destinada a impedir una inversión de la circulación. La circulación del líquido en el sentido deseado abre la válvula y al invertirse la circulación se cierra.

En la tabla 1.1, se muestra algunas características generales para la selección de un tipo válvula.

Tabla 1.1. Características generales de las válvulas

Tipo	Gama de tamaño (Pulg)	Máxima presión (Psi)	Máxima temperatura (°F)	Material de construcción
Retención	1/8 - 24	Hasta 10000	Hasta 1200	Aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro
Bola	1/8 - 42	Hasta 10000	Hasta 1000 criogénica	Hierro, acero, latón, bronce, acero inoxidable; plásticos y aleaciones especiales
Globo	1/2 - 30	Hasta 2500	Hasta 1000	Aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro
Compuerta	1/2 - 48	Hasta 2500	Hasta 1800	Aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro
Mariposa		Hasta 2000	Hasta 2000	Materiales para fundir o maquinar. Camisas de plástico, caucho o cerámica.

1.6.2 Actuador Motorizado.

Se llaman actuadores a los dispositivos que actúan sobre otros elementos de control para producir un accionamiento de estos. Los actuadores pueden ser neumáticos, hidráulicos, eléctricos o motorizados.

Los actuadores motorizados son muy variados en cuanto a diseño y aplicación, algunos están diseñados para operar en solo dos posiciones (completamente abiertas y completamente cerradas). Otros permiten posicionamiento entre los

dos extremos. Las principales partes son un motor eléctrico, un dispositivo de acoplamiento (clutch), una caja de engranajes, un volante de accionamiento manual y un vástago (Ver fig. 1.33).

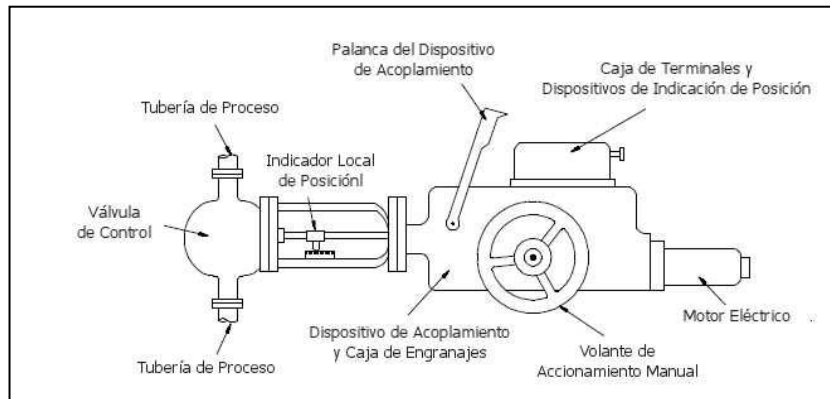


Figura 1.33. Actuador Motorizado.

- **Operación del Actuador Motorizado.**

El motor mueve el vástago a través de la caja de engranajes. El motor invierte su sentido de giro para abrir o cerrar la válvula. El dispositivo de acople desconecta el motor de la caja de engranajes para permitir que la válvula sea operada manualmente.

La mayoría de los actuadores motorizados están equipados con interruptores de fin de carrera, limitadores de torque o ambos. Los interruptores de fin de carrera desenergizan el motor eléctrico cuando la válvula alcanza una posición específica.

El limitador de torque desenergiza el motor cuando la cantidad de fuerza aplicada alcanza un valor específico. Esta fuerza aplicada es típicamente máxima cuando la válvula alcanza su posición de máxima o mínima apertura. Esta característica sirve también para prevenir daños en el actuador.

1.7 COMPUTADOR DE FLUJO OMNI 6000/3000.¹⁰

1.7.1 Descripción del Computador de Flujo Omni.

Los computadores de flujo Omni 3000 y 6000 son instrumentos de medición de flujos sumamente confiables y singularmente versátiles. La capacidad de comunicaciones extensa le permite al Omni que sea usado en una variedad de configuraciones master/esclavo para aplicaciones de transferencia de datos de alta velocidad. EL computador de flujo también puede ser configurado por hardware mediante una Unidad Terminal Remota (RTU).

El computador se conecta a varios sensores que supervisan y monitorean el flujo de la tubería en su transmisión, en aplicaciones petroquímicas o procesos de medición. Esta calcula, despliega e imprime datos que se usarán para el cálculo volumétrico.

La Omni es configurada para satisfacer los requerimientos del sistema de medición mediante bus de datos que permite la combinación de entradas y salidas, mando de la válvula y requisitos de comunicación.

Esta equipada con módulos para la conexión de los canales de entrada y salida, y una alta tecnología para verificar la fidelidad del pulso del medidor, módulos para las interfaces con los transmisores digitales Rosemount y Honeywell. En algunos modelos se dispone de hasta cuatro puertos serie para la impresión de reportes y tareas de comunicación.

Pueden ser configurados por el usuario para aplicaciones de petróleo y gas, de tandas sencillas o múltiples. Los productos que típicamente pueden medir son:

- ✓ Petróleos crudos.
- ✓ Productos refinados.
- ✓ Líquidos de gas natural (NGLs).

¹⁰ System Architecture and Installation Omni 3000 / 6000, volúmen 1.

- ✓ Gases licuados de petróleo (LPG's).
- ✓ Etileno- propileno.

1.7.2 Panel de Operación (Operator's Panel).

El Panel de operación mostrado en la figura 1.34, es estándar para todas las aplicaciones y es usada para el despliegue e ingreso de los datos. Se puede acceder a todos los datos por medio de puertos serie.

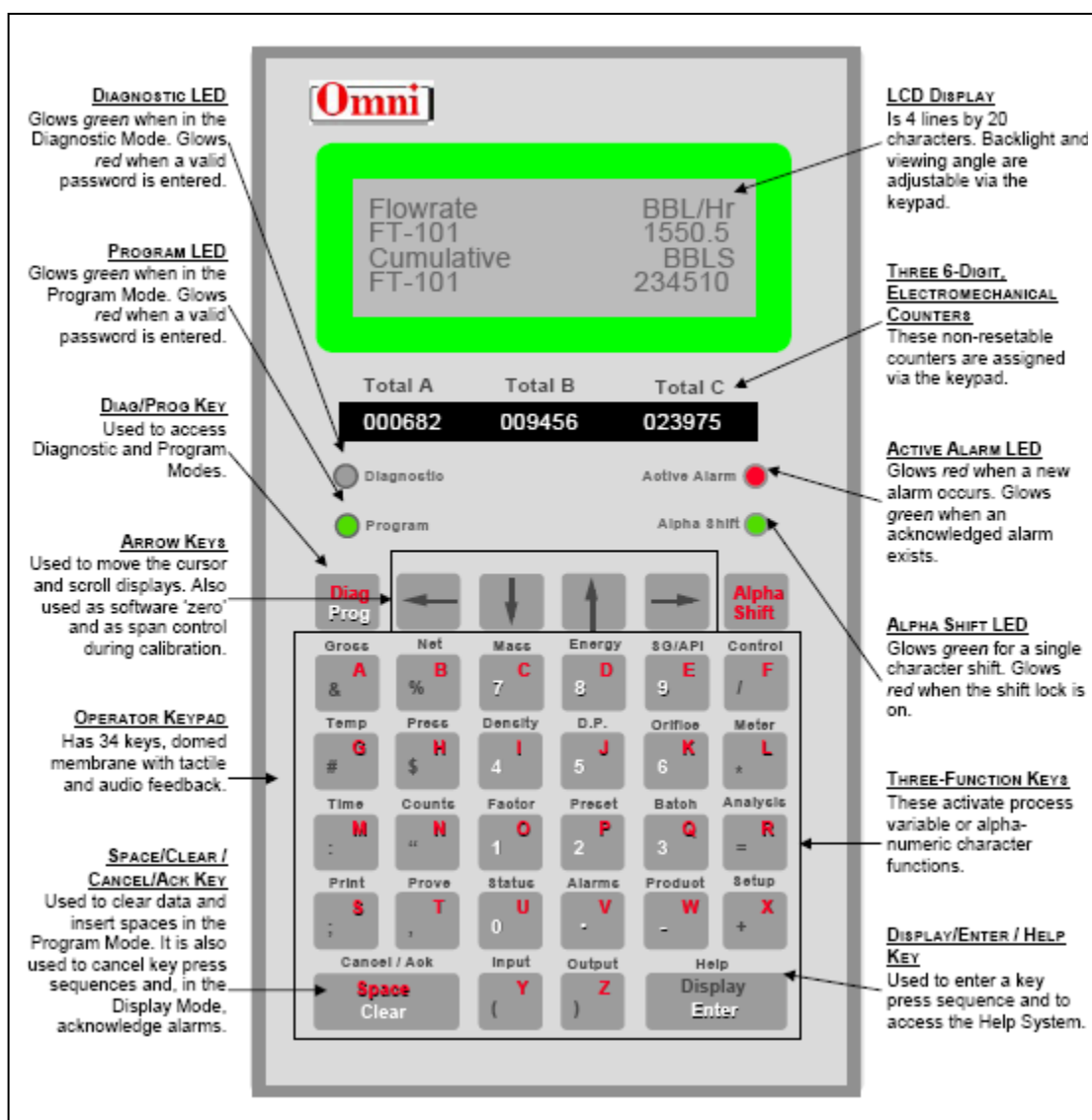


Figura 1.34. Panel de operación de Omni (front panel).

➤ **Pantalla (Display LCD).**

Es una pantalla de cristal líquida de 4-líneas por 20 caracteres alfa-numéricos, despliega todos los mensajes y variables del sistema en inglés. El despliegue y contraluz son ajustables por teclado; presionando [Setup]; seguido [Display] y siguiendo las instrucciones desplegadas.

➤ **Totalizadores electromecánicos (Electromechanical Totalizers).**

Posee tres contadores electromecánicos no reseteables con 6-dígitos cada uno instalados en el panel. Estos pueden programarse para contar y acumular a una rata de hasta 10 conteos por segundo.

➤ **LED's de diagnóstico y programa (Diagnostic and Program LED's).**

Estos LED's de doble color indican cuando el usuario está en el modo de diagnóstico, calibrando los módulos de I/O (entradas/salidas), o cuando esta en el modo de programa cambiando la configuración de la computadora. Los LED's cambian de verde a rojo después un ingresar la clave válida solicitada. El computador esta en modo normal cuando ninguno de estos LED's están encendidos.

➤ **Operación del teclado (Operator Keypad).**

El control del computador de flujo es por medio de 34-teclas alfanuméricas táctiles de membrana y generación de audio. A través del teclado se tiene la capacidad para configurar su sistema, acceso y modificar los datos de la calibración en línea.

La calibración de los datos puede ser ingresada remotamente por medio del puerto serie y son almacenados en la memoria CMOS SRAM del computador.

➤ **LED de alarma activa (Active Alarm LED).**

Un nuevo reconocimiento de alarma causa que el LED rojo se encienda. Este cambia a verde en cuanto la alarma se reconozca presionando la tecla [Cancel/Ack] del teclado.

➤ **LED alpha shift (Alpha Shift LED).**

El LED se enciende en verde para mostrar que la próxima tecla será cambiada de caracter. Se enciende el LED rojo para indicar que el cambio esta activo.

1.7.3 Estructura del Panel Posterior (Passive Backplane Mother Board).

Las tarjetas están montadas en la parte posterior interna del computador de flujo, la primera tarjeta trabaja con un bus de 16-bits, el cual acepta el Módulo del Procesador Central. El computador Omni 6000 tiene 3 tarjetas disponibles en esta sección para aceptar la expansión de memoria y las futuras mejoras del equipo. En la figura 1.35a, se muestra la estructura interna del panel posterior de un computador de flujo Omni 3000.

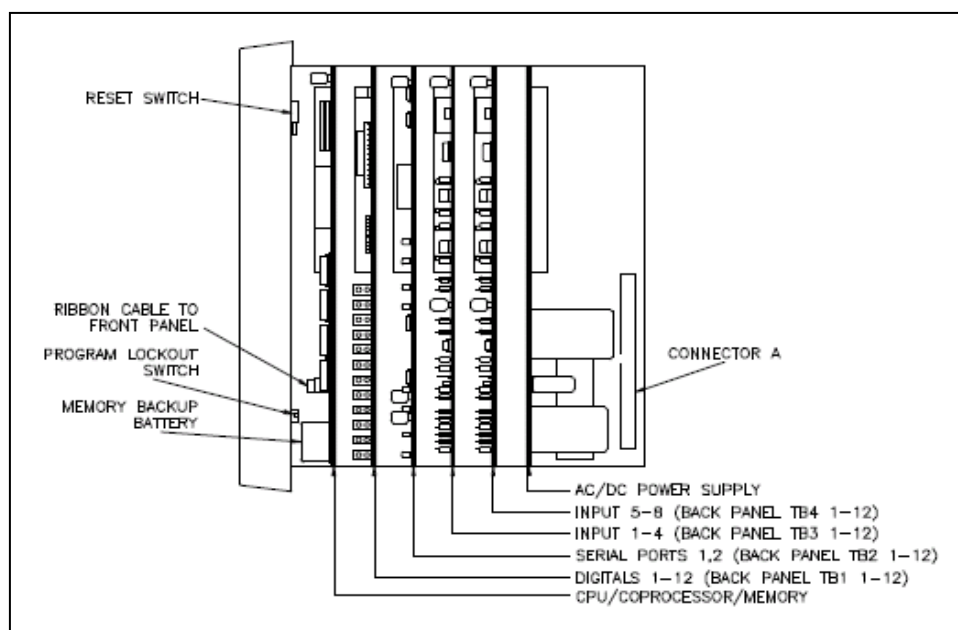


Figura 1.35a. Estructura de las tarjetas Omni 3000.

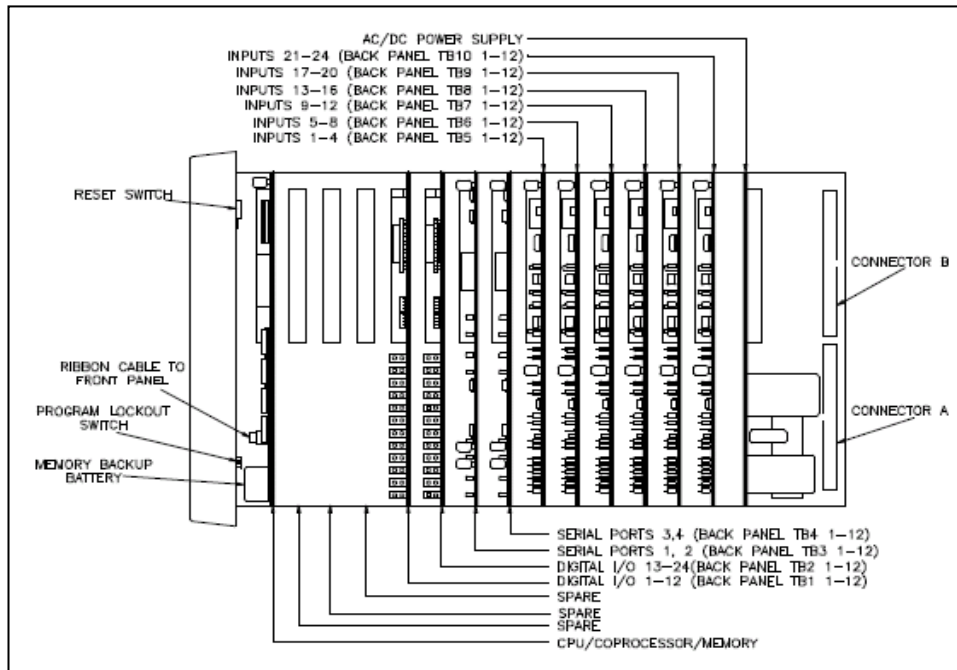


Figura. 1.35b. Estructura de las tarjetas Omni 6000.

Las tarjetas siguientes trabajan con un bus de 8-bits con 10 tarjetas en el Omni 6000 y 4 en el Omni 3000, que pueden aceptar cualquier tipo de módulo de I/O ópticamente aislado fabricado por Omni. En la figura 1.35b, se muestra la estructura interna del panel posterior de un computador de flujo Omni 6000.

La última tarjeta en ambos computadores acepta el sistema AC/DC de suministro de energía. El cable armado de doble cinta (Omni 6000) y cable armado de cinta simple (Omni 3000) conectan los terminales de I/O de las tarjetas (Backplane) con los terminales del tablero posterior (back panel).

1.7.4 Terminales del Tablero Posterior (Back Panel Terminations).

En el Omni 6000 se identifican los bloques terminales (Terminal Block's) TB1 hasta TB10 marcados desde 1 hasta el terminal 12 para cada bloque. Éstos proporcionan 120 terminales para los circuitos de las tarjetas (Passive Backplane). Los terminales de DC están en el TB11 (Ver figura 1.36).

En el Omni 3000 se identifican los bloques terminales TB1 hasta TB4 marcados desde 1 hasta el terminal 12 para cada bloque. Éstos proporcionan 48 terminales para los circuitos de las tarjetas. Los terminales de DC están en TB5 (Ver figura 1.36).

Los fusibles del tablero posterior de DC son de 3 amperios de soplo-rápido y los fusibles del CA son de ½ amperio de soplo-lento.

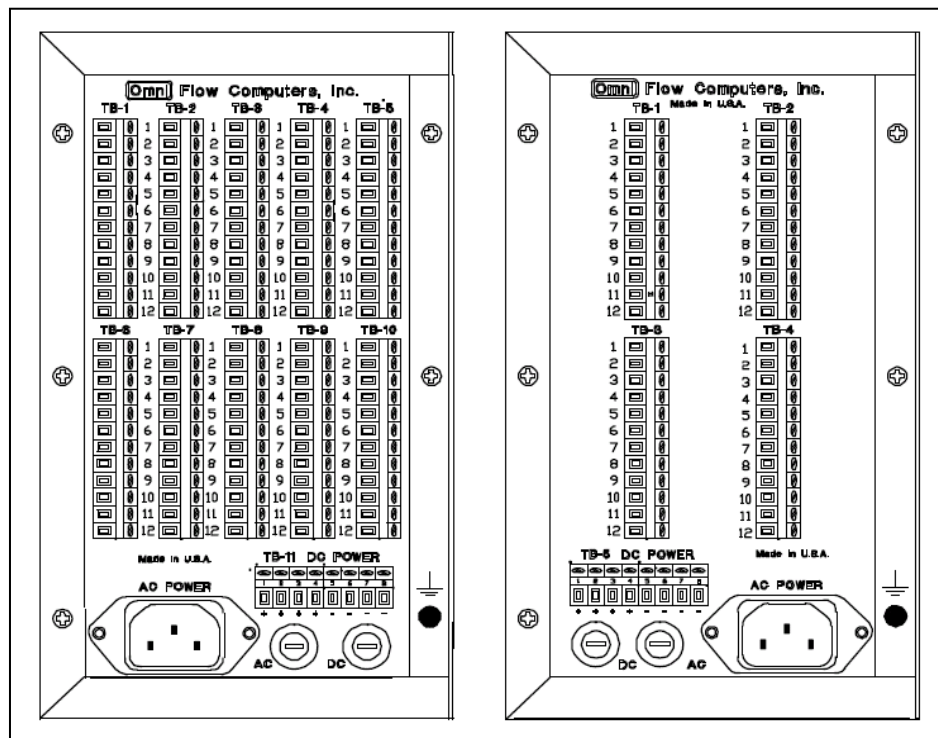


Figura 1.36. Terminales del tablero posterior de la Omni 6000/3000.

1.7.5 Módulo del Procesador Central (Central Processor Module).

Este módulo contiene un microprocesador Motorola (16/32-bits) operando a 16MHz, un máximo de 512 kbytes de memoria SRAM, 1 Mbyte de programa de memoria EPROM, coprocesador matemático y reloj de tiempo real (Ver fig. 1.37).

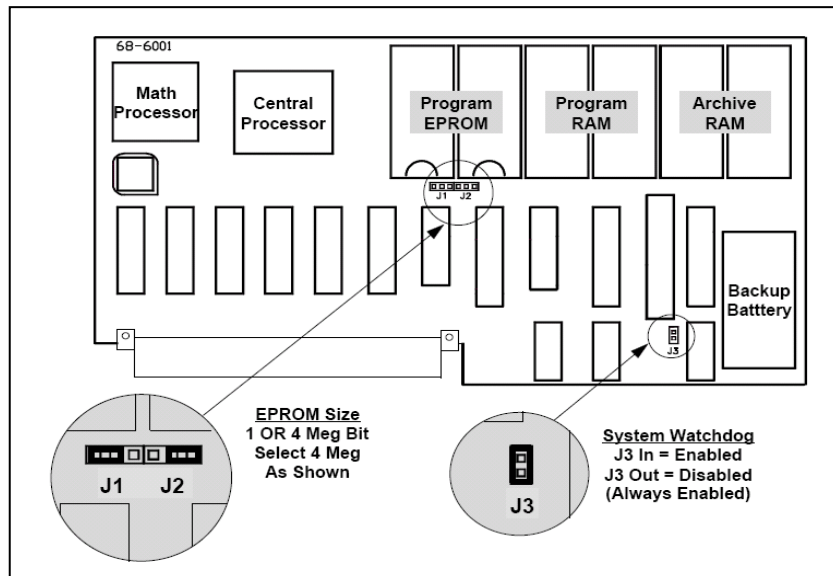


Figura. 1.37. Módulo del Procesador Central – Ajuste de jumpers.

El reloj de tiempo real continuará operando incluso cuando haya ocurrido la pérdida de energía. El tiempo de fallo en la alimentación de corriente es anotado e impreso cuando la energía es restaurada.

1.7.6 Módulos de Entradas y Salidas I/O (Input/Output I/O Modules).

Los computadores de flujo Omni utilizan un sistema de bus para las I/O, las I/O son de conexión modular para el fácil mantenimiento de campo y reemplazo, la circuitería de I/O esta aislado por circuitos foto-ópticos qué lo hace relativamente inmune al ruido eléctrico y previene el daño de la electrónica.

El Computador de Flujo OMNI tiene una combinación de diferentes tipos de módulos de I/O:

- Módulos de I/O Digitales (D).
- Módulos serial (S).
- Combo de módulos tipo A y B.
- Combo de módulos tipo E y E/D.
- Combo de módulos tipo H y HV.
- Combo de módulos tipo SV.

Casi cualquier combinación de I/O puede darse en el computador de flujo. Las únicas limitaciones son el número de tarjetas de I/O (4 en Omni 3000), 10 en Omni 6000) y el número de conexiones al tablero y al panel de campo (48 para Omni 3000, 120 para Omni 6000).

El computador Omni tiene un orden en que los módulos son conexionados (Ver fig. 1.38; ver también fig. 1.35a y 1.35b). Esto proporciona una norma de diseño de los terminales del tablero posterior.

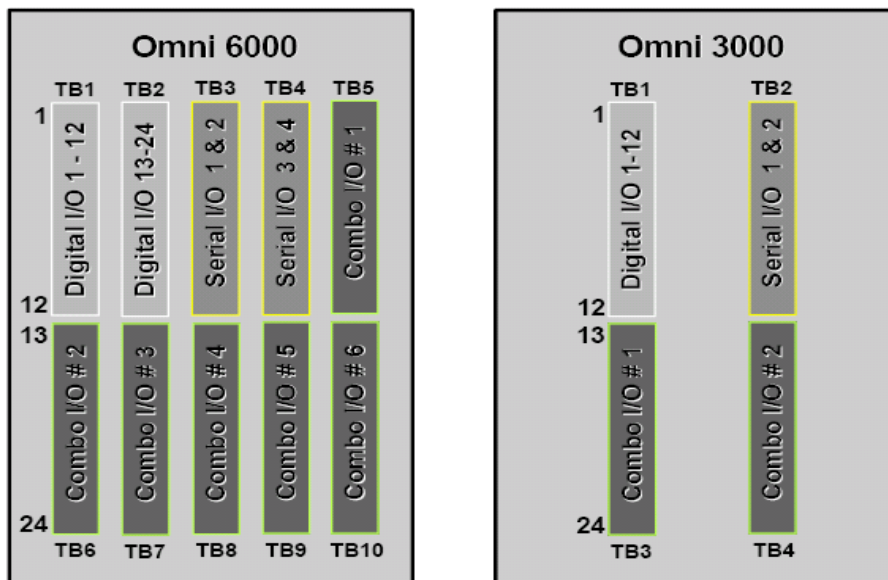


Figura 1.38. Módulos de I/O y terminales del panel posterior.

❖ **Aislamiento foto-óptico (Photo-Optical Isolation).**

La circuitería del microprocesador se aísla por medio de dispositivos foto-ópticos para prevenir el daño accidental a la electrónica (ver fig. 1.39), incluyendo el causado por electricidad estática.

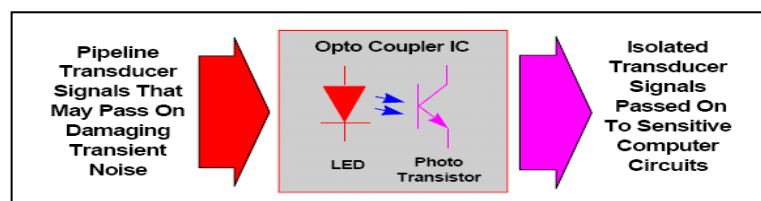


Figura 1.39. Aislamiento foto-óptico.

El aislamiento foto-óptico también inhibe el ruido eléctrico de los errores de la medida. El aislamiento independiente de cada entrada del proceso proporciona un alto rechazo en modo común, permitiendo mayor libertad al usuario en el cableado de los transmisores. Además, minimiza los efectos de tierra, aísla y protege su computador de flujo.

1.7.6.1 Módulos Digitales de I/O.

Los módulos digitales de I/O (ver fig. 1.40) proporcionan entradas y salidas discretas para controlar los probadores, catadores, muestreadores, bombas a inyección, válvulas operadas por motor y para proporcionar control automático remoto. Cada módulo digital proporciona 12 puntos (terminales) de I/O digitales, cada punto capaz de ser configurado como una entrada o salida.

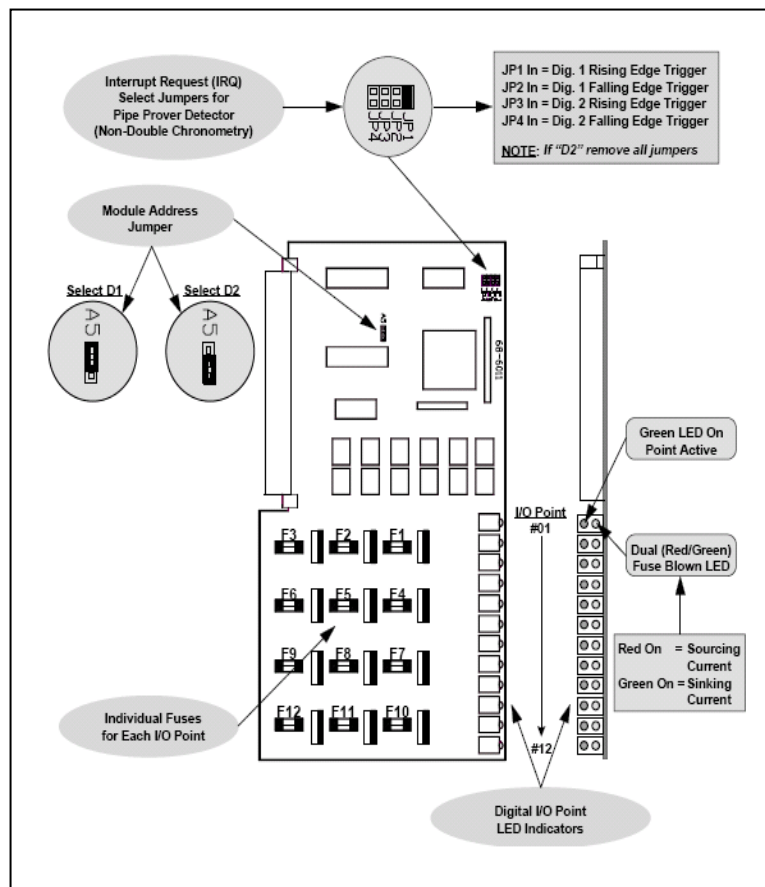


Figura 1.40. Modulo de I/O digitales – Seteo de jumpers.

El Omni 3000 normalmente tiene un módulo de I/O digital. Considerando que el Omni 6000 puede tener un máximo de dos módulos, produciendo 24 puntos de I/O digitales. El módulo de I/O digital normalmente ocupa los slot 1 y 2 (TB1, TB2) en el Omni 6000 y el slot 1 (TB1) en Omni 3000.

Direccionando los jumpers (ver fig. 1.40) del módulo digital de I/O se configura como módulo D1 o D2. Se asignan las I/O digitales 1 hasta 12 al módulo D1 y 13 hasta 24 al modulo D2, en la figura 1.40, se detalla la configuración de estos módulos.

Los Jumpers IRQ (Petición de Interrupción), son proporcionados en los módulos de I/O digitales para la interfase con los switch detectores del probador de tubería. Este sólo se aplica en la medición de líquidos. Estos jumpers son utilizados para configurar una o dos I/O digitales en el módulo D1. Todos los jumper IRQ deben quitarse si el módulo de D2 esta instalado.

1.7.6.2 Módulos de Comunicación Serial.

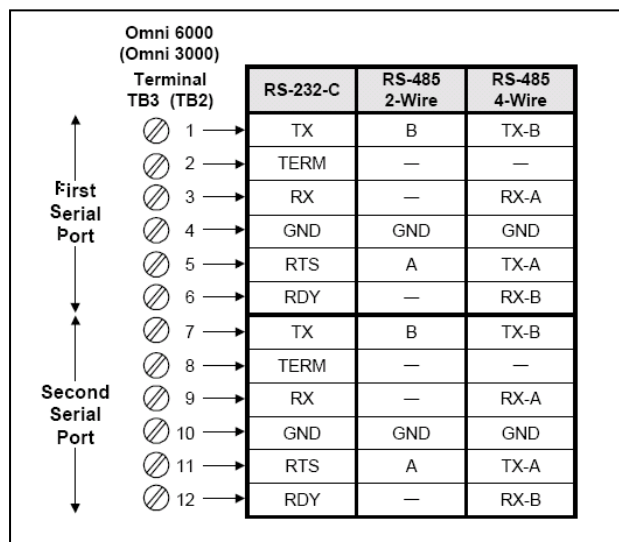
- **Módulo de I/O Serial RS-232/485 Modelo #68-6205.**

El Módulo serial #68-6205 es capaz de manejar dos puertos de comunicaciones, cada puerto de comunicación serie se aísla ópticamente en forma individual para el máximo rechazo del ruido en modo común. Aunque con RS-232C los niveles señalados permiten un gran rendimiento para compartir múltiples computadoras de flujo con un enlace serial.

Los parámetros de comunicación como la rata de baudio, detección de bits de paridad son seleccionados por software. Además del RS-232, se ha proporcionado un jumper en cada puerto para que permita la selección del formato RS-485. Con esta opción, un total de dos puertos de RS-485 está disponible en cada módulo (Ver tabla 1.2).

El Módulo Serial RS-232/485 se ha diseñado para que las normas de comunicaciones RS-232 o RS-485 puedan ser instaladas por medio 16-pines para las redes.

Tabla 1.2. Conexión para el panel posterior del los módulos RS-232/485 #68-6205



1.7.6.3 Combinación de Módulos de I/O del Proceso.

En las pruebas de los medidores se conectan instrumentos que incluyen necesariamente conversores analógico/digital (A/D) y circuitos de control. El usuario selecciona las I/O disponibles en “el combo” que pueden ser utilizadas para manejar pulsos de frecuencia del medidor, 4-20mA, entrada de RTD 4 hilos – 100 ohm y salidas de 4-20mA.

Todas las mediciones del proceso como la temperatura, presión, densidad, y flujo son ingresadas en el combo de módulos de I/O del proceso. Cada módulo maneja 4 entradas y proporciona una o dos salidas analógicas de 4-20mA (excepto el modulo SV que tiene seis salidas de 4-20mA).

Se dispone de siete tipos de combo de módulos de I/O (ver tabla 1.3) que son: A, B, E, E/D, H, HV y SV. Todos los módulos aceptan entradas analógicas y frecuencia de pulsos, salvo los canales H y HV, los cuales tiene una interfase digital para Transmisores Smart, Honeywell y el canal SV que tiene interfase serial con RS-485 para varios transmisores.

El canal tipo A y B usan las tablas de I/O idénticas. Igualmente, los E y E/D, salvo la posición de la configuración del jumper que selecciona el tipo y dirección de cada módulo. Cada uno de los canales de los módulos instalados debe tener una identidad diferente, usted no puede tener dos o más módulos del mismo tipo y dirección (ID).

El ID válido para cada canal es:

A1 hasta A6, B1-B6, E/D-1 hasta E/D-6, E1- E6, H1-H6, y SV1 hasta SV2. Sólo puede instalarse un módulo de HV.

Los módulos se unen a las tarjetas con conectores tipo DIN, cada conector de la tarjeta tiene 12 circuitos que se conectan a los terminales del tablero posterior por medio de cable de cinta armado. El combo de módulos de I/O se conectan empezando por la posición I/O #5 (Omni 6000) o posición I/O #3 (Omni 3000) hasta la posición I/O #10 (Omni 6000) o posición I/O #4 (Omni 3000). El orden preferido es desde el tipo A al tipo H, luego el modulo tipo SV y HV.

La capacidad de entradas y salidas (I/O) y características de los canales se detalla en tabla 1.3.

Tabla 1.3. Módulos de Entrada y Salidas I/O.

INPUT/OUTPUT CAPABILITIES AND FEATURES OF EACH I/O COMBO MODULE TYPE							
TYPE	INPUT #1	INPUT #2	INPUT #3	INPUT #4	ANALOG OUTPUTS	LEVEL A FIDELITY	DOUBLE CHRONOMETRY PROVING
A	1-5v; 4-20mA; RTD		1-5v; 4-20mA; Flow Pulses		Two 4-20mA	No	No
B	1-5v; 4-20mA; RTD		1-5v; 4-20mA Flow Pulse	Frequency Density	One 4-20mA	No	No
E/D	1-5v; 4-20mA; RTD		Frequency Density		Two 4-20mA	No	No
E	1-5v; 4-20mA; RTD		Flow Pulses		Two 4-20mA	Yes	Yes
H	Honeywell DE Protocol				Two 4-20mA	No	No
HV	Honeywell Multivariable DE Protocol				Two 4-20mA	No	No
	PORT #1		PORT #2				
SV	RS-485 Multi-drop to Various Multivariable Transmitters				Six 4-20mA	No	No

De los siete módulos disponibles en realidad se usan solamente cuatro módulos. El primero puede ser configurado como módulo A o B, el segundo es usado como módulo E o E/D, el tercer circuito es usado para un módulo tipo H o HV y el cuarto para un modulo SV.

1.7.6.4 Combo de Módulos I/O del Proceso Versus los Puntos de I/O Físicos.

Un computador de flujo normalmente tendrá varios combos de los módulos instalados dependiendo de la medición. Si por ejemplo, se tienen canales; 2 de tipo A, 2 de tipo B, 1 de tipo E/D y 1 de tipo E, ellos normalmente serían numerados como: A1, A2, B1, B2, E/D1 y E1. Otras combinaciones de dirección son aceptables por ejemplo: A2, A3, B1, B4, el E/D2 & E2, con tal de que cada uno tenga una única identidad.

Para estandarizar, Omni recomienda que los canales de los módulos, siempre deben ser instalados empezando con el número más bajo A del módulo de I/O slot #5 (slot #3 en Omni 3000), instalando módulos adicionales el orden va ascendiendo hasta el slot #10 (slot #4 en Omni 3000).

1.7.6.5 Asignaciones Específicas para las Señales de Entrada.

La omni de fábrica pre-asigna los puntos físicos de I/O para cada computador de flujo basado en la información proporcionada en el momento de la orden. Esta información de la configuración es guardada en la memoria RAM.

- 1) Las señales digitales del densitómetro sólo pueden asignarse al cuarto canal del modulo tipo B, o al tercer y cuarto canal del modulo E/D.
- 2) La señales de un RTD sólo pueden asignarse al primer o segundo canal de los módulos A, B, E/D o E.
- 3) La señal de pulsos del medidor de flujo sólo pueden asignarse al tercer o cuarto canal de los módulos tipo A y E.
- 4) Debe conectarse la señal de pulsos a ser usado para 'verificar la fidelidad del pulso' al tercer y cuarto canal del modulo tipo E con el tercer canal asignado como entrada de flujo.

- 5) Use el tercer y cuarto canal de entrada del modulo tipo E para el cronometro del probador.
- 6) Los puntos de I/O físicos pueden asignarse para mas de una variable (es decir, sensores de temperatura o de presión) pero los tipos de variables no pueden ser mezcladas (es decir, el mismo punto físico no puede asignarse para temperatura y presión).

1.7.7 Terminales de Suministro de Energía.

En la versión actual de la OMNI 3000/6000 se tiene un receptáculo para el suministro de energía de AC (120V) con un porta fusible separado, el Terminal de DC se encuentra en TB11 (para omni 6000) y en el TB5 (para omni 3000).

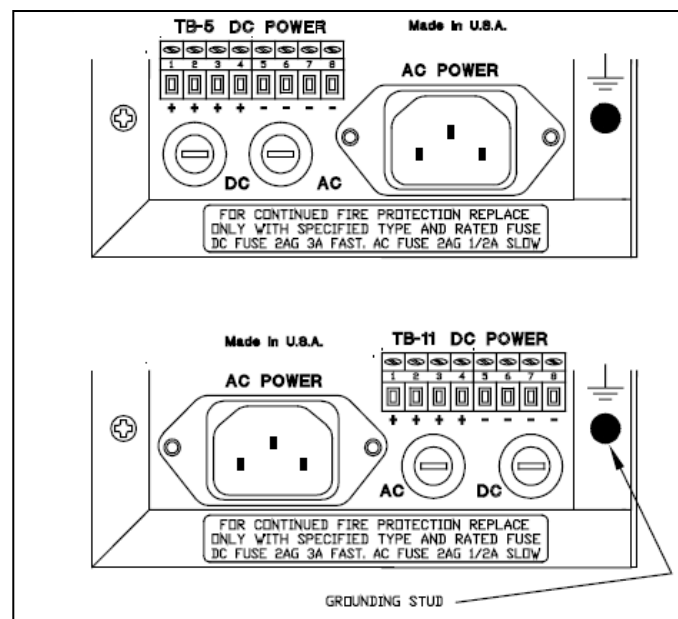


Figura 1.41. Terminales para suministro de energía.

En el anexo E, se detallan las características físicas y eléctricas del computador de flujo Omni 6000/3000.

1.8 TRANSMISORES INTELIGENTES.¹¹

1.8.1 Transmisores.

Son aquellos instrumentos que captan la variable de proceso, generalmente puede ser a través de un elemento primario, y la transmiten a distancia en forma de señal neumática (3-15psi), electrónica (4-20mA), pulsos, protocolarizada (hart) o bus de campo (Fieldbus Foundation, Profibus, etc.). Estos instrumentos dan una señal continua de la variable de proceso.

Los elementos necesarios (fig. 1.42). para realizar una medición se indican en el siguiente diagrama.

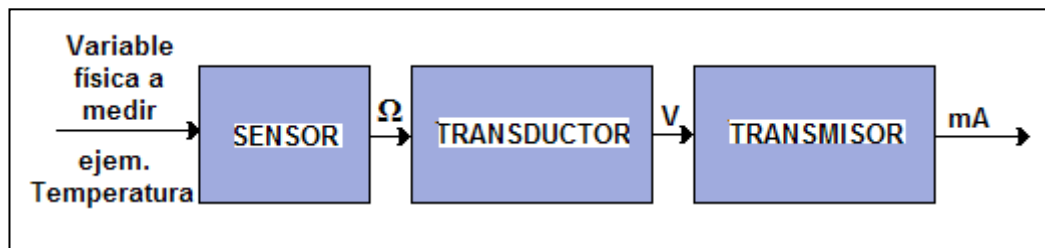


Figura 1.42. Elementos necesarios para una medición.

Elementos primarios: Algunos elementos entran en contacto directo con el fluido o variable de proceso que se desea medir, con el fin de recibir algún efecto de este (absorben energía del proceso), y por este medio pueden evaluar la variable en cuestión.

Transmisores: Estos elementos reciben la variable de proceso a través del elemento primario o sensor y la transmiten a algún lugar remoto. Estos transmiten las variables de proceso en forma de señales proporcionales a esas variables.

Transductores: Son instrumentos fuera de línea (no en contacto con el proceso), que son capaces de realizar operaciones lógicas y/o matemáticas con señales de uno o más transmisores.

¹¹ Operation & Maintenance Instructions Manual.

1.8.2 Tipos Transmisores Inteligentes.

El término SMART "inteligente" se emplea para describir instrumentos basados en un microprocesador con funcionalidad y compensación digital extra, que pueden trabajar con varios tipos de sensores o varias variables. Estos instrumentos ofrecen, por lo general, mejor precisión, estabilidad a largo plazo y mayor fiabilidad que los instrumentos analógicos convencionales.

La clase más conocida de instrumentos inteligentes incorpora el protocolo HART, con más de ocho millones de instrumentos en uso en todo el mundo. HART (Highway Addressable Remote Transducer) es una norma industrial que define el protocolo de comunicaciones entre dispositivos de campo inteligentes y un sistema de control que emplea cableado de 4 a 20mA tradicional.

Los transmisores inteligentes son instrumentos capaces de realizar funciones adicionales a la transmisión de la señal del proceso gracias a un microprocesador incorporado. También existen dos modelos básicos de transmisores inteligentes:

- ❖ **El capacitivo**, que consiste en un condensador compuesto de un diafragma interno que separa las placas y que cuando se abren las placas es porque se realiza una presión, este diafragma se llena de aceite lo cual hace variar la distancia entre placas en no mas de 0.1mm, luego esta señal es amplificada por un oscilador y un demodulador que entregan una señal análoga para ser convertida a digital y así ser tomada por el microprocesador.
- ❖ **El semiconductor**, que por sus cualidades permite que se incorpore un puente de wheastone al que el microprocesador linealiza las señales y entrega la salida de 4 - 20mA.

Los transmisores inteligentes permiten leer valores, configurar el transmisor, cambiar su campo de medida y diagnosticar averías, calibración y cambio de margen de medida. Algunos transmisores gozan de auto calibración y autodiagnóstico de elementos electrónicos.

1.8.3 Transmisor Inteligente de Temperatura Smar TT 301.

El Transmisor TT 301, esta diseñado principalmente para la medición de temperatura usando RTD's o termocuplas, pero también pueden aceptar cualquier otro tipo de sensores con salida de resistencia o milivoltios. La tecnología digital usada en estos transmisores habilita la opción de varias funciones de salida en una fácil interfase entre el instrumento en campo y el cuarto de control y varios rasgos interesantes que reducen considerablemente la instalación, operación y costos de mantenimiento.

1.8.3.1 Operación del Transmisor Inteligente TT 301.

El TT 301 acepta señales de mV generadas por una termocupla o de sensores resistivos como un RTD. El criterio es que las señales estén dentro de los rangos de entrada. Para entradas de mV, el rango esta entre -50 a 500mV y para resistencia de 0 a 2.000 ohmios.

En el anexo F, se detalla el diseño y funcionamiento de software y hardware del transmisor smar TT 301.

1.8.3.2 Descripción Funcional de los Sensores.

Como se menciona anteriormente el transmisor TT 301, acepta varios tipos de sensores y esta especialmente diseñado para la medición de temperatura usando termocuplas o termoresistencias (RTD's).

❖ Termocuplas.

Una Termocupla es un circuito formado por dos conductores de metales diferentes o aleaciones de metales diferentes, unidos en sus extremos y entre cuyas uniones existe una diferencia de temperatura que origina una fuerza electromotriz, el cual está en función de la diferencia de temperatura entre las uniones, más específicamente, del gradiente de temperatura existente entre estas uniones. (Efecto Seebeck).

Las termocuplas estandarizadas que contienen tablas almacenadas en la memoria del TT 301, son las siguientes:

- NBS (B,E,J,K,N,R,S,T).
- DIN (L,U).

❖ **Detector de temperatura resistivo RTD.**

El RTD (resistance-temperature detector), es un dispositivo que incrementa su resistencia con la temperatura, en ellos se aprovecha el efecto que tiene la temperatura en la conducción de los electrones para que, ante un aumento de temperatura haya un aumento de la resistencia eléctrica que presentan.

Las RTD's estandarizadas que contienen tablas almacenadas en la memoria del TT 301, son las siguientes:

- JIS [1604-81] (Pt50 & Pt100).
- IEC, DIN, JIS [1604-89] (Pt50, Pt100 & Pt500).
- GE (Cu 10).
- DIN (Ni 120).

Para una medición correcta de temperatura del RTD, es necesario eliminar los efectos producidos por los alambres que conectan el sensor al circuito de medición. En algunas aplicaciones industriales, estos alambres pueden ser de varios metros de longitud. Esto es particularmente importante en locaciones donde la temperatura cambia considerablemente.

El TT 301, permite la conexión a 2 hilos que puede causar errores en la medición, dependiendo de la longitud de la conexión de los alambres y la temperatura a los que están expuestos. En la conexión a 2 hilos, el voltaje V_2 es proporcional a la resistencia del RTD más la resistencia de los alambres. Como se indica en la figura 1.43.

$$V_2 = [RTD + 2 \times R] \times I$$

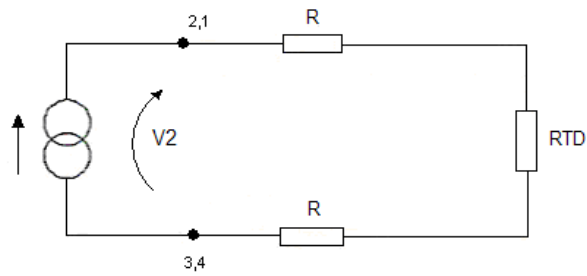


Figura. 1.43. Conexión a 2-hilos.

Para evitar los efectos de temperatura de la conexión de los alambres, se recomienda el uso de una conexión a 3 hilos, como se muestra en la figura 1.44.

En una conexión a 3 hilos, el terminal 3 es una entrada de alta impedancia. Así, la corriente no fluye a través de este alambre y no causa una caída de tensión. El voltaje $V_2 - V_1$ es independiente de la resistencia del alambre, (subsecuentemente eliminadas) y exclusivamente proporcional a la resistencia del RTD.

$$V_2 - V_1 = [RTD + R] \times I - R \times I = RTD \times I$$

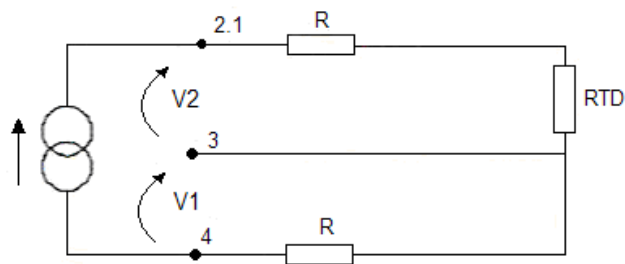


Figura 1.44. Conexión a 3-hilos.

En una conexión a 4 hilos, los terminales 2 y 3, son entradas de alta impedancia, así; la corriente no circula a través estos y no generan caídas de tensión. Las resistencias de los otros dos alambres no son de interés ya que ninguna medida se hace en ellos. El voltaje V_2 es directamente proporcional a la resistencia del RTD. Como se muestra en la figura 1.45.

$$(V2 = RTD \times I).$$

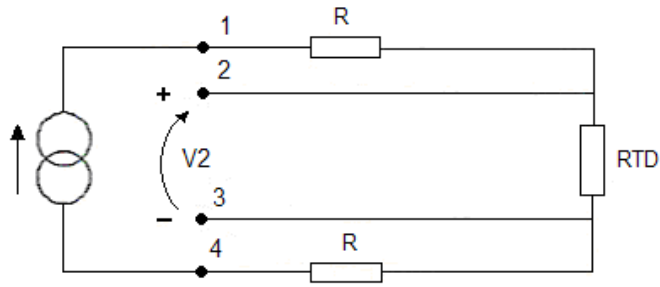


Figura 1.45. Conexión a 4-hilos

1.8.3.3 Pantalla del Transmisor TT 301.

Puede alternar entre dos variables, según la configuración de la opción DISPLAY. El indicador de cristal líquido puede mostrar una o dos variables, que pueden ser seleccionadas por el usuario. Si son dos variables, el visor las mostrará alternadamente con un intervalo de 3 segundos (figura 1.46).

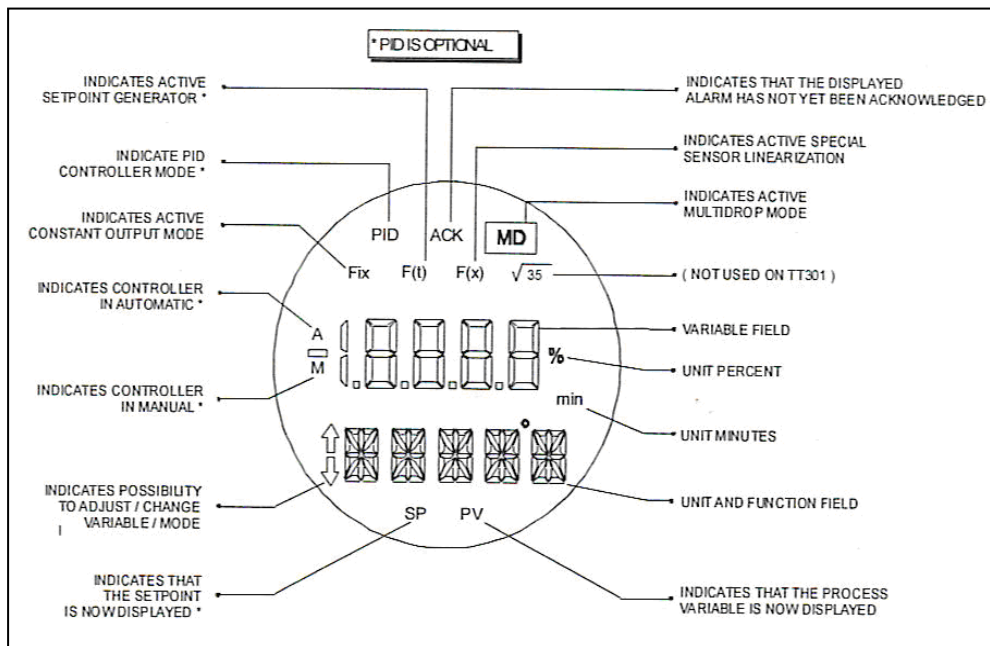


Figura 1.46. Pantalla del transmisor TT 301.

1.8.3.4 Modalidad de Monitoreo.

Durante el funcionamiento normal, el TT 301 opera en la modalidad de monitoreo (monitoring). En esta modalidad, las señales alternan entre las variables primaria y secundaria, según la configuración del usuario. El visor indica unidades técnicas, valores y parámetros, simultáneamente con la mayoría de los indicadores de estado. La modalidad de monitoreo se interrumpe cuando el usuario completa el ajuste local o para activar alarmas o indicar errores y mostrar otros mensajes

El visor incluye un campo con 4½ dígitos numéricos, un campo con 5 dígitos alfanuméricos y un campo con informaciones conforme se ve en la Figura 1.47.

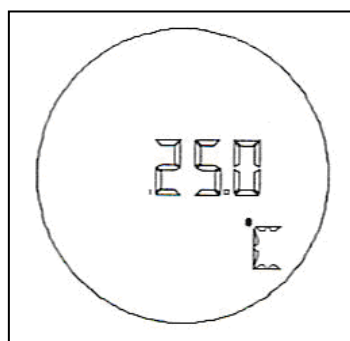


Figura 1.47. Modo en monitoreo del TT 301.

1.8.4 Transmisor Inteligente de Presión LD 291.

El LD 291 es un transmisor de presión inteligente para la medición diferencial, manométrica y absoluta. El transmisor se basa en un sensor capacitivo probado en el campo, que ofrece un funcionamiento seguro y alto rendimiento. La tecnología digital que se usa en el LD 291 permite seleccionar varios tipos de funciones de transferencia, una fácil interfaz entre el campo y la sala de control, y algunas características que reducen notablemente los costos de instalación, operación y mantenimiento.

Aunque el transmisor sea prácticamente insensible a las vibraciones, debe evitarse la instalación cerca de bombas, turbinas u otros equipos muy vibratorios.

En caso de ser inevitable, instale el transmisor en una base sólida y utilice tubos flexibles que no transmitan vibraciones.

En el anexo G, se detalla el diseño y funcionamiento de software y hardware del transmisor LD 291.

1.8.4.1 Descripción Funcional del Sensor Capacitivo.

Los Transmisores de Presión Inteligentes Serie LD 291, usan los sensores capacitivos (células capacitivas) como elementos detectores de presión, como se muestra en la Figura 1.48.

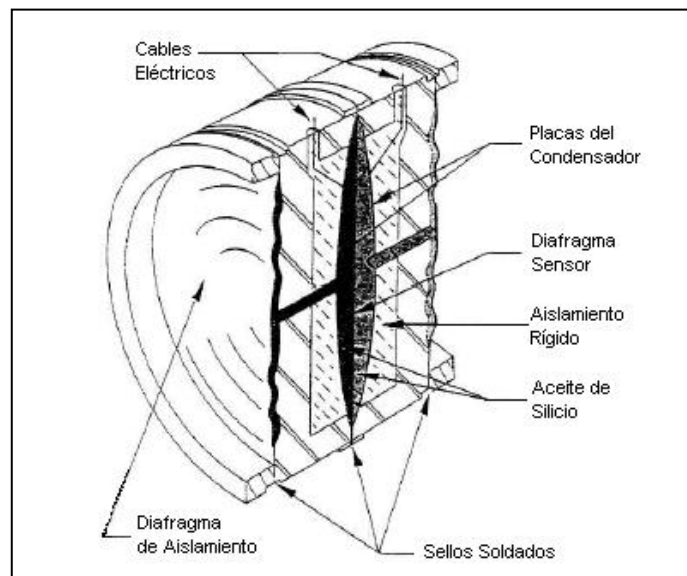


Figura 1.48. Sensor Capacitivo.

Los elementos capacitivos se basan en el principio que establece que un condensador variara su capacitancia al desplazarse una de sus placas. En este caso, una de las placas, la móvil, estará conectada mecánicamente a un elemento elástico, de tal forma que podemos establecer un puente de Wheastone capacitivo, cuyas características son más estables que las del elemento resistivo, sin embargo, como todos los anteriores sistemas sigue siendo sensible a las vibraciones.

1.8.4.2 Pantalla del Transmisor LD 291 (Display).

Puede alternar entre dos variables, según la configuración de la opción DISPLAY. El indicador de cristal líquido puede mostrar una o dos variables, que pueden ser seleccionadas por el usuario. Si son dos variables, el visor las mostrará alternadamente con un intervalo de 3 segundos.

El visor incluye un campo con 4½ dígitos numéricos, un campo con 5 dígitos alfanuméricos y un campo con informaciones, conforme se ve en la Figura 1.49.

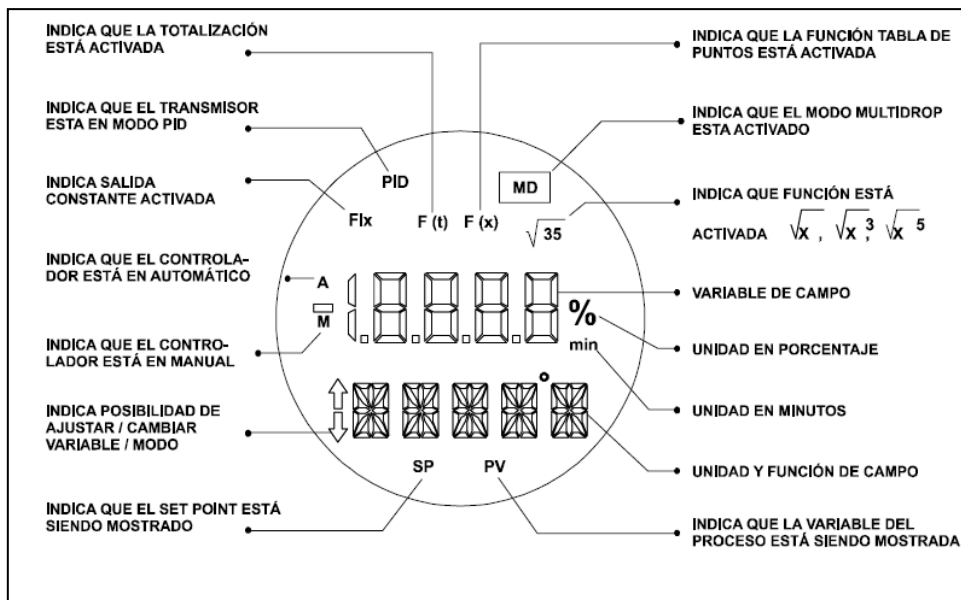


Figura 1.49. Pantalla del transmisor LD 291.

1.8.4.3 Modalidad de Monitoreo.

Durante el funcionamiento normal, el LD 291 opera en la modalidad de monitoreo (monitoring). En esta modalidad, las señales alternan entre las variables primaria y secundaria, según la configuración del usuario (Ver fig. 1.50). El visor indica unidades técnicas, valores y parámetros, simultáneamente con la mayoría de los indicadores de estado. La modalidad de monitoreo se interrumpe cuando el usuario completa el ajuste local o para activar alarmas o indicar errores y mostrar otros mensajes

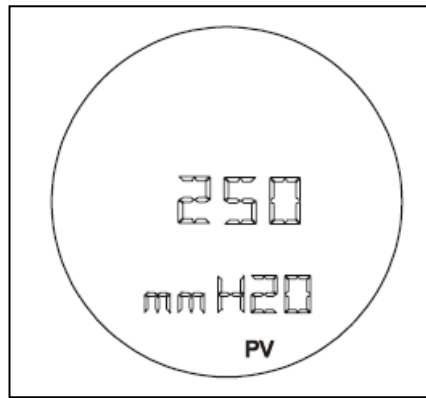


Figura 1.50. Monitoreo del LD 291.

1.9 INGENIERÍA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.

Como norma general un proyecto de instrumentación consiste en generar la ingeniería necesaria para poder:

- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento de los Instrumentos Locales y remotos para poder capturar las variables del proceso.
- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento del Sistema de Control para poder manejar el proceso.
- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento de los Instrumentos de Control para poder modificar las variables del proceso.
- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento de los Materiales para poder instalar los instrumentos, sistema de control y elementos de control.

Un proyecto de Instrumentación y Control consta principalmente de tres partes bien diferenciadas:

- Ingeniería conceptual.
- Ingeniería del Sistema de Control (Detalle).
- Ingeniería de Montaje o Instalación (As Built).

Cada una de ellas va enfocada a una misión determinada, estando la última ligada a la ejecución de las dos anteriores.

Para poder llegar a ejecutar correctamente las tres partes antes mencionadas, es muy importante partir de unas bases que no siempre están totalmente disponibles, y que deben proceder de otras especialidades o del cliente final.

La documentación habitual de partida suele ser:

- Ingeniería básica y bases de diseño
- Especificaciones de cumplimiento del usuario final y normas locales de cumplimiento.
- P&ID's (Diagrama mecánico de tuberías e instrumentos - Piping and Instrumentation Diagram).
- Hojas de datos de proceso.
- Planos de implantación de tuberías y equipos.
- Especificaciones de tuberías.
- Planos de clasificación de áreas peligrosas.

1.9.1 Ingeniería Conceptual.

Esta parte de la ingeniería comprende la parte relacionada con el análisis del proyecto y sirve para generar los documentos básicos para llevar el control de la instrumentación, así como generar la documentación necesaria para la compra de los instrumentos.

Los documentos que habitualmente se incluyen en esta parte suelen ser:

- Criterios de diseño generales de Instrumentación.
- Criterios de diseño generales de Control.
- Criterios de diseño generales de Instalación.
- Listado de Instrumentos.
- Plano de Arquitectura del Sistema de Control.

- Especificaciones Técnicas de Instrumentos.
- Hojas de datos de Instrumentos.

Dentro de este apartado también existen una serie de actividades que deben ser realizadas por el ingeniero de Instrumentación, tales como:

- Planificación de la parte correspondiente de Ingeniería.
- Seguimiento de los avances de Ingeniería.
- Realización del listado de documentos.
- Aporte de datos y comentarios a P&ID's.
- Coordinación con otros departamentos (proceso, electricidad, etc.).
- Apoyo a contratación.

1.9.2 Ingeniería del Sistema de Control.

Esta parte de la ingeniería comprende la parte relacionada con la información necesaria para poder ejecutar todo el trabajo relacionado con el Sistema de Control.

El Sistema de Control puede tener diferentes tipologías, dependiendo estas de muchos factores, siendo entre otros uno de los importantes el tamaño de la instalación.

El objetivo es crear una serie de documentos para poder comprar, integrar, suministrar, probar y poner en operación el sistema de control.

Los documentos que habitualmente se incluyen en esta parte suelen ser:

- Especificación técnica del Sistema de Control.
- Lista de Entradas/Salidas para el Sistema de Control.
- Base de datos del Sistema de Control.
- Diagramas de Control.
- Diagramas funcionales.

- Diagramas Lógicos.
- Definición de las comunicaciones con otros sistemas.
- Planos de implantación de cuadros de control y estaciones de operación.
- Esquemas de Interconexión del Sistema de Control.

Dentro de este apartado también existen una serie de actividades que deben ser realizadas por el ingeniero de Instrumentación, tales como:

- Asistencia al cliente para la selección de la tecnología a utilizar.
- Estudios de mercado de posibles tecnologías.
- Seguimiento del suministro del sistema de control.
- Asistencia a Pruebas en fábrica (FAT) y campo (SAT).
- Aprobación de documentación del suministrador.
- Seguimiento de los avances de Ingeniería.

1.9.3 Ingeniería de Montaje o Instalación.

Esta parte de la ingeniería comprende la parte relacionada con la información necesaria para poder ejecutar todo el montaje e instalación de todo lo relacionado con los instrumentos, el Sistema de Control y la unión entre ellos. Es decir, desde la captura de la variable de proceso a medir hasta su llegada al Sistema de Control, así como el poder llevar la salida del Sistema de Control hasta el elemento final.

El objetivo es crear una serie de documentos para poder especificar, comprar, e instalar lo anteriormente indicado.

Los documentos que habitualmente se incluyen en esta parte suelen ser:

- Especificación técnica de Montaje.
- Esquemas de conexionado a proceso.
- Esquemas de conexionado neumático.
- Planos de implantación de instrumentos.

- Planos de implantación de cajas y rutados de caminos de cables.
- Hojas de datos de cables.
- Esquemas de conexionado.
- Listas de cables de Instrumentación.
- Listas de materiales.

En el Anexo H, se adjuntan los planos de la documentación desarrollada en la Ingeniería As Built del proyecto de tesis “Automatización de una Unidad de Custodia de Transferencia Automática (LACT) para la medición de petróleo mediante la puesta en servicio de un computador de flujo.”

1.9.4 Relación con otras Especialidades.

La especialidad de instrumentación y control, requieren de una relación y coordinación con el resto de las especialidades de un proyecto de ingeniería.

A continuación se da una rápida visión de las relaciones con otras especialidades.

❖ Proceso.

La principal relación con esta especialidad es para:

- Gestionar los P&ID's.
- Conseguir los datos de proceso para especificar los instrumentos.
- Adecuar las descripciones mecánicas para generar los documentos de control.

❖ Implantaciones/Obra Civil.

La principal relación con esta especialidad es para:

- Localización de salas de control, salas eléctricas, salas satélites, etc.

- Implantación de equipos, racks y sistemas para localizar cajas, hacer previsiones de caminos de cables, definir clasificación de áreas, etc.
- Definir caminos enterrados de cables, evitar interferencias con sistemas enterrados, etc.

❖ **Tuberías.**

La principal relación con esta especialidad es para:

- Definición del documento de conexiones a proceso.
- Definición de materiales y condiciones para instrumentos.
- Definición y coordinación de la localización de los instrumentos en las tuberías.
- Localización de los instrumentos en los planos de tuberías para hacer planos de implantación de instrumentos.

❖ **Electricidad.**

La principal relación con esta especialidad es para:

- Definición de criterios de alimentación a instrumentos y cuadros de control.
- Definición de criterios para cableado (tipos de cables, tierras, cajas, etc.).
- Definición de límites de responsabilidad en sistemas indeterminados (cableado de sondas de motores, cableado entre sistema de control, etc.).
- Coordinación para rutados de cables.

CAPÍTULO II

CONFIGURACIÓN Y MONTAJE DE OMNI

2.1 CONFIGURACIÓN DEL COMPUTADOR DE FLUJO.

La automatización del proceso de medición para la fiscalización y transferencia de custodia del crudo, se basa en la utilización del Computador de Flujo como medio para controlar y monitorear la transferencia. Por lo que el proyecto se define en una estructura básica que se presenta a continuación en la figura 2.1.

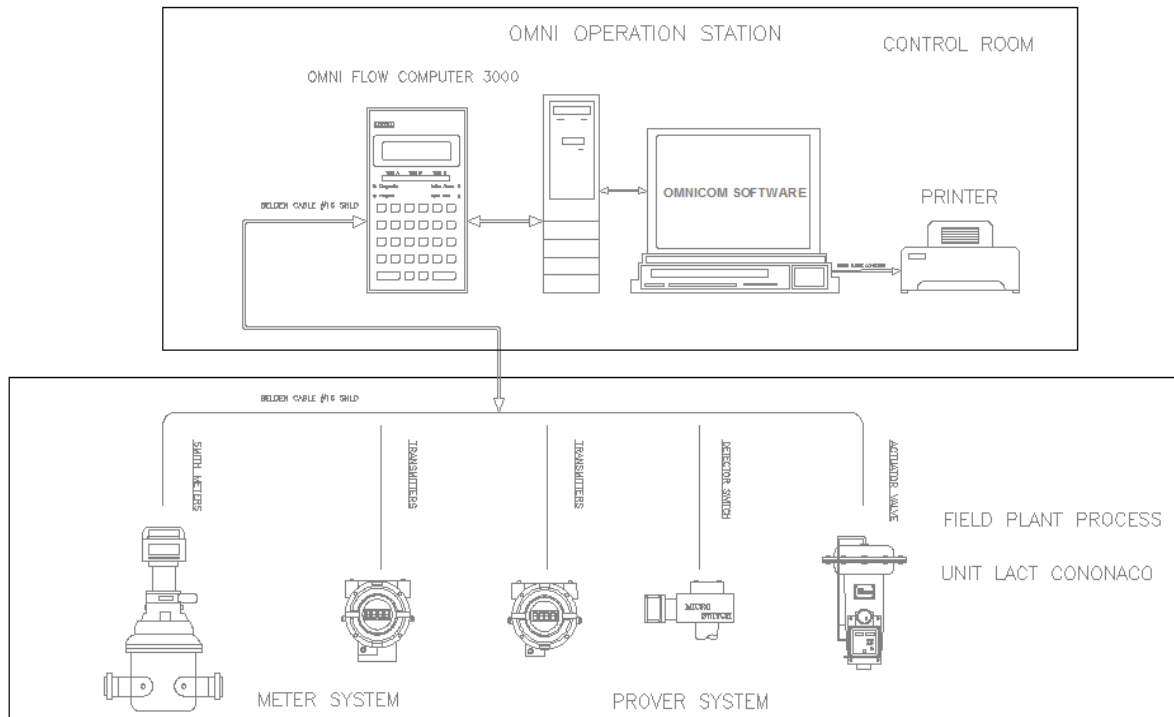


Figura 2.1. Estructura del proceso de medición.

La configuración del computador de flujo Omni 3000, esencialmente radica en la asignación específica de las señales de entrada y salida para la conexión de los dispositivos e instrumentos de campo a ser ingresados en el computador a través de los módulos de entradas y salidas O/I, el ingreso de los datos, parámetros de operación requeridos por el software y requerimientos de comunicación.

Para la configuración del computador de flujo se utilizó el software OmniCom versión 1.27, pero también se la puede realizar desde el Panel Frontal del Computador de Flujo.

2.1.1 Descripción del Software OmniCom.

Omnicom es un programa de configuración para computadores personales que se usa con los computadores de flujo Omni. Diseñado alrededor del sistema operativo Omni, emula la entrada de datos por teclado, requerida para configurar los computadores y los controladores de flujo Omni 3000 y 6000. Los menús desplegables a todo color y las pantallas de ayuda de entrada sensible, guían al usuario de manera rápida a través de un procedimiento de configuración de entradas y salidas. La configuración puede ser tratada fuera de línea, archivada y transmitida al computador de flujo a medida que es necesitada.

Omnicom ha sido diseñado para el uso sencillo y diario. Los valores se presentan en unidades americanas. También se han incorporado límites de seguridad que inhiben la posibilidad de errores graves que pueden cometerse en la entrada de datos críticos de configuración.

En el modo “fuera de línea” los datos de configuración para medidores y transductores pueden ser ingresados con antelación y transmitidos posteriormente al Omni. La entrada lógica Booleana sencilla, de expresiones matemáticas y de puntos de control, permiten que el computador de flujo funcione como un pequeño controlador lógico programable (PLC) y como un controlador de derivadas de integrales proporcionales (PID) de cuatro bucles (loops) para el controlador de flujo y presión.

- **Configuración para sistemas supervisores de control y adquisición de datos.**

Omnicom le permite al usuario predefinir o modificar tres paquetes de datos, que totalizan 48 grupos diferentes de datos dentro del computador de flujo, para una respuesta rápida por parte del sistema SCADA anfitrión, en la interrogación de mensajes simples.

Omnicom hace posible obtener acceso a uno o varios computadores de flujo por estación de medición. La capacidad del Omni para comunicarse por vía de multipuertos, permite el acceso de manera concurrente a los computadores y al enlace SCADA sin que esto afecte la comunicación crítica con los aparatos anfitriones.

Las contraseñas para la comunicación serial, sumado a tres niveles adicionales de acceso por contraseña vía del teclado, proveen toda la seguridad que jamás se necesitará.

- **Acceso a datos y modificaciones en línea.**

El acceso remoto en tiempo real con módem, mediante la característica de discado automático de OmniCom, o conexiones seriales directas, permiten tener acceso a datos y realizar modificaciones en línea.

En comunicaciones reales, OmniCom soporta las velocidades de transferencia de datos que oscilan entre 1.200 y 38.400 baudios. Informes diarios y datos almacenados históricos y en archivo pueden ser recuperados y guardados en disco.

- **Rutinas operacionales auxiliares.**

OmniCom permite visualizar en pantalla el cotejo de las entradas y salidas físicas, con sus respectivas asignaciones realizadas por vía del software, y los diagramas del cableado para las conexiones de instrumentos. También pueden ejecutarse tareas del control del operador, tales como medición de lotes (batching) y comprobación (proving). El diagnóstico de cada punto entrada/salida puede leerse para determinar el nivel de la señal. Una rutina simuladora del panel frontal del Omni, permite controlar y vigilar a los computadores de flujo en forma remota.

Representaciones en pantalla en tiempo real pueden verse localmente, mientras se mantiene un control total del teclado remoto.

- **Informes a la medida.**

En OmniCom se proveen ejemplares de plantillas de informes del computador de flujo, cuyos formatos estándar pueden ser modificados conforme a las necesidades particulares. Solamente se poseen comandos simples de edición de texto.

Pantallas de ayuda definibles por el usuario, las pantallas de OmniCom pueden ser modificadas a conveniencia y según las preferencias personales.

Un editor de pantalla permite escalar y posicionar ventanas, al igual que agregar, eliminar o editar texto en cualquier idioma.

2.1.2 Requerimientos de Configuración.

Para este proyecto los requerimientos básicos de configuración para la conexión de los instrumentos de campo y para la puesta en servicio del computador de flujo Omni 3000 son los siguientes:

- **Entradas de pulsos.**

Estos son generados por el transmisor de pulsos instalado en el medidor y representan la cantidad de volumen de crudo que ha atravesado por el mismo, se requieren de dos entradas (dos medidores), estos pulsos ingresan al computador y son contabilizados como volumen de acuerdo al K factor del medidor, este factor indica el número de pulsos por unidad de barril.

- **Entradas analógicas.**

En estas señales son de 4-20mA, provenientes de los transmisores de presión y temperatura, tanto del sistema de medición como del sistema de prueba. La presión y temperatura son utilizadas para calcular los factores de corrección volumétricos en el computador de flujo.

- **Entrada de conmutadores detectores del probador.**

Esta entrada se utiliza para el ingreso de la señal de los switches detectores del sistema de prueba que detecta el paso de la esfera enviando un contacto seco al computador.

- **Salidas digitales de control.**

Estas son señales de salida de control para el actuador de la válvula de cuatro vías, enviadas por el computador con el fin de invertir el giro del motor para abrir y cerrar la válvula del sistema de prueba.

- **Puerto para comunicación.**

Para la interfase de comunicación con la PC (computador portátil), para un manejo y acceso más versátil y sencillo de los datos de operación y configuración.

2.1.3 Configuración en Base a los Parámetros y Requerimientos del Proceso.

Acorde a las características del computador se dispone de módulos de I/O para la conexión de las variables del proceso y la selección de los canales de entrada y salida, la asignación de estos se realiza en base a los requerimientos del cliente para el proceso de medición de la unidad LACT y las especificaciones técnicas de Omni para la configuración y asignación de las señales de entradas y salidas.

A continuación se muestran las pantallas del proceso de configuración y programación del computador de flujo realizado en el software OmniCom.

2.1.3.1 Configuración General.

La configuración del Omni 3000, se inicia con la selección de la lista de los equipos a ser utilizados para el proceso (figura 2.2), entre estos tenemos:

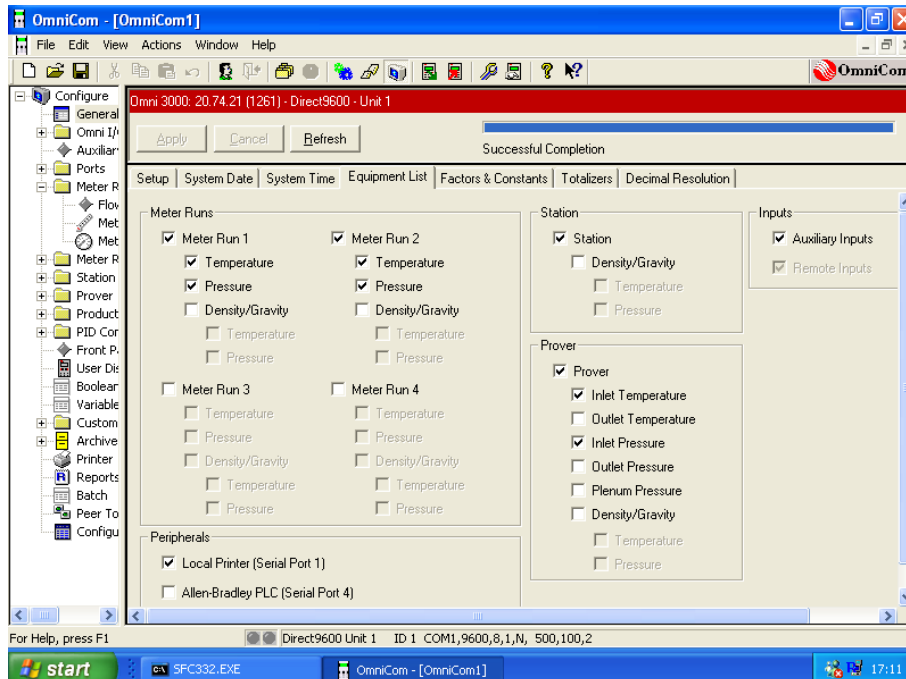


Figura 2.2. Configuración General.

Dos medidores (**Meter Run 1** y **Meter Run 2**) con una entrada de presión y temperatura para cada uno, este computador solamente permite la conexión de dos medidores. **Station**, para la habilitación y configuración de los contadores mecánicos (A, B y C) correspondientes a cada medidor. **Prover** para el ingreso de las señales de los instrumentos asociados al probador, con una entrada de presión y temperatura. **Entradas Auxiliares**, para opciones de usuario.

2.1.3.2 Módulos de entrada/salida O/I.

El computador de flujo utilizado, se configura de acuerdo a los módulos de entradas y salidas disponibles (figura 2.3), Así:

- Un módulo de entradas y salidas de procesos I/O tipo B, con cuatro entradas de proceso (1-4) y una salida analógica (1).
- Un módulo de entradas y salidas de procesos I/O tipo E, con cuatro entradas de proceso (5-8) y dos salidas analógicas (2-3).
- Un módulo de entrada y salida (I/O) digital.
- Un módulo de I/O Serial.

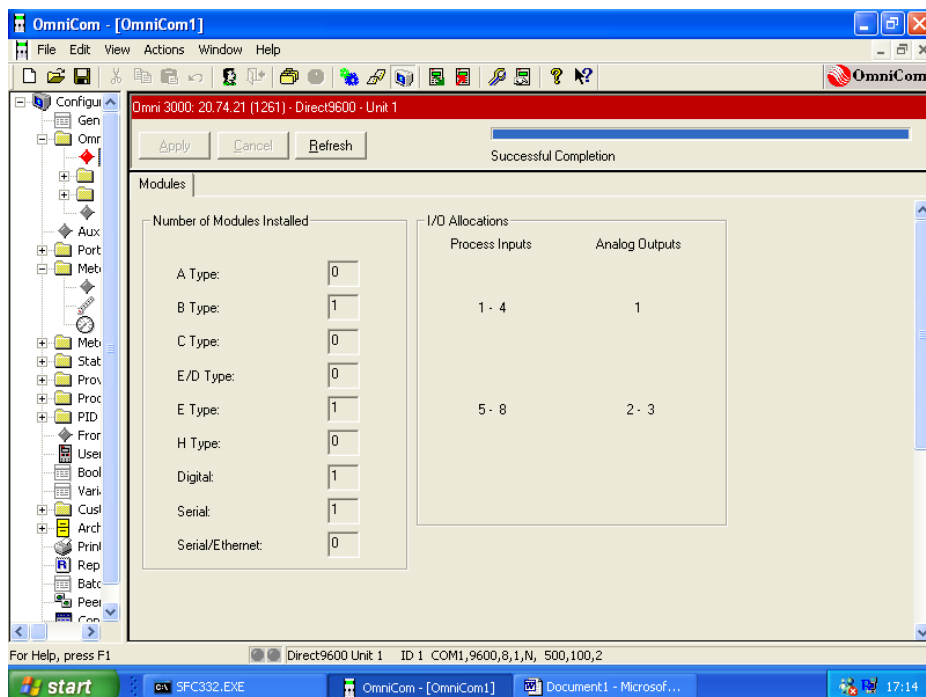


Figura 2.3. Módulos de entrada/salida.

En este punto se considera las capacidades y características de cada canal de los módulos de entradas y salidas I/O indicados en el ITEM 1.7.6.3, tabla 1.3, capítulo I. Donde se detalla el tipo de la señal de entrada que acepta el módulo para la asignación y conexión de los instrumentos de campo del proceso.

➤ **Módulo de entrada y salida I/O digital.**

Se dispone de un módulo de entradas/salidas digital, que proporciona 12 puntos terminales de I/O digitales, cada punto capaz de ser configurado como una entrada o salida.

En este caso, se configuró una entrada digital (digital 1) para el ingreso de la señal de estado de los switch detectores de la esfera del sistema de prueba (figura 2.4), con el comentario Position Switch.

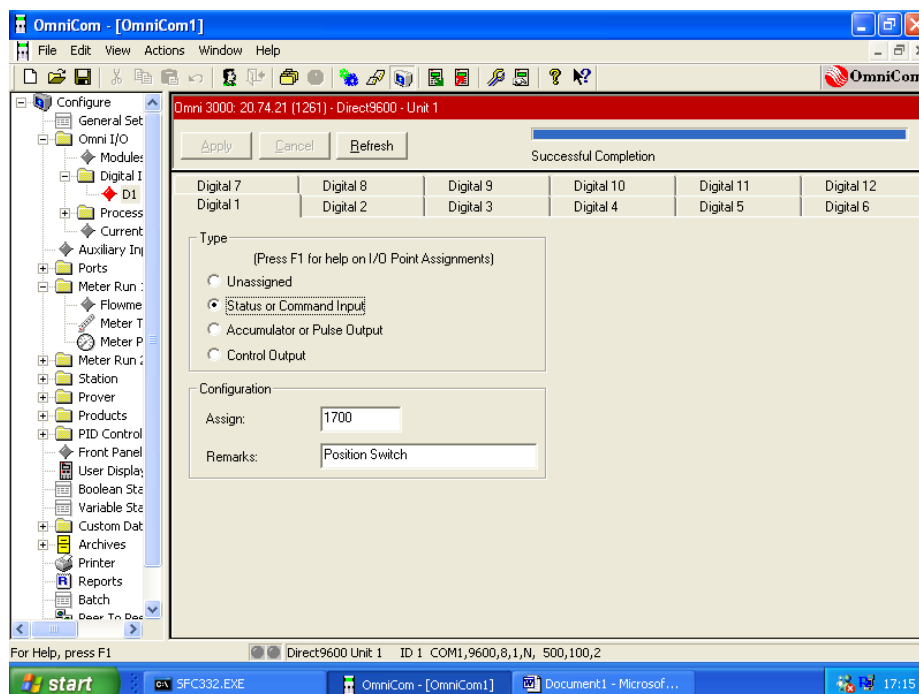


Figura 2.4. Configuración del módulo de I/O digital.

Se configuró una salida digital (digital 11) como señal de control para la válvula de cuatro vías del sistema de prueba con el comentario DIRECT (figura 2.5), que representa el giro del actuador de la válvula en un sentido.

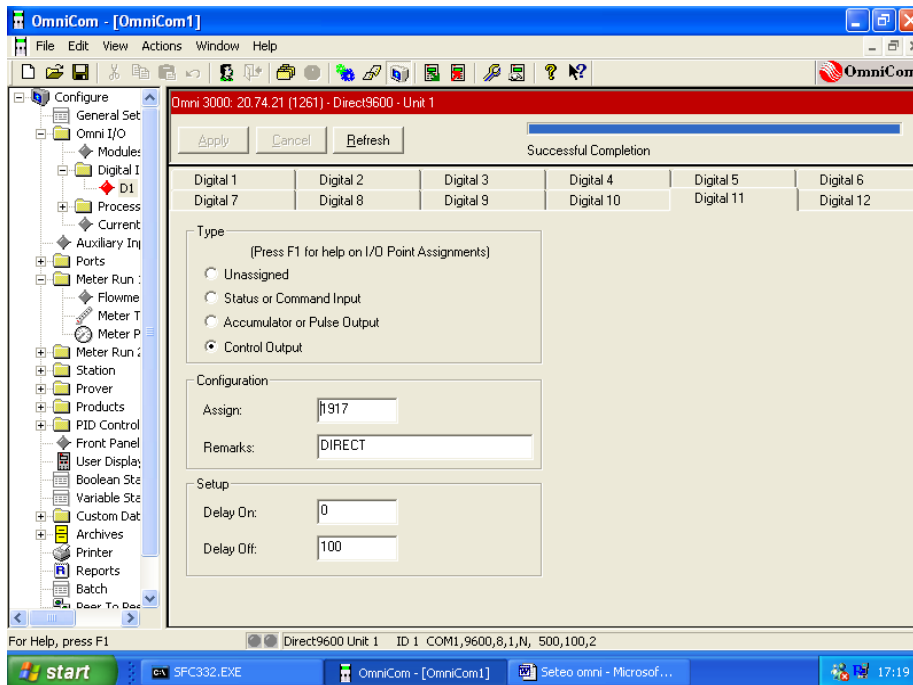


Figura 2.5. Configuración del módulo de I/O digital.

Se configuró una salida digital (digital 12), como señal de control para la válvula de cuatro vías del sistema de prueba con el comentario REVERSE (figura 2.6), que representa el giro del actuador de la válvula en el otro sentido.

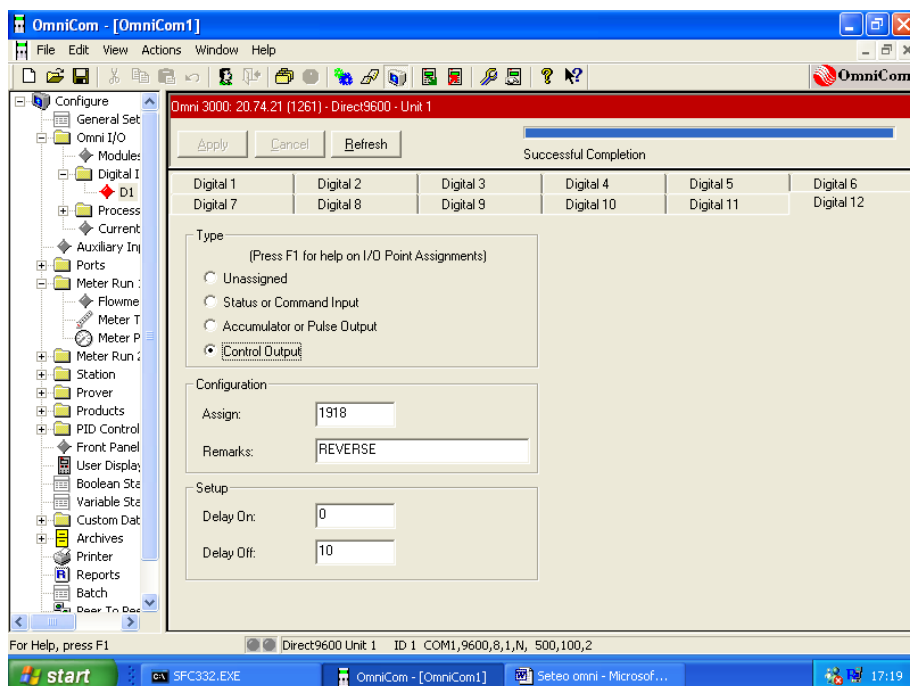


Figura 2.6. Configuración del módulo de I/O digital.

➤ **Módulo de entradas y salidas I/O de procesos.**

En el módulo tipo B (canal B-1), se configuró una entrada de proceso de tipo analógica (Process Input 1), donde se asignó el transmisor de temperatura del sistema de prueba (prover) con el TAG¹² (norminativo) TT-100 y una la entrada de proceso de tipo analógica (Process Input 2), donde se asignó el transmisor de presión del sistema de prueba con el TAG PT-100.

También se establece los límites para la activación de una alarma cuando los valores sensados por el transmisor de temperatura salen fuera del rango de operación definido (figura 2.7) con un valor de override de 85 °F, que sustituye a la señal de entrada B-1 cuando el instrumento no este conectado.

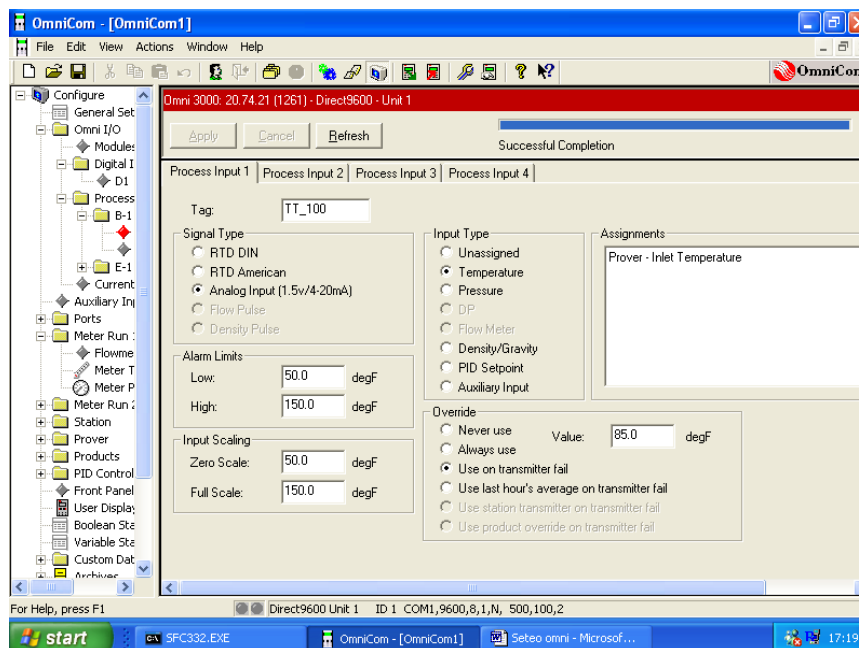


Figura 2.7. Configuración del módulo tipo B.

En el módulo tipo E (canal E-1), se configuró una entrada de proceso de tipo analógica (process input 5), donde se asignó el transmisor de temperatura del sistema de medición con el TAG TT-101 (fig. 2.8) y una entrada de proceso de tipo analógica (process input 6), para el transmisor de presión TAG PT-101.

¹² Número de identificación típica del instrumento.

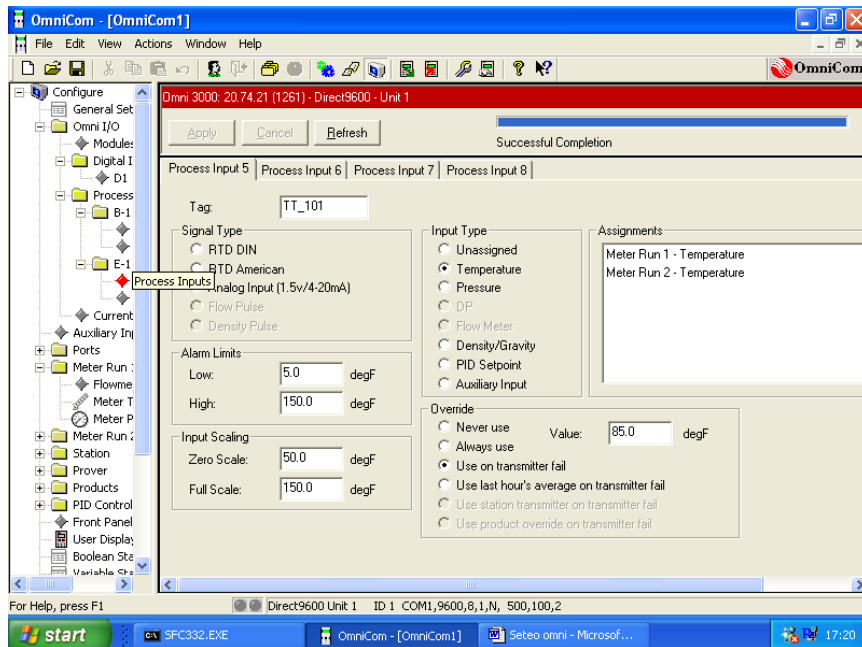


Figura 2.8. Configuración del módulo tipo E.

Para la configuración de la señal del transmisor de pulsos del medidor 1 (Meter Run 1), se asignó una entrada de procesos que acepte la señal de pulsos (input # 3, flow pulses, process input 7), con el Tag FT_101 e ingresando la información requerida del medidor (figura 2.9).

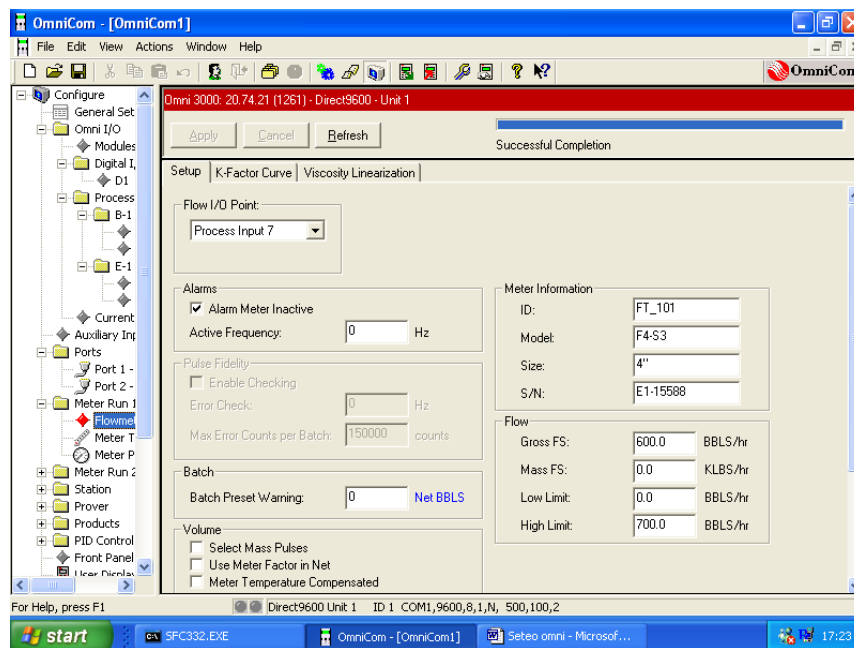


Figura 2.9. Configuración del medidor 1.

Para el medidor 2 (Meter Run 2), se asignó una entrada de pulsos (input # 4, flow pulses, process input 8) con el Tag FT-102 (Figura 2.10).

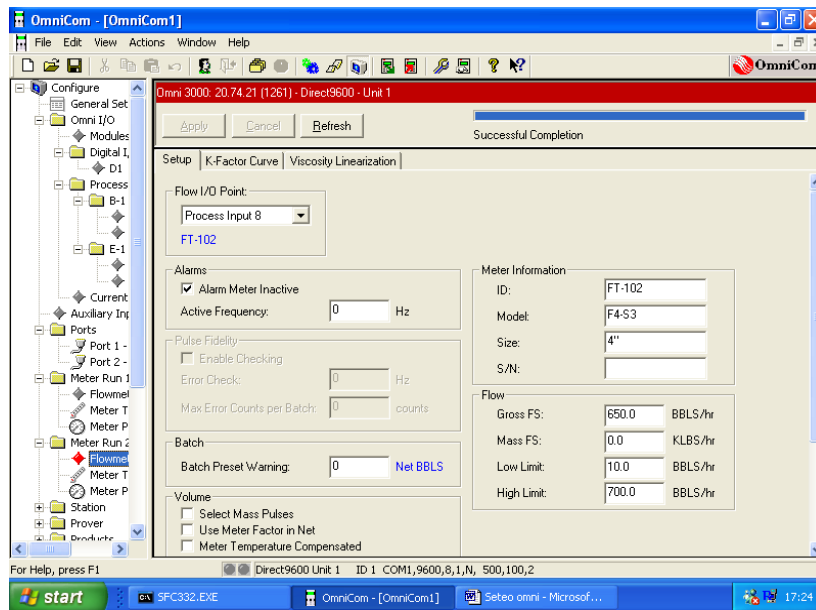


Figura 2.10. Configuración del medidor 2.

Una vez configurados los módulos de entradas y salidas de procesos (B y E) la configuración queda como se muestra en la figura 2.11.

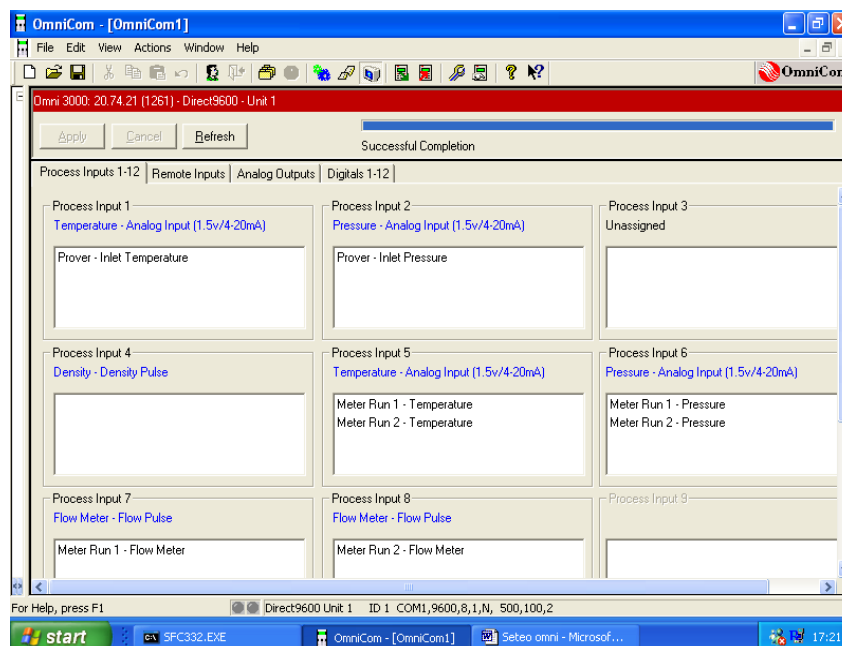


Figura 2.11. Configuración de los módulos B y E.

2.1.3.3. Configuración del Módulo de Comunicación Serial.

Se selecciona el protocolo de comunicación entre el computador de flujo y la PC.

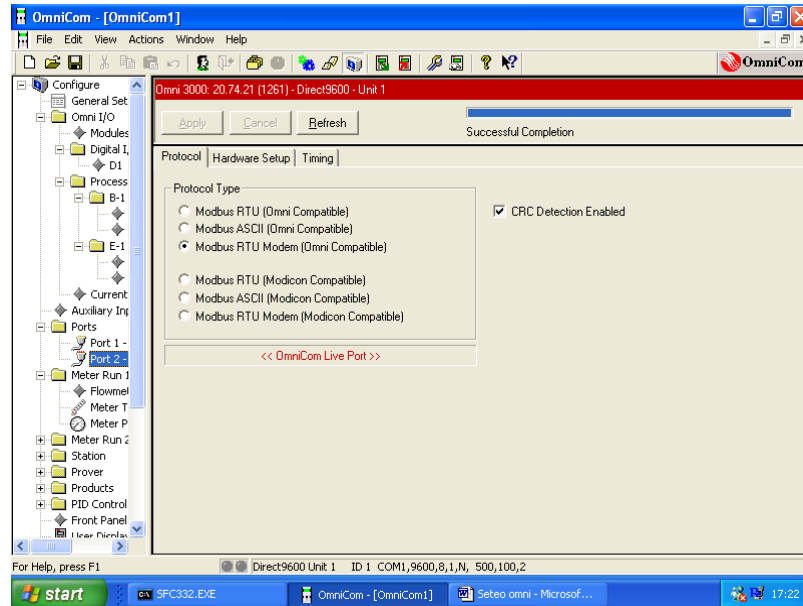


Figura 2.12. Configuración del protocolo de comunicación.

Se selecciona el hardware (impresora) a ser utilizado para el puerto

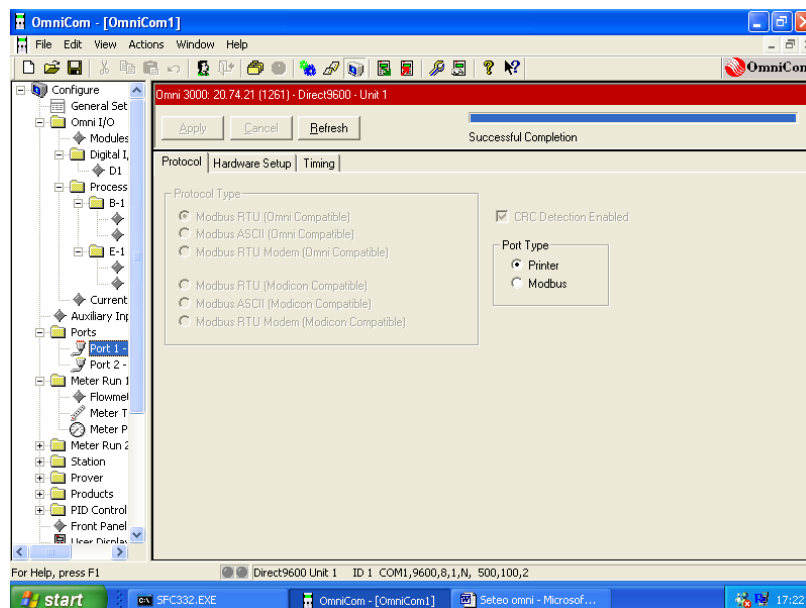


Figura 2.13. Configuración del puerto 1.

2.1.3.4 Configuración para el Prover.

Se selecciona el tipo de probador que se utiliza en la unidad LACT, en este caso es un probador de tubería Bi-direccional.

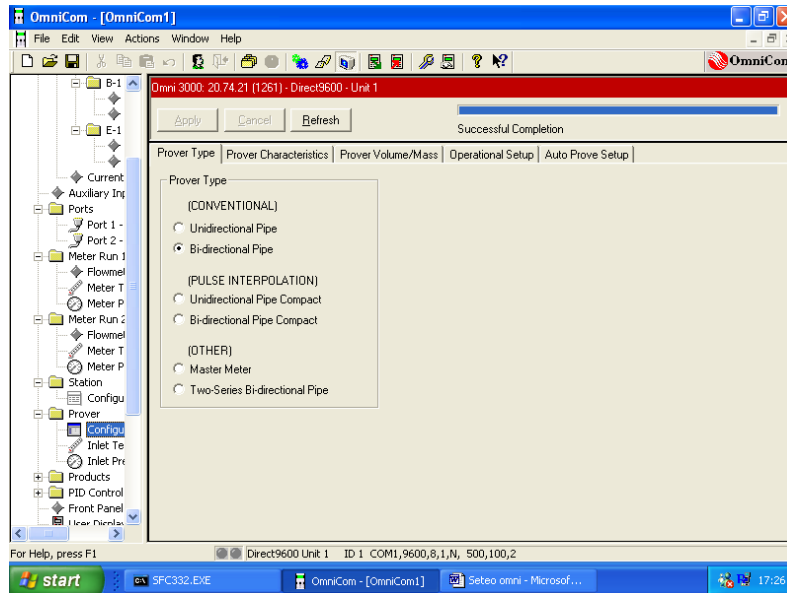


Figura 2.14. Selección del tipo de probador.

Ingresamos las características de diseño y construcción del probador, utilizados para los cálculos de los factores de corrección volumétricos.

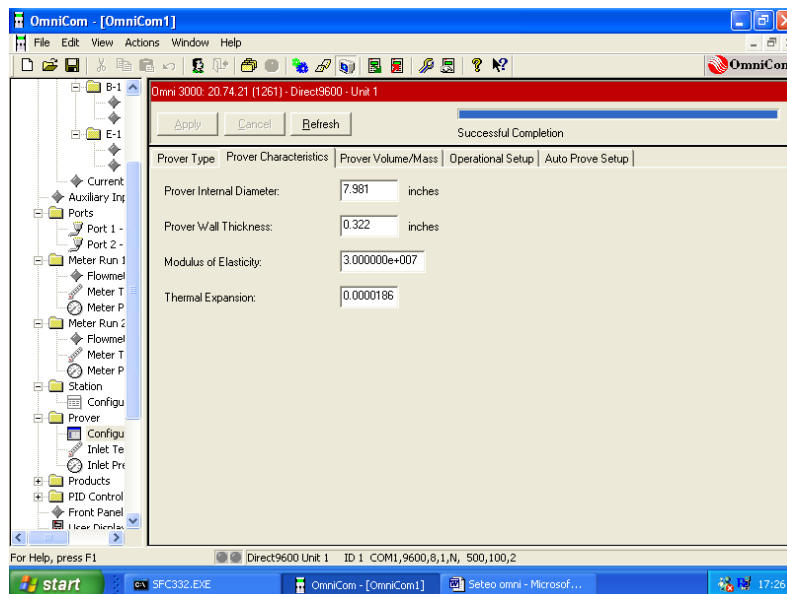


Figura 2.15. Características de diseño del probador.

Se ingresan los datos de calibración y volumen base del probador.

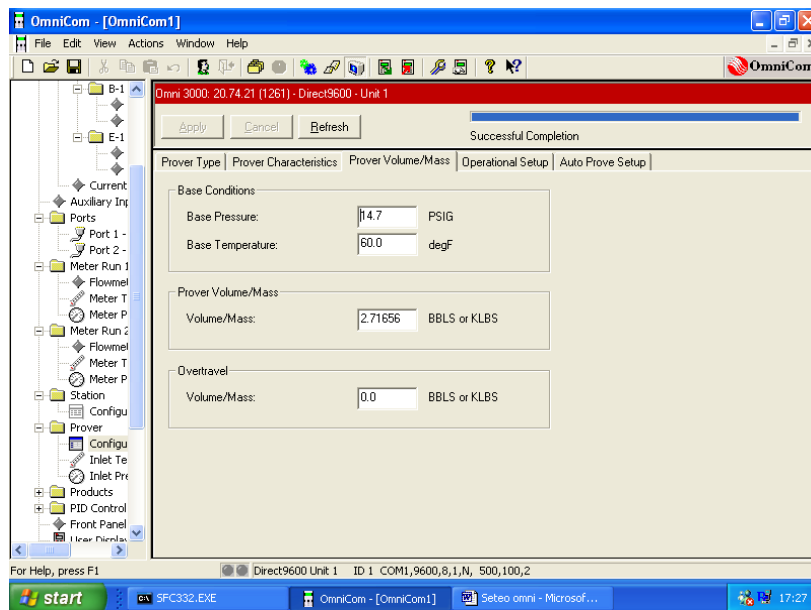


Figura 2.16. Volumen y condiciones base del probador.

Se ingresa el número de corridas recomendadas para el sistema de prueba (cinco), el tiempo para detectar la inactividad de las corridas (60seg) y el tiempo para tomar las lecturas de pulsos del medidor (10seg).

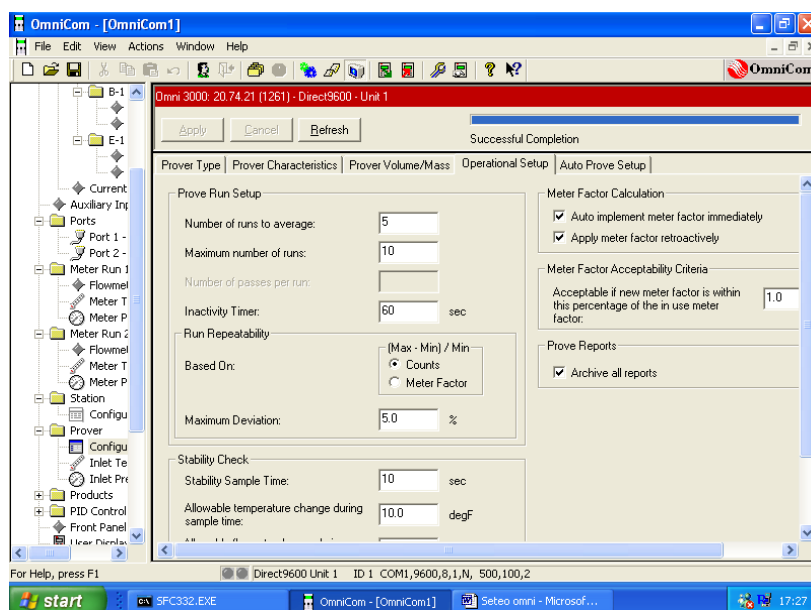


Figura 2.17. Operación del probador.

2.1.3.5 Configuración de los Contadores Mecánicos.

Se programa los contadores mecánicos que dispone el computador de flujo, de tal manera que el contador A representa al medidor 1.

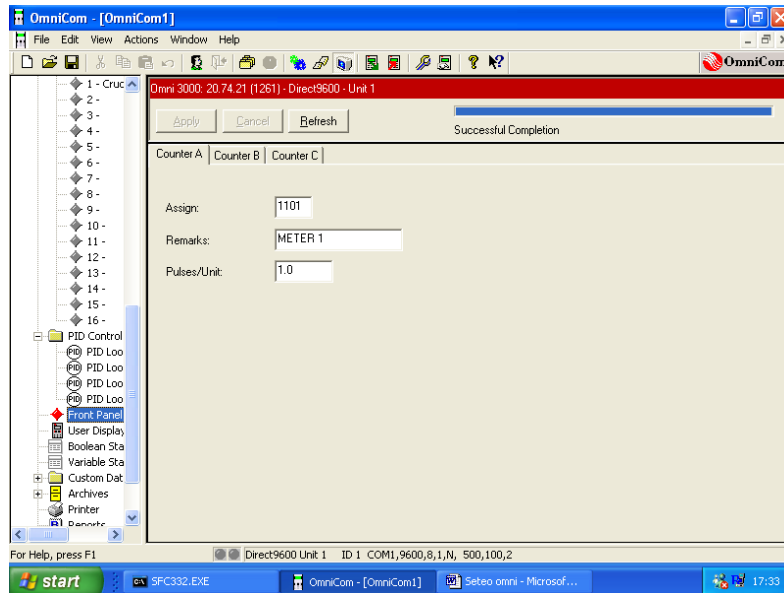


Figura 2.18. Configuración de los contadores mecánicos.

Se asigna el contador B al medidor 2.

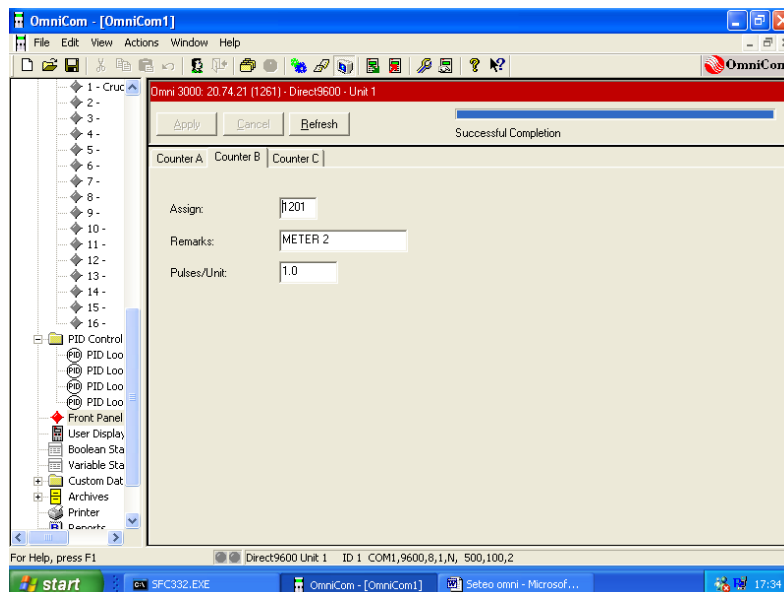


Figura 2.19. Configuración de los contadores mecánicos.

Se asigna el contador mecánico C como totalizador A+B, para la suma de los volúmenes de los dos medidores.

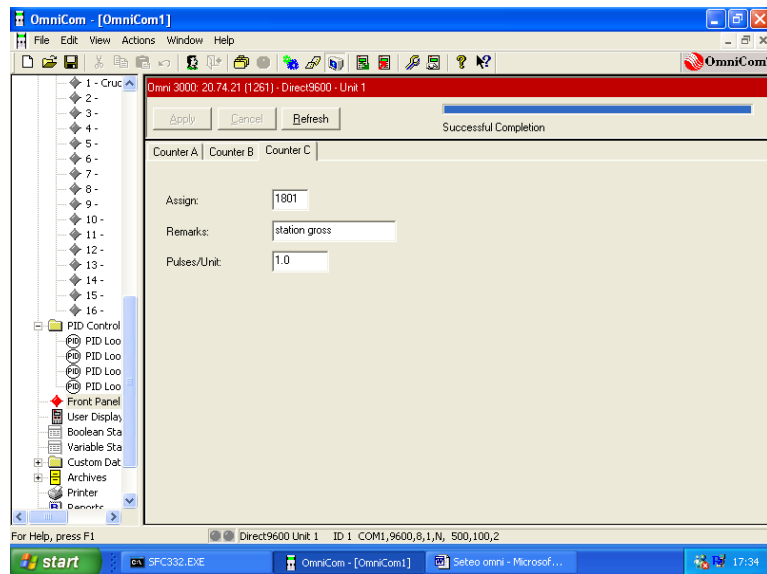


Figura 2.20. Configuración de los contadores mecánicos.

2.1.3.6 Configuración para Reportes de Producción.

Se selecciona la hora de impresión de los reportes diarios y se habilita el tipo de reporte por default.

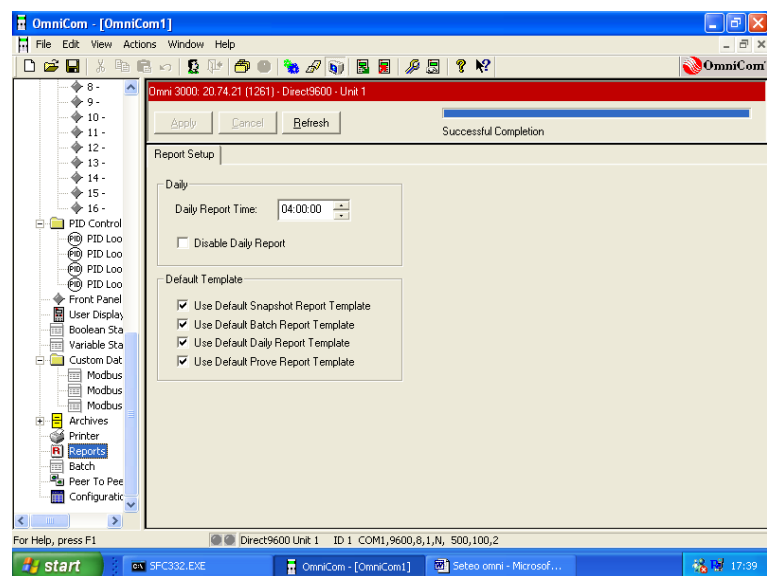


Figura 2.21. Configuración de los reportes.

2.1.3.7 Configuración para Cálculos Volumétricos.

Se ingresa el nombre del producto a registrar y el factor de los medidores 1 y 2.

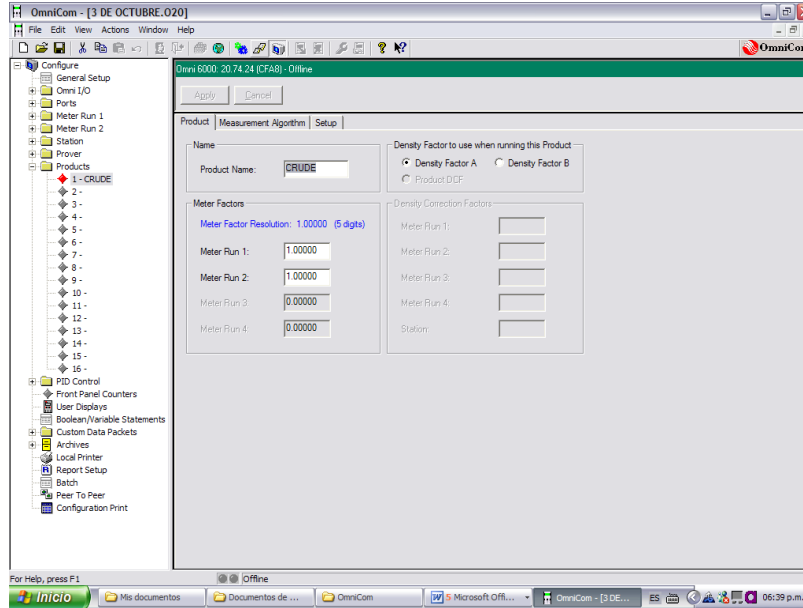


Figura 2.22. Configuración de parámetros de cálculo.

Se selecciona las tablas API del MPMS, Capítulo 11, Tablas de Medición de Petróleo a ser utilizadas por el computador.

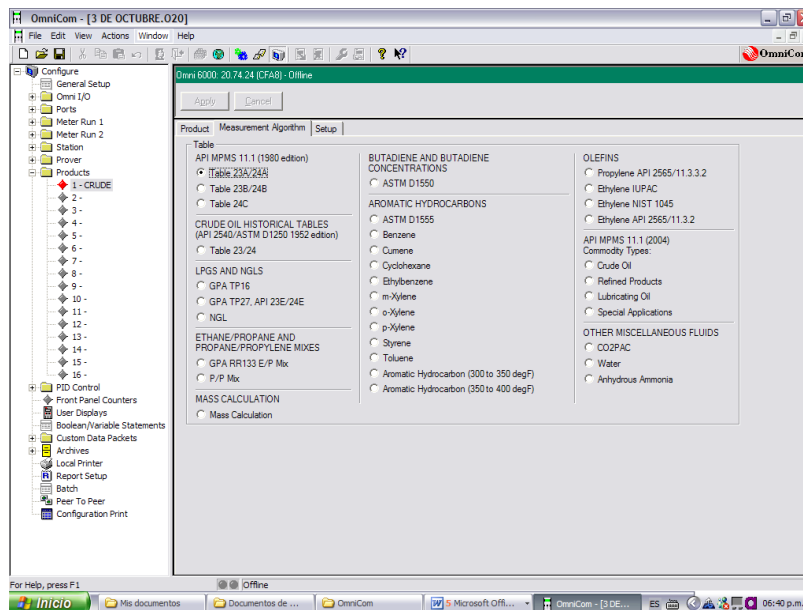


Figura 2.23. Configuración de tablas de medición.

Se ingresan los datos del grado API del crudo que ha sido previamente analizado y determinado en el laboratorio de la unidad LACT.

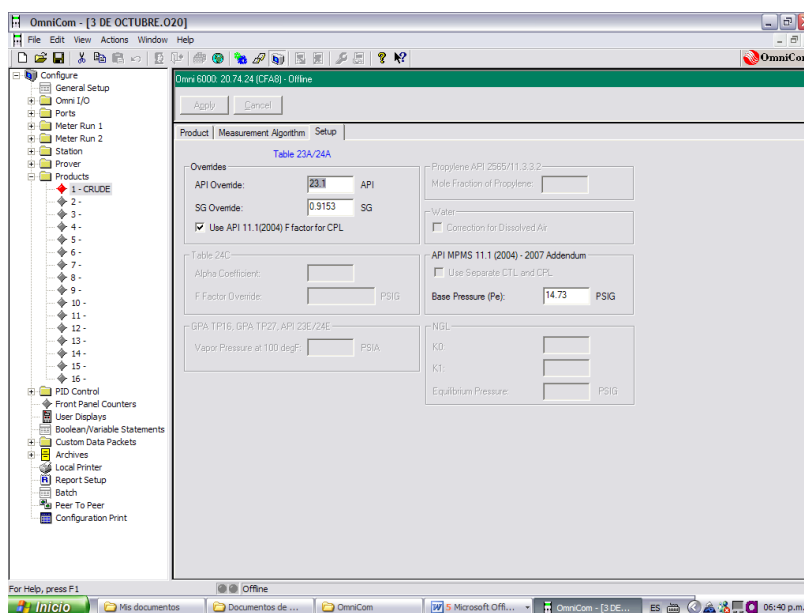


Figura 2.24. Ingreso de grado API del crudo.

Una vez finalizado la configuración en el software OmniCom, se debe conectar en línea (on-line) con el computador de flujo para cargar la programación. La configuración completa cargada en el computador de flujo Omni 3000, se detalla en el anexo I.

2.1.4 Simulación y pruebas del computador de flujo.

El computador de flujo OMNI 3000 fue configurado y probado en el laboratorio de Incopro S.A., con el fin de garantizar el óptimo funcionamiento del equipo antes de ser montado en el campo.

Para la simulación del computador del flujo en primera instancia se envió a construir un panel cuyo diseño este acorde con las especificaciones de seguridad y normas API recomendadas.

Se realizó la instalación de los elementos eléctricos y de protección como rieles DIN, borneras, porta fusibles e interruptores de a.c, en la parte posterior del panel

(caja), con el propósito de que señales de campo no ingresen directamente al computador de flujo, sino a través de un panel de conexiones (junction box) que la hemos denominado JB – 02, como se muestra en la figura 2.25.



Figura 2.25. Panel de conexiones JB - 02.

Se montó provisionalmente el computador de flujo en el panel (caja), para realizar las conexiones necesarias para simulación de los equipos a ser utilizados en la prueba de funcionamiento (fig. 2.26).

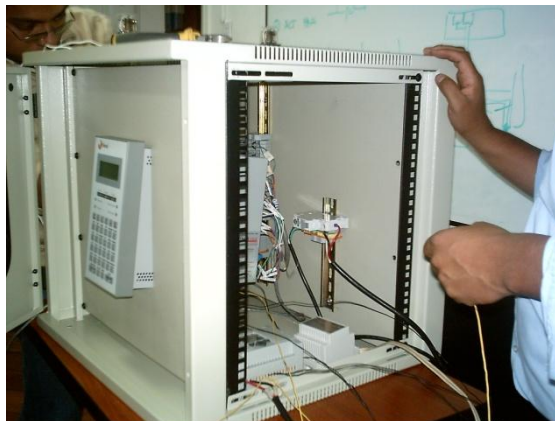


Figura 2.26. Montaje para pruebas.

Se utilizó un PLC (Controlador Lógico Programable) para la simulación de los pulsos de los medidores y de los detectores del probador, para el control del actuador de la válvula de cuatro vías se utilizaron dos relés y por último para las

entradas de los transmisores se requirió una señal de 4-20mA con un calibrador de lazo (fluke 744) en modo de transmisor (fig. 2.27).

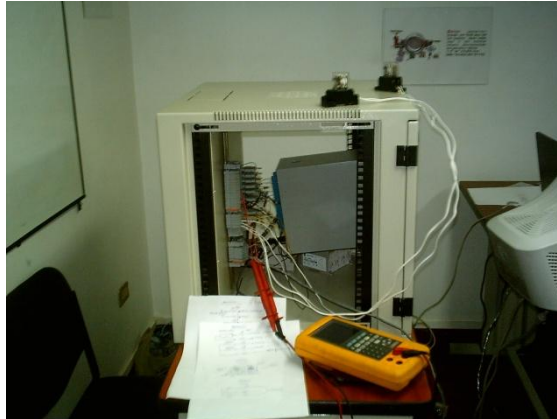


Figura 2.27. Simulación de las señales de campo.

Se utilizó dos computadores, uno para el manejo del PLC y el otro para el manejo de software del computador de flujo OMNI como se muestra la figura 2.28.



Figura 2.28. Simulación y Pruebas.

Después de realizar varias pruebas de funcionamiento mediante la simulación de las señales de entrada y salida del proceso, se pudo concluir en base a los resultados, que el equipo está totalmente operable para registrar, monitorear y controlar el proceso de transferencia en forma automática, para el montaje en campo y para la puesta en servicio.

2.2 MONTAJE DEL COMPUTADOR DE FLUJO.

2.2.1 Actividades Complementarias.

El levantamiento de información de campo, se realizó para determinar el estado de funcionamiento de los equipos, los requerimientos para el montaje y el desarrollo de la ingeniería de básica con el fin establecer las actividades y procedimientos a ser realizadas por la contratista, las mismas que fueron propuestas en la ingeniería básica presentada y aprobada.

La planta requirió de actividades complementarias para la puesta en servicio del computador de flujo, que se presentarán a medida del desarrollo del capítulo.

En la planta existe un panel de conexiones (Junction Box), que en ingeniería se le asignó la nomenclatura (TAG) JB-01. En este panel ingresan todas las señales de los instrumentos de campo, estas conexiones fueron revisadas y probadas, presentándose ciertas falencias debido a los daños producidos por corrosión en el cable, en el trayecto desde los instrumentos al panel y una gran dificultad en la identificación de los instrumentos en las borneras, por lo que entre las actividades que se realizaron fueron el cambio de los cables en mal estado y la reconexión del panel de acuerdo a la ingeniería realizada.

La figura 2.29, muestra los daños producidos por el medio ambiente y la falta de mantenimiento en el cableado.



Figura 2.29. Daños del cable.

Para esto se utilizó los siguientes cables para instrumentación;

- Belden 1030A 1 PR # 16 AWM 300V.
- Belden-M 1031A 1 TR # 16 AWM 300V.

La figura 2.30, muestra el panel de campo JB-01, en el que se realizó la reconexión total, se eliminó conexiones innecesarias, las entradas y salidas de las borneras debidamente identificadas (marquilladas) y se mejoró la presentación del panel con el peinado del cable que se basa en la utilización de tayas y adhesivos para sujetar y distribuir adecuadamente el cable. En el Set de Planos Cabinet Location Plan del anexo H, se detalla la ubicación de las Junction Box de campo.

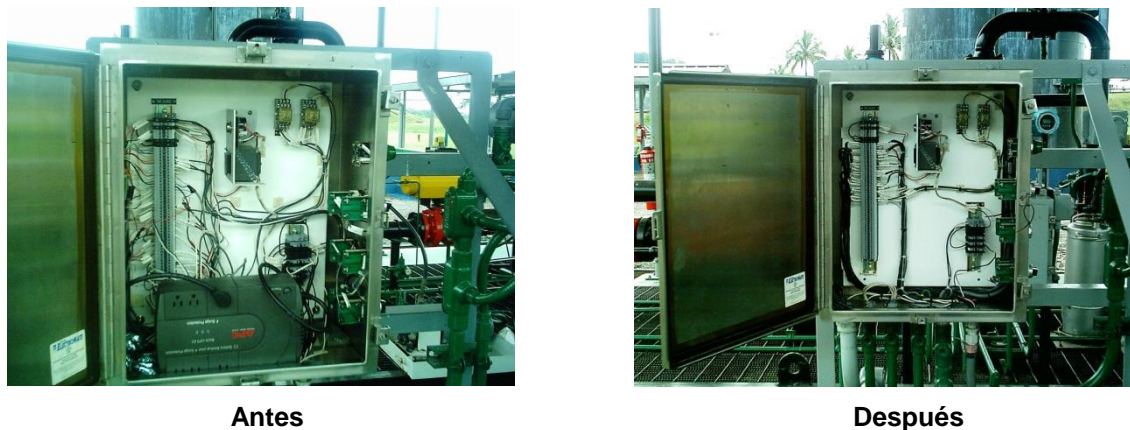


Figura 2.30. Interior del panel de campo JB - 01.

El detalle de los componentes y conexiones del panel JB-01, se encuentran en el Set de Planos Control Panel Layout y la ruta de cables desde los instrumentos al panel se encuentran en el Set de Planos Cable Routing Plan en el anexo H.

Desde este panel se dirigen todas las señales por medio de tubo conduit hacia el panel JB – 02, que será ubicado en el cuarto de control (ver fig. 2.31).

Para el montaje de los instrumentos previamente fue necesaria la elaboración de una ingeniería de detalle, cuyos documentos son la base para la instrumentación y para los procedimientos generales de trabajo.

2.2.2 Instalación de Tubo Cónduit y Tendido de Cable.

Se excavó una zanja, para la instalación de conduit y tendido de cable comprobándose que este libre de obstáculos o elementos extraños que pueden dañar el cable. La ruta del tendido de cable se detalla en los planos de ruta de cables (Cable Routing Plan) del anexo H.



Figura 2.31. Excavación de la zanja.

El conduit empleado, fue suministrado por la Contratista, tubo rígido de acero estirado en frío, galvanizado interior y exteriormente. El tamaño de los tubos conduit se determina teniendo en cuenta que 3 o más cables no deben ocupar más del 40% de la sección del tubo, 2 cables más del 30% y 1 cable más del 50%.



Figura 2.32 Instalación de conduit.

Las rebabas interiores producidas por el corte del tubo, fueron eliminadas mediante una lima redonda, matando las aristas que puedan producir cortes en el aislamiento de los cables.

En las instalaciones a la intemperie y pavimentadas, el sellado de todas las uniones roscadas se empleó pasta Sicabun, con fin de dar a la instalación la adecuada protección contra agua.

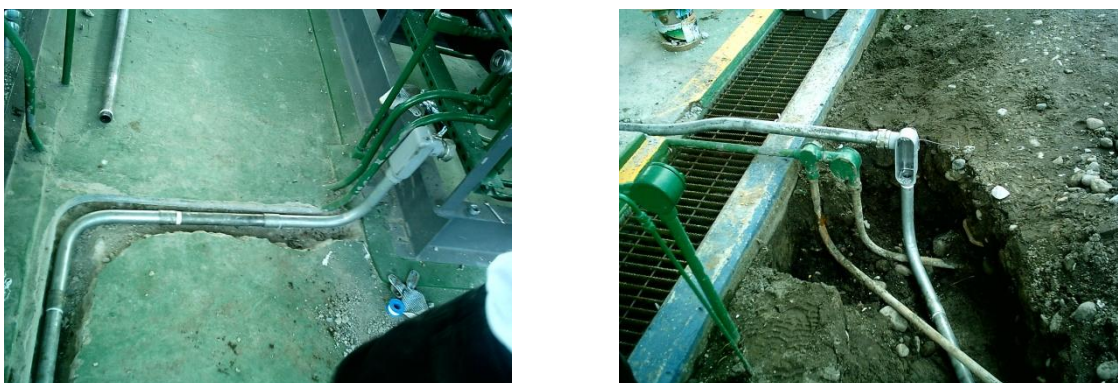


Figura 2.32 Instalación de Conduit.

El suministro del tubo, en bruto, fue provisto por la Contratista, debiendo este cortarlo, curvarlo, roscarlo, colocarlo y fijarlo convenientemente en su lugar.

Todas las tiradas de cables se midieron cuidadosamente y se cortaron a las longitudes requeridas, dejando un margen razonable (60cm) en los extremos para su conexión a los equipos.

Los cables se tendieron con la holgura necesaria para evitar tensiones, y antes de cubrir la zanja de arena, se realizó un ensayo de aislamiento de cada uno de ellos, en presencia de los fiscalizadores del proyecto.

Los cables se pasaron por las conducciones con gran cuidado para evitar daños, en algún caso cuando sea preciso, se utilizará talco u otro producto aprobado para facilitar el movimiento del cable.

2.2.3 Montaje y Conexión de los Transmisores.

La unidad LACT cuenta con transmisores de temperatura y presión instalados tanto en el sistema de medición como en el sistema de prueba, el MPMS de API recomienda que los transmisores deben ser instalados aguas abajo de los sistemas de medición y prueba, por lo que en ingeniería se propuso el cambio de posición de los transmisores.

En el levantamiento de información de campo se determinó que los transmisores de presión se encontraban operablemente en buen estado, mientras que los transmisores de temperatura no se encontraban operables, de igual manera en ingeniería se propuso cambiarlos por los transmisores inteligentes de temperatura Smar TT 301.

2.2.3.1 Calibración de los Transmisores¹³.

El Transmisor Inteligente es un instrumento digital con las características más modernas que un dispositivo de medición puede ofrecer. Su protocolo de comunicación digital (HART), permite conectar el instrumento a una computadora para ser configurado de una manera muy simple y completa.

Smar desarrolló dos tipos de configuradores para sus dispositivos HART, configurador HT2 (anterior) y configurador HPC301 (actual). El configurador HT2 usa la plataforma de la computadora de bolsillo PSION y el HPC301 usa la tecnología moderna de las computadoras portátiles Palm Vx. Los detalles operacionales de cada configurador están descritos en sus manuales específicos.

➤ Tipos de calibración de los transmisores inteligentes.

Calibración con referencia: Se usa para ajustar el rango de trabajo del transmisor, usándose una presión o temperatura estándar como referencia.

¹³ Operation & Maintenance Instructions Manual.

Calibración sin referencia: Se usa para ajustar el rango de trabajo del transmisor, simplemente teniéndose los valores límites informados por el usuario. El transmisor inteligente puede configurarse como transmisor o como controlador. En la modalidad de transmisor, el valor inferior corresponde siempre a 4mA y el valor superior a 20mA. En la modalidad del controlador, el valor inferior corresponde a PV=0% y el valor superior a PV=100%.

Esta función afecta directamente la salida de 4-20mA del transmisor. Es usada para definir el rango de trabajo del transmisor y en este documento es llamada calibración del transmisor.

Las funciones que ocurren entre el configurador y el transmisor no interrumpen la medición, y no modifican la señal de salida. El configurador puede conectarse en el mismo par de cables de la señal 4-20 mA, hasta 2 km lejos del transmisor.

El proceso de calibración calcula los valores INFERIOR y SUPERIOR de una manera completamente independiente. El ajuste de un valor no afecta el otro. Sin embargo, debe observarse que Los valores inferior y superior deberán estar dentro del espacio limitado por los rangos mínimos y máximos soportados por el transmisor. Como tolerancia, se aceptan valores que excedan tales límites por hasta 24%, aunque con alguna pérdida de precisión.

➤ **Programación usando el ajuste local**

En la modalidad de transmisor puede ser fácilmente calibrado, y requiere solamente el ajuste en Cero y Span, según el rango de trabajo.

Si el transmisor tiene un visor y está configurado para Ajuste Local Completo, el destornillador magnético será casi tan poderoso como la configuración HART, lo que elimina la necesidad de una herramienta de configuración en la mayoría de las aplicaciones básicas.

El transmisor tiene abajo de la placa identificadora los orificios para dos llaves magnéticas activadas por el destornillador magnético (Figura 2.33).

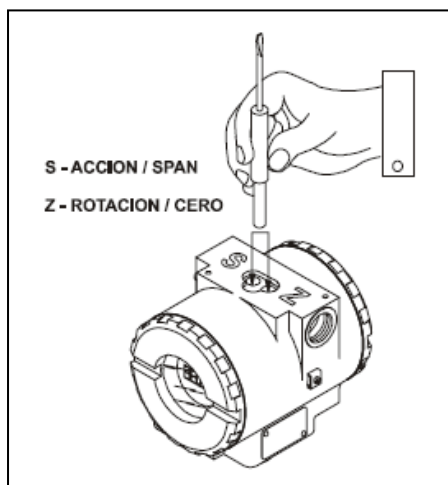


Figura 2.33. Ajuste local de cero y span.

Los orificios están marcados con una Z (por Cero) y una S (por Span), la tabla 2.1, muestra la acción realizada por el destornillador magnético mientras esté introducido en (Z) y (S), de acuerdo con el tipo de ajuste seleccionado.

Tabla 2.1. Descripción del ajuste local.

A C C I O N	AJUSTE LOCAL SIMPLE		AJUSTE LOCAL COMPLETO
	MODO TRANSMISOR	MODO CONTROLADOR	
Z	Selecciona el Valor del Rango Inferior	Se desplaza entre las Opciones de OPERACIÓN y TOTAL	Los movimientos entre todas las opciones
S	Selecciona el Valor del Rango Superior	Activa las funciones seleccionadas	

Para una mirada a las funciones y sus ramos se realizan los siguientes pasos:

1 – Introducir el tirador del destornillador magnético en (Z) para que el transmisor pase de la medición normal al estado de configuración de Transmisor. El software de transmisión empieza automáticamente a exhibir las funciones disponibles en una rutina cíclica. El grupo de funciones exhibidas depende de la modalidad seleccionada, sea de Transmisor o de Controlador.

2 – Para alcanzar la opción deseada, verificar las opciones, esperar hasta que estén exhibidas en el visor y mueva el destornillador magnético de (Z) a (S). Para esto se consulta el Árbol de Programación de la figura 2.34. Usando el Ajuste

Local, para saber la posición de la opción deseada. Al reponer el destornillador en (Z), será posible optar por nuevas funciones en este nuevo ramo.

3 – La manera de alcanzar la opción deseada es similar a la descrita en el artículo anterior.

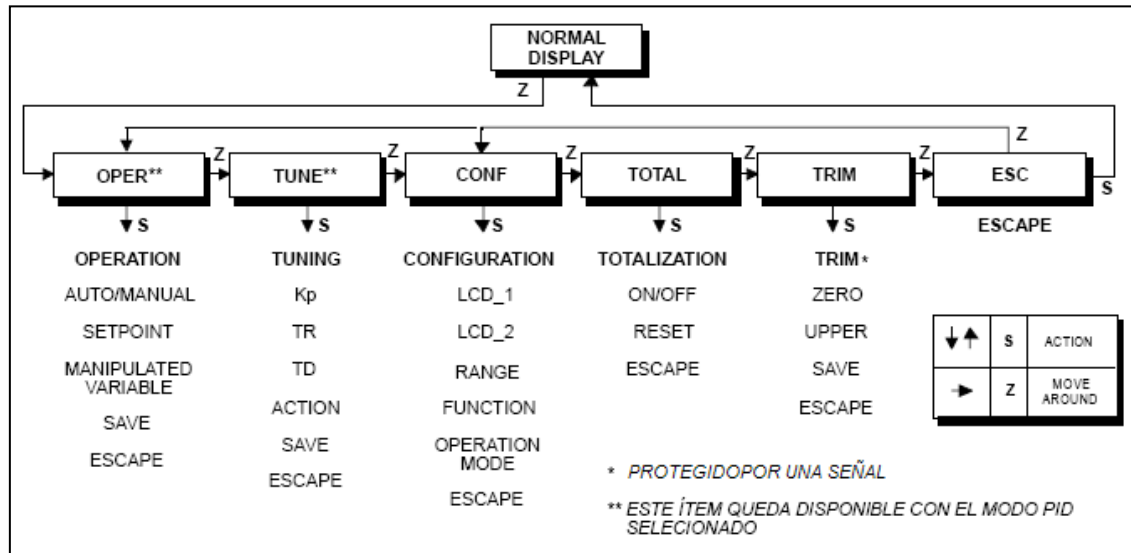


Figura. 2.34. Árbol de programación de ajuste local.

El ajuste local usa esta estructura de árbol, donde ubicando el destornillador magnético en (Z) es posible observar las opciones de un ramo y, ubicando la dicha herramienta en (S), se obtienen detalles de la opción seleccionada.

La actuación en (Z) activa el ajuste local. En la modalidad de transmisor, las opciones OPER y TUNE son desactivadas y el ramo principal empieza con la opción CONF.

OPERACIÓN (OPER) – Es la opción donde se configuran los parámetros relacionados con la operación del controlador, a saber, Auto/Manual, Setpoint y Manual Output.

SINTONIA (TUNE) – Es la opción donde los parámetros relacionados con el Algoritmo de PID son configurados: Action, Kp, Tr y Td.

CONFIGURACIÓN (CONF) – Es la opción donde los parámetros de salida y del visor son configurados: unidad, visor primario y secundario, calibración, función y modalidad de operación.

TRIM DE CORRECCIÓN (TRIM) – Es la opción usada para calibrar la caracterización “sin referencia” y la lectura digital.

Este árbol de programación puede variar dependiendo del tipo de transmisor ya sea este de presión o temperatura.

➤ **Ajuste local simple.**

El funcionamiento es diferente si un ajuste local simple es seleccionado en la modalidad de transmisor o en la modalidad de controlador. En la primera (transmisor), el ajuste es usado para calibración de Cero y Span, y en la segunda (controlador), el uso del árbol de configuración se restringe a las funciones OPERACIÓN y ZINTONIA.

➤ **Ajuste local completo.**

El transmisor debe ser equipado con el visor digital para posibilitar esta función. Las siguientes funciones estarán disponibles para el ajuste local: Constant Current (Corriente Constante), Table Points Adjustment (Ajuste de Tabla de Puntos), User Units (Unidades del Usuario), Fail/safe (A prueba de fallo), Current Trim y Characterization Trim (Trim de Corriente y Trim de Caracterización de Presión/temperatura, Totalization Parameters (Parámetros de Totalización), Address change (Cambio de Direcciones) y algunos puntos de la función INFORMATION.

➤ **Procedimiento de calibración.**

Para esto, el instrumento debe ser configurado como “transmitter” (XMTR). Por medio del configurador HART o por el uso del ítem “MODE” en la opción “CONF” de ajuste local.

La calibración de Cero con referencia se hace de la forma siguiente:

- Aplique la variable de Valor Inferior (Lower Value).
- Espere hasta que la variable se estabilice.
- Introduzca el destornillador magnético en el orificio de ajuste de Cero.
- Espere 2 segundos. El transmisor deberá indicar 4 mA.
- Retire el destornillador.

La calibración Cero con referencia no afectará el span. Para cambiarlo, realice lo siguiente:

- Aplique la variable Upper Value (Valor Superior).
- Espere hasta que la presión se estabilice.
- Introduzca el destornillador magnético en el orificio de ajuste de SPAN.
- Espere 2 segundos. El transmisor deberá mostrar la lectura 20 mA.
- Retire el destornillador.

El procedimiento de calibración consiste en una prueba de verificación ("valor encontrado"), ajuste al intervalo de tolerancia aceptable si es necesario, y una prueba de verificación final ("valor dejado").

Las siguientes tablas muestra el detalle de la calibración de los transmisores de presión y temperatura para ser puestos en servicio e instalados en campo con las unidades y los rangos de trabajo para el proceso.

Tabla 2.2. Ajuste de los transmisores de presión.

TRANSMISORES DE PRESIÓN			
MODELO	TAG ASIGNADO	VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO
SMAR LD - 291	PT – 100A	0 – 290 psi	0 – 300 psi
SMAR LD - 291	PT – 101B	0 – 290 psi	0 – 300 psi

Tabla 2.3. Ajuste de los transmisores de temperatura.

TRANSMISORES DE TEMPERATURA			
MODELO	TAG ASIGNADO	VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO
SMAR TT - 301	TT – 100A	50 – 150 °F	0 – 200 °F
SMAR TT - 301	TT – 101B	50 – 150 °F	0 – 200 °F

2.2.3.2 Montaje de los Transmisores.

Comprende el montaje del instrumento en su soporte, el conexionado de las tomas primarias a proceso y conexionado del cable de señal, Las tomas primarias se conectaron, según se muestra en los esquemas de montaje de conexiones a proceso en el manual del fabricante. Se aplicó los criterios de instalación recomendados por el constructor del instrumento.

El montaje normalmente es directo, en posición vertical, orientado hacia el lugar de operación, sobre la tubería o equipo, siempre que quede accesible para la lectura y no haya excesivas vibraciones. El transmisor es diseñado para ser sólido y ligero al mismo tiempo, esto facilita su montaje.

El instrumento una vez montado debe ser protegido contra golpes u otra causa que pueda dañarlo.

Al apretar los transmisores no se debe efectuar esfuerzo alguno sobre la caja del mismo para evitar dañarla. Todo el esfuerzo de apretado se hará sobre la espiga de conexionado, utilizando una llave fija.

La figura 2.35, muestra los modelos de los transmisores instalados, el de presión y el de temperatura que fue reemplazado. Los detalles de las conexiones eléctricas en los terminales correspondientes se indican en el Set de Planos Electrical Termination Diagrams del anexo H.

Transmisor de Temperatura

Transmisor de Presión



Figura. 2.35. Transmisores de presión y temperatura.

La figura 2.36, muestra la nueva ubicación y el montaje de los transmisores de presión y temperatura del sistema de medición y prueba.

Sistema de prueba.

Sistema de Medición.



Figura 2.36. Ubicación de los Transmisores.

Los instrumentos llevan una tarjeta o cinta de acero inoxidable de identificación.

2.2.4 Instalación, Montaje y Conexiones de OMNI.

El computador de flujo Omni 3000, se instaló en el cuarto de control de la planta (Ver fig. 2.31), con el fin ubicar al equipo en un lugar adecuado para su operación.

Anteriormente el computador de flujo se encontraba en el proceso y corriendo el riesgo de sufrir daños. De esta manera el proceso es automático y localizado fuera del área de proceso mientras que el operador ya no tiene que trasladarse al lugar de los medidores para registrar el volumen trasferido, la presión y temperatura del proceso.

La figura 2.37, muestra el lugar donde se montó el panel dentro del cuarto de control de la planta y donde está instalado el computador de flujo.

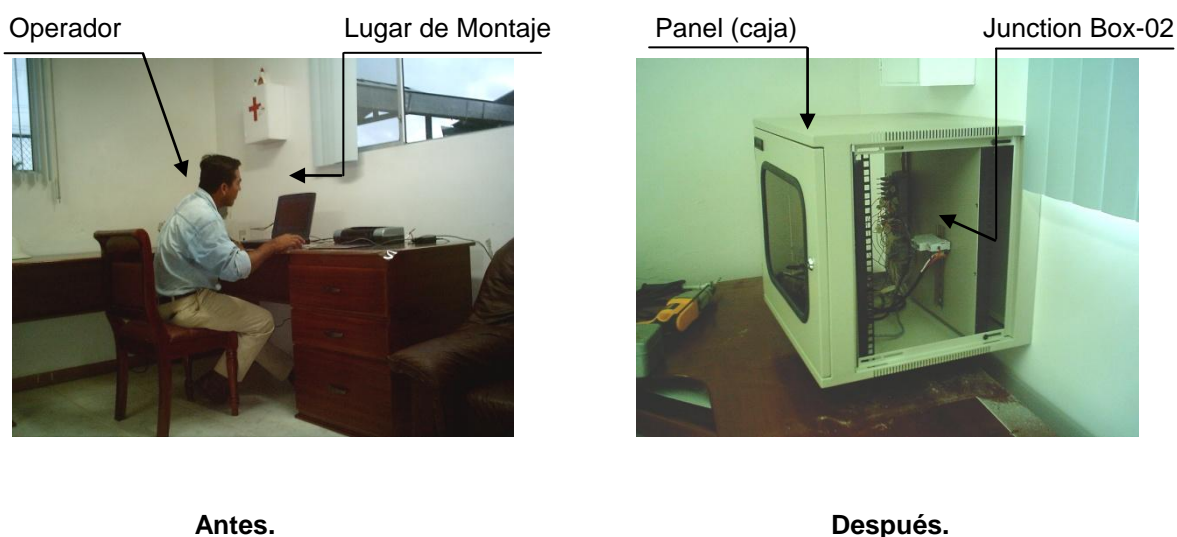


Figura 2.37. Ubicación del Panel del Computador de Flujo.

La caja fue puesta a tierra por medio de un tornillo apropiado. No se permite soldaduras sobre las cajas, el soporte de la caja fue de acuerdo con el lugar y la forma más adecuada para una perfecta sujeción. Para el trabajo se siguió los planos y esquemas de ingeniería Instrument Mounting Detail Instalation detallados en el anexo H.

El Contratista protegió los paneles y armarios contra suciedades, polvo, agua, etc. tanto durante su almacenaje, y transporte, como cuando fueron instalados en el Cuarto de Control.

➤ **Selección de la instrumentación.**

En las compañías petroleras es prioridad la selección de equipos y materiales eléctricos y mecánicos acorde a la clasificación de área de la planta, para esto se emplea equipos a prueba de explosiones (explosion-proof). En los planos Instrument Mounting Detail Instalation se detallan los elementos eléctricos y mecánicos utilizados.

La Propiedad no suministró al Contratista los planos, materiales e instrucciones de Clasificación de Áreas Peligrosas, debiendo el mismo seleccionar el material adecuado a emplear en estas zonas de acuerdo con las normas sobre el particular. Cualquier modificación realizada sobre el material instalado equivocadamente por este motivo fue por cuenta del Contratista.

Los materiales necesarios para la realización del montaje tales como terminales, kits, herrajes, abrazaderas, tornillería, auto perforadores, etc., y en general cualquier otro no especificado claramente por la propiedad como de su suministro, fue de primera calidad, galvanizado o cadmiado, siempre que sea posible su adquisición prefabricada o por lo menos tratadas las superficies con recubrimiento anticorrosivo antes de su colocación. La utilización de estos materiales paso por la aprobación previa de la representación de la propiedad.

➤ **Conexionado de Omni.**

Una vez realizados los trabajos complementarios, pasado de cable a través del conduit y montaje del panel (caja) en el cuarto de control, se procedió al conexionado de los instrumentos de campo en la Junction Box JB - 02 y posteriormente en los terminales del tablero posterior del computador de flujo. El conexionado de las respectivas borneras de cada panel se encuentra en el set de planos Electrical Termination Diagrams del anexo H.

Como pre-requisito se requirió:

- Armado y pruebas de los componentes internos del panel.
- Preparar el equipo y herramientas necesarias para el montaje del panel.
- Instalación de la base para alojar el panel.
- Lista para del conexionado eléctrico del panel (planos).

Las actividades que se realizaron fueron:

- Solicitar permiso de trabajo.
- Verificar la locación donde debe ser instalado el panel o junction box.
- Instalar el panel conforme el plano de detalle de montaje.
- Verificar que el panel esté sellado para evitar infiltración de agua por los agujeros destinados para los cables de señal y control.
- Limpieza del lugar de manera que este quede ordenado y libre de materiales extraños.

➤ **Conexionado de cables.**

Los cables se pelaron de tal forma que la cubierta exterior quede dentro del prensaestopas o pasamuros, pero sin holgura, ya que no se aceptan conexionados en los que el cable haya sido pelado antes de llegar a éstos.

Los multicables, se conectaron en la caja por la parte inferior para evitar que entre el agua dentro de la misma. No se permite la entrada de cables por la parte superior.

El conexionado de la malla o pantalla del cable, se hizo según el esquema de tierras de instrumentación previsto.

Los terceros/cuartos hilos de cada cable, igualadores de potencial, se conectaron a la pletina que a tal efecto lleva la caja JB -01 en su parte inferior. De esta pletina se saca un cable independiente, aislado con cubierta amarillo/verde que tiene conexión a la malla de tierra de la planta.

En los conductores de cable flexible se pusieron los terminales apropiados para el ajuste en los paneles.

Para llevar las señales de los instrumentos de campo desde el panel JB - 01 hacia el panel JB-02, se utilizó los cables de instrumentación anteriormente mencionados, distribuyéndose de la siguiente manera:

- Cuatro pares de cable (Belden 1030A 1 PR # 16 AWM 300V), las sigla PR significa que es un par de cable (dos hilos), para las señales de los transmisores, un par para cada uno, un terminal (+) y un terminal (-) de alimentación 24 VDC, la señal de 4-20 mA es transmitida por el mismo par de cables.
- Dos triadas de cable (Belden-M 1031A 1 TR # 16 AWM 300V), las sigla TR significa que es un cable con tres hilos, para las señales de los transmisores de pulsos (2), un terminal (+) y un terminal (-) de alimentación 24 VDC, la señal de pulsos ingresa por el tercer terminal.
- Una triada de cable, para las señales de control del actuador de la válvula, un terminal para el giro en DIRECT y un terminal par el giro en REVERS y un Terminal común. Estas señales ingresan al rele de DC luego al actuador.
- Un par de cable, para las señales de los switch's detectores del paso de la esfera, las señales de este primeramente ingresan a una bornera que une las señales de los dos detectores, de esta manera se ahorra un terminal, ya que solo se detecta en flanco de la señal, entonces se requirió solo de un terminal para el ingreso de la señal de los dos detectores y un terminal común.

En definitiva se introdujeron 7 cables entre triadas y pares en un tubo conduit rígido de 1¼", las longitudes del cable utilizado se encuentran en el Plano Schedule del anexo H.

La nomenclatura, lazo de conexiones y color de cada cable terminal de los instrumentos se encuentran en el Set de Planos Instrument Loop Diagrams del anexo H.

La figura 2.38, muestra el trabajo de conexionado del computador de flujo en el panel.

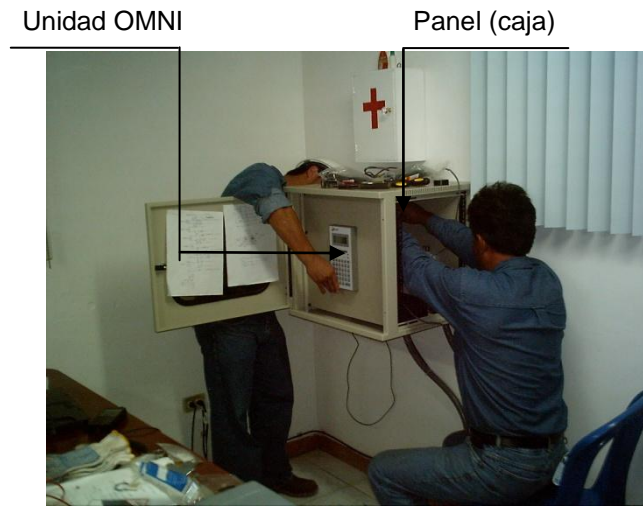


Figura 2.38. Conexión del computador de flujo.

En la figura 2.39, se muestra el conexionado del panel JB-02 hacia los terminales del tablero posterior del computador de flujo, para esto se utilizó un cable más pequeño (#16), este panel también se marquillo acorde a la nomenclatura asignada en el panel JB-01.

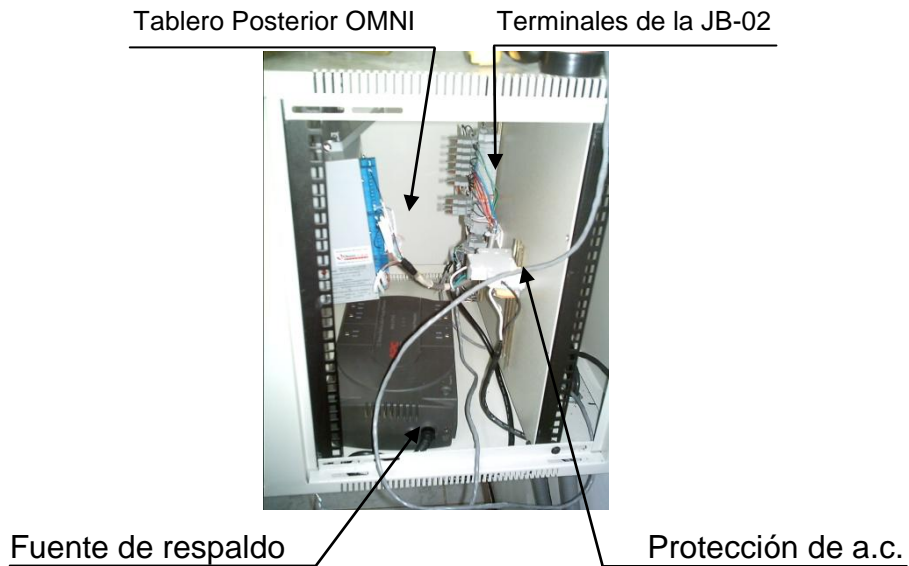


Figura 2.39. Conexión del tablero posterior de OMNI.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN Y PRUEBAS

3.1 DINÁMICA DEL PROCESO DE MEDICIÓN.

El montaje y operación del computador de flujo implicó un conocimiento amplio sobre la dinámica del proceso de medición y de todas las variables que intervienen en el mismo.

Por lo que es necesario conocer las características de operación de los instrumentos de la unidad LACT, que son de interés particular para el desarrollo del proyecto.

La ubicación del proceso de medición y las instalaciones de la unidad LACT, se pueden apreciar en el anexo H, Set de Planos Plot Plan. El sistema de medición y el sistema de prueba con sus respectivos instrumentos y accesorios se puede apreciar en el anexo H, Set de Planos P&ID.

3.1.1 Sistema de Medición.

La unidad LACT cuenta con dos medidores de desplazamiento positivo de alabes giratorios montados en paralelo (Ver fig. 3.1) de marca Smith Meter de 4", modelo F4-S3, incorporado con un transmisor de pulsos con un factor k de 8.400 pulsos/barril.



Figura 3.1. Sistema de medición.

El crudo que circula por el sistema de medición es registrado por el medidor (uno de los dos), este volumen es convertido a una señal de pulsos e ingresado al computador de flujo.

❖ **Cálculo del factor de medida.**

Algunas transferencias de petróleo medidas a través de un contador (medidor) son suficientemente pequeñas en volumen o valor o se realizan en condiciones esencialmente uniformes, de manera que el contador pueda ajustarse mecánicamente para que su lectura este dentro de una exactitud predeterminada. Sin embargo, en la mayoría de las transferencias de gran escala o a diferentes tasas de flujo, el ajuste del contador para cada cambio se vuelve impracticable. Así, el objetivo de determinar un factor de medida (MF) es asegurar la exactitud de la medida, sin considerar como cambian las condiciones de operación con respecto a las propiedades de densidad (gravedad), viscosidad, tasa, temperatura, presión o lubricación, probando el contador siempre bajo las condiciones de operación específicas encontradas.

Si cualquiera de estas condiciones cambia significativamente, deberá obtenerse un nuevo factor de medida.

El factor de medida es el número que se obtiene al dividir el volúmen real de un líquido al pasar a través de un contador durante la prueba, por el volumen registrado por dicho contador. De la definición es evidente que:

Resultado real del contador

$$\text{bajo condiciones operativas} = \text{Volúmen indicado} \times MF \quad (1)$$

Durante la prueba, la temperatura y presión existentes en el sistema de medición y en el sistema de prueba son importantes para calcular un factor de medida. Esto es así, por que debe determinarse indirectamente el volumen real de un líquido que pasa a través del contador durante la prueba, del volumen exacto conocido medido en el probador. Este cálculo involucra diferencias de presión y temperatura entre el probador y el contador. Como resultado, la práctica estándar de medida es corregir primero el volumen del líquido en el probador a condiciones estándar (60 °F y presión de equilibrio) y luego corregir también el volumen indicado durante la prueba al que se hubiera dado si el contador hubiera operado a condiciones estándar. Así, en términos prácticos:

$$MF = \frac{\text{Volúmen del líquido en el probador corregido a condiciones estándar}}{\text{Cambio en la lectura del contador corregido a condiciones estándar.}} \quad (2)$$

Debe enfatizarse en el hecho de que un factor de medida calculado de esta manera es válido sobre un rango de temperaturas y presiones operativas solamente por la consideración de que la temperatura y presión durante la medición no deberá diferir de la temperatura y presión durante la prueba, lo suficiente (5 °F) como para causar un cambio significativo en las dimensiones mecánicas del contador o en la viscosidad del líquido medido.

Si las diferencias son significativas se aplica el concepto de “volumen a condiciones estándar” donde deben convertirse a una cantidad representada por un volumen equivalente a condiciones estándar. Así;

$$\text{Volúmen real medid} = \text{Volúmen indicado} \times MF. \quad (3)$$

y

$$\text{Cantidad real medida} = \text{volúmen indicado} \times (MF \times C \dots \times C \dots). \quad (4)$$

Para esto el sistema de medición dispone de un transmisor de temperatura y un transmisor de presión instalados aguas abajo de los medidores, estas señales son ingresadas al computador de flujo para realizar los cálculos volumétricos.

3.1.2 Sistema de Prueba.

La unidad cuenta con un probador instalado aguas abajo del sistema de medición (Ver fig. 3.2) para realizar la calibración de los medidores.

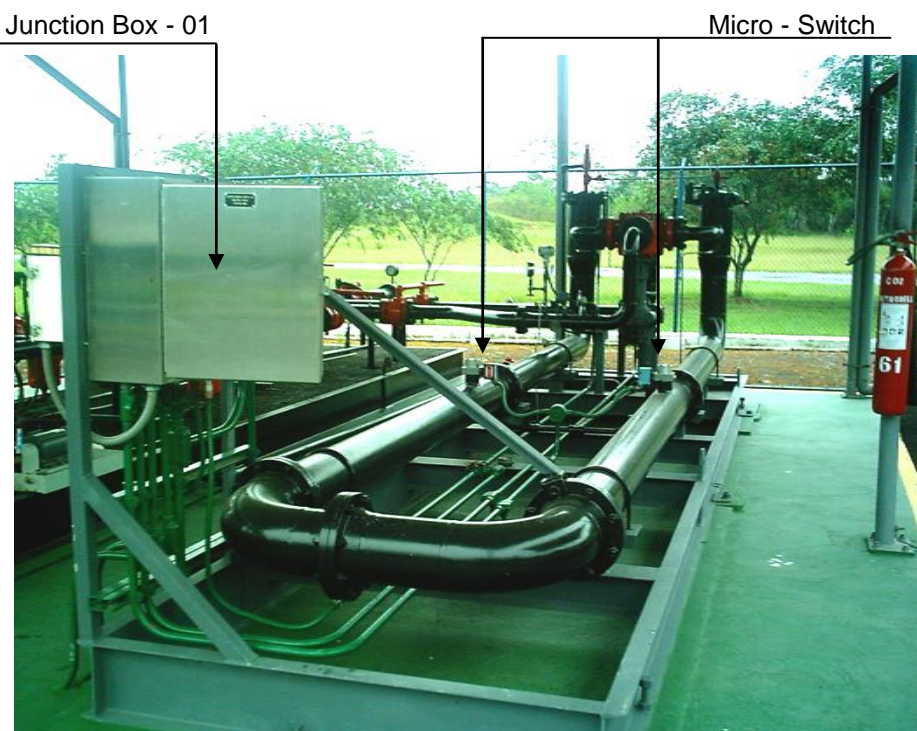


Figura 3.2. Sistema de prueba.

Este es un probador volumétrico de tubería tipo Bi-direccional de 8", con un volumen base certificado de 2.71656 Barriles entre los dos detectores electromecánicos (micro-switch), este sistema es manejado por el computador de flujo enviando las señales de control al actuador eléctrico para abrir y cerrar la válvula de cuatro vías.

Todas las señales de los instrumentos, tanto del sistema de prueba como del sistema de medición ingresan a la caja de conexiones de campo JB – 01.

Debido a que el probador de tubería esta sujeto a los efectos tanto de temperatura como de presión en el acero, tiene que corregirse su volúmen base para obtener su volúmen a condiciones de prueba.

El volúmen de líquido desplazado debe entonces corregirse al volúmen equivalente a temperatura y presión estándar. Este valor se convierte en el numerador para la ecuación (2) del MF y el volúmen corregido del contador se convierte en el denominador.

Para aplicar este procedimiento, el contador de desplazamiento debe tener una salida eléctrica de alta resolución, esto es por lo menos se obtengan 10.000 pulsaciones.

Este sistema de prueba también dispone de un transmisor de temperatura y un transmisor de presión instalados aguas abajo del probador, estas señales son ingresadas al computador de flujo para realizar los cálculos volumétricos.

La puesta en línea medidor probador se realiza a través de un arreglo de válvulas de operación manual, como se indica en la figura 3.3.



Figura 3.3. Puesta en línea medidor - Probador.

3.2 CÁLCULO DEL VOLUMEN FISCAL AUTOMATIZADO¹⁴.

3.2.1 Factores de Corrección.

Se emplea símbolos al referirse a las diferentes correcciones para valores intermedios utilizados en el cálculo de volúmenes.

- “C” significa corrección.
- “t” significa temperatura.
- “p” significa presión.
- “l” significa líquido.
- “s” significa metal (acero u otro).

M, p, y m como subíndices finales significan medida, probador y contador respectivamente. Los símbolos pueden ser escritos ya sea como subíndices o en mayúsculas. Así:

MF, factor del contador (medidor).

¹⁴ http://www.mem.gob.ve/norm_tec_hidrocarburos_liq/norm_tec_hidrocarburos_liq.pdf.

Cts (o CTS), factor de corrección para el efecto de la temperatura en el acero.
 Cps (o CPS), factor de corrección para el efecto de la presión en el acero.
 Ctl (o CTL), factor de corrección para el efecto de la temperatura en un líquido.
 Cpl (o CPL), factor de corrección para el efecto de la presión en un líquido.
 Csw (CSW), factor de corrección para sedimento y agua. Se utiliza solamente en medición de petróleo crudo.

3.2.2 Cálculos Volumétricos.

La secuencia de cálculos se realiza para obtener el volumen neto referido a condiciones base o estándares de referencia, en operaciones de transferencia de custodia de líquidos.

a) El Computador de flujo calcula y registra el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente antes de iniciar el movimiento. Esta lectura será denominada *MRO*.

b) Con el valor de densidad obtenido del medidor de densidad en línea (densidad observada) y la temperatura señalada por el medidor de temperatura en línea (temperatura observada), la Omni deberá obtener la densidad a la temperatura de referencia.

c) Durante toda la operación (recibo o entrega de líquidos), la Omni deberá obtener el promedio ponderado de la temperatura (*TWA*), el cual será calculado sumando los valores de temperatura obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volumen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volumen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$TWA = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times V_i}{V_t} \quad (5)$$

Donde:

T_i, es el valor de temperatura medido en cada intervalo *i*.

V_i , es el volúmen medido desde la última lectura de temperatura.

V_t , es el volúmen total medido durante la operación.

d) Durante toda la operación (recibo o entrega de crudo), la Omni debe obtener el promedio ponderado de la presión (PWA), el cual será calculado sumando los valores de presión obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volúmen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volúmen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$PWA = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \times V_i}{V_t}$$

(6)

Donde:

P_i , es el valor de presión medido en cada intervalo i .

V_i , es el volúmen medido desde la última lectura de presión.

V_t , es el volúmen total medido durante la operación.

e) Con el TWA y la densidad de referencia, el software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL), de la tabla API 6A, 6B, 6C o de las tablas 24A, 24B y 24C del Capítulo 11.1 del MPMS. Con estos datos base se debe obtener el factor de compresibilidad del líquido (F).

Para convertir volúmenes líquidos a cualquier temperatura t a volúmen equivalente a una temperatura estándar de 60°F o viceversa:

$$V_{60} = V_T \times Ctl \quad ; \quad V_T = V_{60} / Ctl \quad (7)$$

Donde;

V_T = el volumen de cualquier temperatura t .

f) El software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la presión en el líquido (CPL), mediante la siguiente ecuación:

$$CPL = \frac{1}{(1 - [PWA - (P_e - P_b)] \times F)}$$
(8)

Donde:

P_e es la presión en libras por escala de pulgadas cuadradas (psi).

P_b es la presión base o de referencia, presión de vapor de equilibrio a temperatura de medida, en libras por escala de pulgadas cuadradas (psi). P_b es considerada 0 para líquidos que tienen una presión de vapor de equilibrio menor a la presión atmosférica (14,73 libras a escala absoluta) a la temperatura de medida.

F , es el factor de compresibilidad de hidrocarburos, dependen de la gravedad API y de la temperatura.

g) Para efectuar el ajuste del volumen medido, a condiciones base o estándares de referencia, el software debe calcular el factor de corrección compuesto (CCF), el cual viene dado por:

$$CCF = CTL \times CPL \times MF$$
(9)

Donde:

MF es el Factor del Medidor válido para la operación.

h) Para calcular el Factor del Medidor (MF), se efectúa el siguiente cálculo:

$$MF = NPV \div NMV$$
(10)

Donde:

NPV = Volúmen Neto en el Probador

NMV = Volúmen Neto en el Medidor

i) Para el cálculo del Volúmen Neto del Probador (*NPV*), se utiliza el Volúmen Base del Probador (*BPV*), el cual es determinado a condiciones estándar de referencia utilizando métodos de laboratorio tales como “water draw” o medidores maestros que deben estar certificados.

j) El volumen del probador en condiciones de operación puede ser mayor o menor que el *BPV* debido al efecto de la temperatura y la presión en el metal del probador y en el líquido, por lo tanto se deben usar factores de corrección para ajustar el Volumen Base del Probador (*BPV*) por esos efectos:

$$NPV = BPV \times (CTS_p \times CPS_p \times CTL_p \times CPL_p) \quad (11)$$

Donde, los factores de corrección que afectan el metal del probador son:

CTS_p: Corrección por la expansión y/o contracción térmica del metal del probador por efecto del promedio de la temperatura del líquido en el probador. El cual se representa por la siguiente ecuación:

$$CTS_p = 1 + [(T - T_b) \times G_c] \quad (12)$$

Donde:

G_c = es el coeficiente de expansión por grado de temperatura del material del cual está fabricado el Probador, determinado de las tablas publicadas por las industrias estándares.

T_b = Temperatura Base.

T = Temperatura del líquido en el Probador.

CPS_p: Corrección por la presión de expansión y/o contracción del metal del probador por efecto del promedio de la presión del líquido en el probador.

$$CPS_p = 1 + [(P - P_b) \times (ID)] \div (E \times WT) \quad (13)$$

Donde:

P = Presión Interna de operación del probador.

P_b = Presión base.

ID = Diámetro Interno del probador.

E = Módulos de Elasticidad del material del probador, el cual puede ser determinado de valores utilizados en los estándares de la industria.

WT = Espesor de la pared del recubrimiento del probador.

Los factores de corrección que afectan el líquido en el probador los podemos dividir en:

$CTLp$: Corrección por el efecto del promedio de temperatura del Probador sobre la densidad del líquido.

$CPLp$: Corrección por efecto de compresibilidad o promedio de la presión en el probador.

Estos factores de corrección son determinados de la misma manera que se describió anteriormente.

k) Para el cálculo del Volúmen Neto del Medidor (NMV), se utiliza el mismo procedimiento para determinar el Volúmen del Probador, es decir primero se determina el Volúmen indicado por el Medidor y se ajusta o corrige por el efecto de la temperatura del medidor y la presión sobre el líquido.

$$NMV = IVm \times [CTLm \times CPLm] \quad (14)$$

Para la determinación $CTLm$ y $CPLm$ se utiliza el mismo método descrito anteriormente.

El volúmen indicado por el Medidor (IVm), se calcula, dividiendo el número de pulsos (N) generados durante la corrida de la prueba, entre el valor nominal de pulsos por unidad de volúmen (Factor K).

$$IVm = N \div KF \quad (15)$$

Donde:

IVm = Indicación de volúmen de líquido a través del medidor.

N = Número de pulsos generados durante la corrida de la prueba.

KF = Pulsos nominales por unidad de volumen.

Una vez calculados los volúmenes corregidos del medidor y del probador, podemos calcular el factor del medidor:

$$MF = NPV \div NMV \quad (16)$$

$$MF = [BPV \times (CTSp \times CPSp \times CTLp \times CPLp) \div [IVm \times (CTLm \times CPLm)]] \quad (17)$$

l) El software de cálculo debe registrar el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente después de finalizar el movimiento. Esta lectura será denominada MRc .

Con este valor y con el MRO , se procede a calcular el volumen indicado (IV), mediante:

$$IV = MRc - Mro \quad (18)$$

m) Para obtener el volumen referido a condiciones base o estándares de referencia (GSV), se le aplica el CCF al IV . Esto es:

$$GSV = IV \times CCF \quad (19)$$

n) La cantidad neta de crudo correspondiente a la operación de transferencia de custodia, venta o fiscalización se obtiene al deducir del GSV , el contenido de agua y sedimentos, medido del instrumento de corte de agua en línea. El volumen neto total, con agua y sedimentos extraídos, se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$NSV = GSV \times (1 - (\%A\&S \div 100)) \quad (20)$$

$$NSV = (IV \times (CTL \times CPL \times MF) \times (1 - (\%A\&S \div 100))) \quad (21)$$

Donde el factor $\%A\&S$, representa el contenido de agua y sedimentos presentes en el líquido, el cual se obtiene del promedio ponderado de la lectura del medidor en línea. El porcentaje de agua y sedimentos es tomado durante el intervalo de tiempo que dure la operación de fiscalización o transferencia de custodia y el software de cálculo realiza y genera los cálculos finales con la respectiva documentación.

Los valores de los coeficientes, módulos de elasticidad y valores de presión y temperatura en condiciones estándares (60 °F), se encuentran en las tablas API del MPMS Capítulo 11 Tablas de Medición de Petróleo.

3.3 PRUEBAS EXPERIMENTALES.

3.3.1 Generalidades.

Los medidores deberán ser probados bajo las condiciones normales de operación de flujo, presión y temperatura. Estos medidores serán utilizados para contabilizar los diferentes tipos de fluidos, los cuales deberán ser probados con cada uno de los fluidos manejados. Las desviaciones de este procedimiento pudieran considerarse necesarias en casos especiales, por ejemplo la medición de fluidos muy viscosos.

Los resultados de las pruebas no tendrán carácter retroactivo y cualquier modificación sobre el cálculo de flujo será validada una vez que las pruebas sean aceptadas por la DNH.

3.3.2 Frecuencia de Realización de Pruebas e Inspecciones.

La frecuencia de realización de las pruebas de calibraciones e inspecciones de las Estaciones de Medición y Probadores de Medidores en línea, deberán efectuarse diariamente para equipos nuevos. Posteriormente, siempre que los

resultados de las pruebas sean consistentes, es decir que muestren repetitibilidad, se ampliará gradualmente su período hasta llegar a ser mensual. Si durante los tres (3) meses siguientes, se obtienen resultados consistentes, entre la DNH y la operadora, se llegará a un acuerdo para fijar un tiempo mayor, sin que esto signifique que la DNH pueda requerir una auditoria independiente cuando lo considere conveniente, previo aviso a la operadora.

En cualquier momento, la operadora podrá realizar pruebas extraordinarias, previamente aprobadas por la DNH, si se presentan algunas de las siguientes situaciones:

- a) Si el medidor o cualquiera de sus accesorios son reparados.
- b) Si existen cambios considerables en las condiciones de operación, tales como: cambios de viscosidad, gravedad API, temperatura, presión y caudal de flujo.
- c) Desconfianza sobre la exactitud del medidor.
- d) Diferencias considerables en los balances volumétricos del campo.

Los medidores nuevos y los reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos cinco centésimas por ciento ($\pm 0,05\%$), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días antes indicados, se iniciarán pruebas semanales a partir de ese momento durante un mes.

En caso contrario, se deberá revisar, detectar y corregir la desviación. Luego de solventar el problema se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes, la tendencia del factor del medidor se mantiene dentro de más o menos cinco centésimas por ciento ($\pm 0,05\%$), se procederán a realizar pruebas mensuales.

3.3.3 Personal que debe Presenciar las Pruebas.

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito de mutuo acuerdo entre un representante de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y de Petroecuador.

Una vez aceptadas las pruebas, se llenará el formato de aceptación de pruebas. Caso contrario, donde no se consideren válidos los datos obtenidos se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual será enviado al departamento técnico para tomar las acciones necesarias.

En caso de que existan discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato y enviarlo al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

3.3.4 Cálculo del Factor de Medición.

En el caso de probadores de volumen pequeño, un paso lo constituye el desplazamiento completo del pistón entre sus interruptores. El desplazamiento de retorno del pistón a su posición original no es considerado parte del paso.

En el caso de probadores de bola, un paso lo constituye el recorrido de ida y vuelta de la bola entre los detectores del probador. Para el caso del probador de volumen pequeño, una corrida estará formada por cinco (5) pasos.

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco corridas consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos cinco centésimas por ciento ($\pm 0,05\%$) con respecto a dicho valor promedio. Es decir, la diferencia entre cada uno de los cinco factores encontrados y el valor promedio de los mismos, debe ser menor o igual a más o menos cinco diez milésimas ($\pm 0,0005$).

Se establecen diez corridas como número máximo para obtener cinco factores válidos de acuerdo con lo establecido en el párrafo anterior. Si después de haber realizado las diez corridas permitidas no ha sido posible lograr cinco corridas consecutivas válidas, se deberá verificar y garantizar que las condiciones de operación permanezcan estables durante la realización de las pruebas.

El valor final del factor del medidor se define como el valor promedio de los factores obtenidos en las cinco corridas consecutivas válidas.

3.3.5 Modificación del Factor del Medidor.

Si el factor del medidor determinado durante las pruebas se encuentra dentro de los límites de control establecidos (promedio $\pm 0,05\%$), deberá ser fijado en el sistema inmediatamente después de la finalización y aceptación de la prueba.

En el caso de que el factor del medidor exceda los límites de control establecidos o la prueba no sea aceptada por alguna de las partes, se mantendrá el factor existente y se procederá inmediatamente a la utilización del medidor de respaldo certificado.

El factor del medidor sólo podrá ser cambiado por los representantes de la empresa que realizaron las pruebas de calibración y deberá ser modificado en el computador de flujo de la unidad de medición automática en línea.

El computador de flujo recibirá previamente el nuevo factor del probador, calculará y presentará el valor final obtenido para el factor del medidor, debiendo mostrar la opción de aceptar o rechazar la modificación del mismo.

3.3.6. Causas de Rechazo de las Pruebas.

- Cuando el número de corridas permitidas haya sido excedido durante la realización de las pruebas, sin alcanzar la condición de aceptación.

- Por la ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.
- Cuando los procedimientos sean diferentes a los estipulados en normas ISO y API, de acuerdo con la autorización previa y de mutuo acuerdo entre la DNH y la operadora, antes del diseño y selección de los equipos de medición.
- Cuando existan fallas del medidor o probador durante la prueba.
- Cuando existan fallas de alimentación eléctrica.

3.3.7 Instrumentos y Equipo.

- Probador bi-direccional con volumen certificado a condiciones de referencia.
- Sensores de temperatura, tanto en el probador como en el medidor a calibrar. Incertidumbre en la medición de temperatura $\pm 0,2$ °C o mejor. En mediciones de hidrocarburos se recomienda una incertidumbre de medición de temperatura $\pm 0,05$ °C.
- Sensores de presión, tanto en el probador como en el medidor en calibración. Incertidumbre en la medición de presión $\pm 0,05$ MPa o mejor. En mediciones de hidrocarburos se recomienda una incertidumbre de $\pm 0,025$ Mpa o mejor.
- Mangueras flexibles o tubería acoplada.
- Cable para toma de señal de pulsos.
- Computadora con programa de aplicación para el probador o instrumentos para colección y despliegue de temperatura, pulsos, presión y señal eléctrica.

3.3.8 Procedimiento General de Calibración.

➤ Requerimientos.

- El medidor de flujo debe de ser calibrado con el líquido o líquidos con los que opera normalmente el sistema de medición a emplear.

- No debe existir vibración o pulsaciones en la tubería que puedan afectar el comportamiento del medidor de flujo.
- **Actividades preliminares.**
- Conectar los instrumentos del sistema de prueba y del sistema de medición al computador de flujo.
 - Conectar la señal de pulsos del medidor al computador o contador.
 - Verificar que las señales del proceso de medición ingresen al computador.
- **Procedimiento de Calibración.**
- 1) Poner en línea el medidor y probador.
 - 2) Definir el número de corridas del probador.
 - 3) Iniciar la prueba (cambio de posición de la válvula de 4 vías).
 - 4) Tomar los datos de temperatura presión y pulsos del medidor.
 - 5) Cálculo del volumen transferido con los datos obtenidos.

Las pruebas se realizaron desde el cuarto de control de la unidad LACT en presencia de los fiscalizadores de la DNH y de la compañía productora. La figura 3.4, muestra el computador de flujo instalado y las pruebas experimentales realizadas.

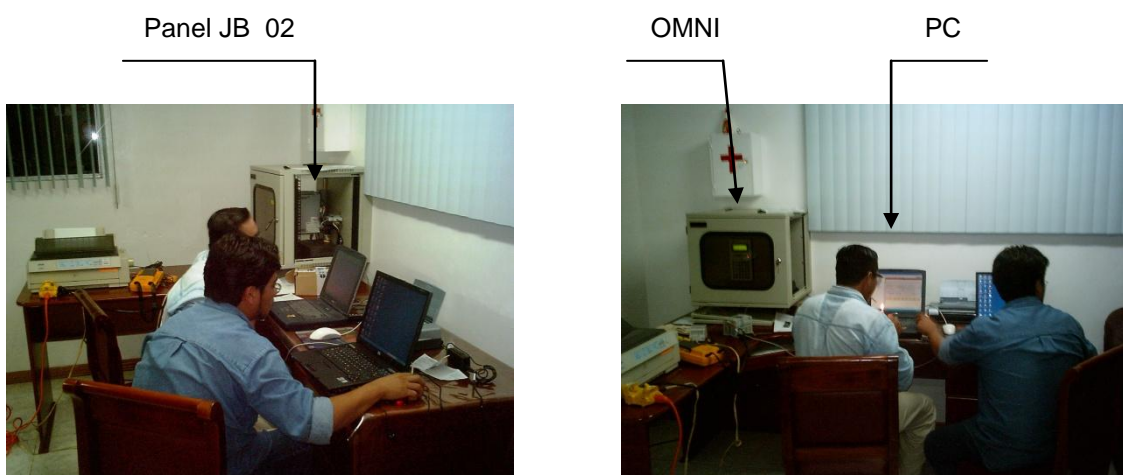


Figura 3.4. Pruebas Experimentales.

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Para el análisis de los resultados se consideran los informes o reportes de producción y calibración del medidor, generados por el computador de flujo como resultado de la automatización del proceso de medición.

En el anexo L, se adjunta el procedimiento para la operación y el manejo del computador de flujo para la realización de las pruebas y calibraciones del proceso de medición, mediante el software OmniCom o el panel frontal (Front panel) del computador de flujo.

En la figura 3.5, se muestra la rata de flujo y el registro de la señal de pulsos del medidor en la pantalla del computador de flujo.



Figura 3.5. Monitoreo y registro del volumen transferido.

En la figura 3.6, se muestra el monitoreo y registro de temperatura y presión del sistema de prueba en campo.

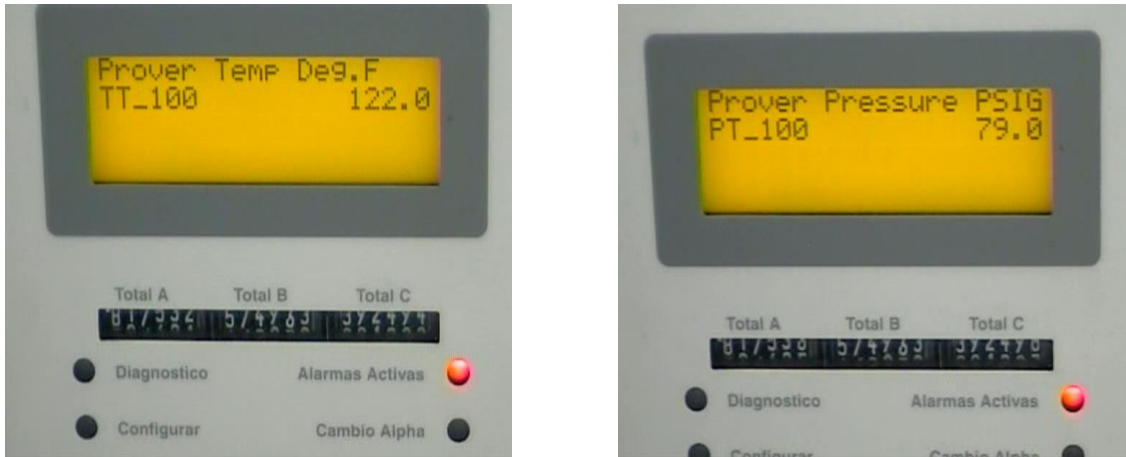


Figura 3.6. Temperatura y presión del sistema de prueba.

En la figura 3.7, se muestra el monitoreo y registro de temperatura y presión del sistema de medición en campo.

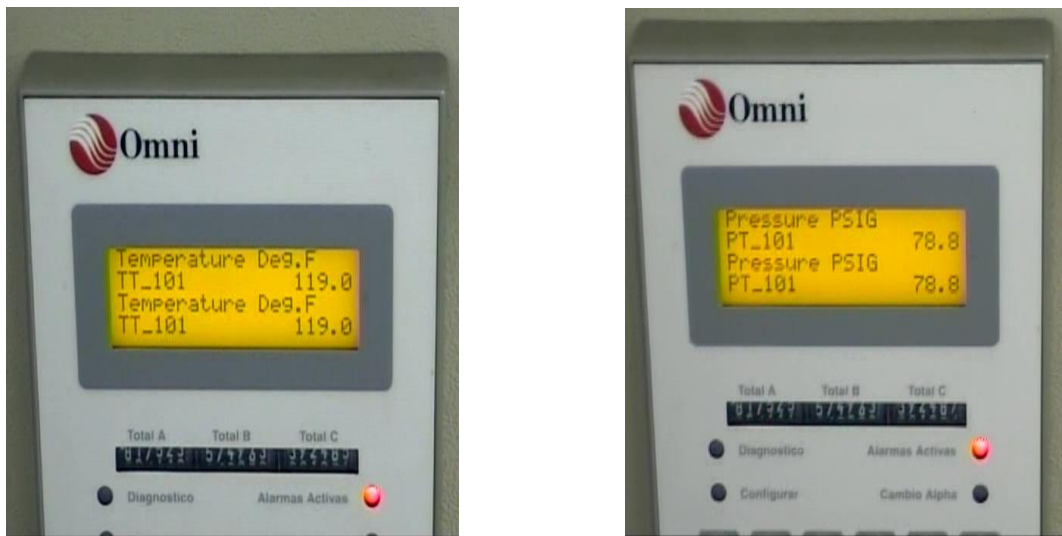


Figura 3.7. Temperatura y presión del sistema de medición.

3.4.1 Reportes de Producción y Calibración.

Los reportes de producción y calibración son el resultado de una serie de cálculos en base a los datos obtenidos de los transmisores, medidores, factores y constantes de cálculo.

➤ **Reporte de Producción.**

Se realiza en la práctica la labor de fiscalización de petróleo en el punto de transferencia de custodia previamente autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para la supervisión de la producción diaria de petróleo todos los días a las 07:00 AM (esta hora puede variar según solicitud presentada y con los soportes debidamente sustentados y previamente aprobados por la DNH).

En la unidad LACT de Cononaco, este reporte se imprime automáticamente todos los días a las 04:00 AM (configurado acorde a las disposiciones solicitadas por la operadora y la DNH). El volumen de crudo es medido en barriles (BBL), de una capacidad igual a 42 galones en unidades Americanas.

El reporte de producción (Fig. 3.8) impreso por el computador de flujo Omni 3000 instalado en la unidad LACT, tiene el siguiente formato:

Daily Historical Report (First)		ID:33408	07/31/07	06:54	Page 1
PETROBELL TIGUINO					
Daily Report					
Date :	07/31/07	Time :	04:00:00	Computer ID:	33408 Rev:20.74.21-1261
Meter ID Number	FT_101	FT-102	1+2		
Product Number	1	1			
Product ID	CrudeOil	CrudeOil			
API TableSelected	11.1Crud	11.1Crud			
Day Start Date	07/30/07	07/30/07			
Day Start Time	04:00:00	04:00:00			
Day End Date	07/31/07	07/31/07			
Day End Time	04:00:00	04:00:00			
Daily G(IV) BBL	221	2354	2575		
Daily N(GSV) BBL	218	2328	2546		
Daily Mass KLB	70	748	818		
Opening G(IV)BBL	807474	591561	1399030		
OpeningN(GSV)BBL	789738	592575	1382308		
Opening Mass KLB	255878	191978	447854		
Closing G(IV)BBL	807695	593915	1401605		
ClosingN(GSV)BBL	789956	594903	1384854		
Closing Mass KLB	255948	192726	448672		
Daily Flow Weighted Averages :					
Temperature Deg.F	92.8	88.2	88.6		
Pressure PSIG	82.8	58.3	60.4		
Flowing Den GM/CC	.9042	.9071	.9068		
Density T Deg.F	.0	.0	.0		
Density Pres PSIG	.0	.0	.0		
Flowing Sp. Gr.	.9051	.9080	.9077		
Flowing API	24.8	24.3	24.4		
Sp. Gr. @60 Deg.F	.9170	.9182	.9181		
API @ 60 Deg.F	22.8	22.6	22.6		
VCF	.98663	.98852	.98836		
CPL	1.00038	1.00030	1.00031		
CTPL	.98701	.98882	.98867		
Meter Factor	1.0000	1.0008	1.0007		
K Factor	8400.0	8400.0	8400.0		
MF UsedInNet (GSV)	NO	NO			

Figura 3.8. Reporte de Producción.

En este reporte se muestran los datos del registro del volumen transferido a través del medidor 1 (METER 1) con el TAG FT_101, medidor 2 (METER 2, FT_102) y del totalizador (1+2), entre los más importantes también se indican los siguientes datos:

- Producción diaria en barriles brutos.
- Producción diaria en barriles netos.
- La apertura de producción diaria.
- El cierre de producción diaria.

- La producción acumulada hasta la fecha.
- Medición de temperatura en operación.
- Medición de presión en operación.
- Factor diario.
- El API calculado.

➤ **Reporte de Calibración.**

La calibración del medidor se basa en el método de comparación volumétrica, que consiste en la comparación del volúmen indicado en un patrón volumétrico (prover) contra el volúmen indicado en el medidor, expresado a condiciones estándar, todo el desarrollo y los cálculos de la calibración se detallan el reporte de calibración.

En las figura 3.9, se muestra el instante en que se realizan las pruebas y el análisis de los respectivos reportes impresos.



Figura 3.9. Pruebas e impresión de los reportes.

El reporte de calibración (Fig. 3.10) impreso por el computador de flujo Omni 3000 instalado en la unidad LACT tiene el siguiente formato:

```

Prove Historical Report (First)  ID:33408                07/31/07  16:35  Page 1

                PETROBELL

                Meter Proving Report  Computer ID:   33408 Rev:20.74.21-1261

Date : 07/31/07   Time : 17:18:46                      Report Number : 332
Location : TIGUINO
=====
Prove Data :
Diameter Inches : 7.9810  Wall Thick In : .3220  Elasticity: 30000000
Cubic Exp : .0000186  Table Selected: 11.1Crud  Product Name : CrudeOil
=====
Meter Data :
Serial Number:                Meter ID : FT-102
Meter Size : 4"  Meter Model : F4-S3  Total BBLs : 595038
Previous M.F. : 1.0005 @ G.BBL/Hr: 552.2  Date : 07/31/07  Time : 17:14:09
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run  Pulse Counts  Temperature Deg.F  Pressure PSIG  Flowrate Gravity  Meter
      Forward  Total  Prover  Meter  Prover  Meter  N.BBL/Hr @ 60F  Meter
1    11405  22802  117.8  114.6  72.8   72.7   539.0  22.8000  1286
2    11403  22802  117.8  114.7  72.8   72.6   538.7  22.8000  1285
3    11404  22804  117.7  114.6  72.7   72.6   538.2  22.8000  1284
4    11405  22801  117.7  114.6  72.7   72.6   538.1  22.8000  1283
5    11403  22803  117.6  114.5  72.7   72.6   537.9  22.8000  1283
Averages  22802.4  117.7  114.6  72.7   72.6   538.4  22.8000  1284.2
K Factor Pulses/BBL : 8400.000
Maximum Count Deviation Between Runs .01%

Calculated Data For Prover
1. Base Volume of Prover, Barrels ..... 2.71656
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.00107
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) .... 1.00005
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .97638
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.00036
5a Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLp).. .97673
6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .97783
7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... 2.65633

Calculated Data For Meter
8. Metered Volume, Barrels ..... 2.71457
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .97767
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM).. 1.00036
11. Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLm).. .97801
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... 2.65488

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... 1.0005
13a. Actual Meter Factor Result ..... 1.0005
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 8395.802
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor ..... .000

Manual prove requested                MF is automatically implemented
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

Signature                Date                Company Represented

_____                _____                _____
_____                _____                _____

```

Figura 3.10. Reporte de calibración.

En la parte superior de este reporte se indican los datos de la unidad LACT como el nombre de la compañía, la ubicación, fechas, número de reporte y la revisión del computador de flujo.

La siguiente sección del reporte contiene los datos del probador bi-direccional, tabla API utilizada para los cálculos y el nombre del producto medido. También contienen los datos del medidor, el total de los BBL medidos y el Meter Factor con el que se ha trabajado (anterior).

Por último el reporte contiene los siguientes datos:

- Los datos de cada una de las corridas consecutivas (cinco):
 - Promedio del conteo de los pulsos del medidor durante la prueba.
 - Temperatura promedio de las cinco corridas en el probador.
 - Temperatura promedio de las cinco corridas en el medidor.
 - Presión promedio de las cinco corridas en el medidor.
 - Presión promedio de las cinco corridas en el probador.
 - La desviación máxima de conteo entre corridas (0.01%).

- Datos calculados para el probador:
 - Volumen base del probador.
 - Factor de corrección para el efecto de la temperatura en el acero CTSP.
 - Factor de corrección para el efecto de la presión en el acero CPSP.
 - Factor de corrección para el efecto de la temperatura en un líquido CTLP.
 - Factor de corrección para el efecto de la presión en un líquido CPLP.
 - Factor de corrección para el efecto de la temperatura&presión CTPLp.
 - Volumen del probador corregido.

➤ Datos calculados para el medidor:

- Volumen medido por el medidor.
- Factor de corrección para el efecto de la temperatura en un líquido CTLM.
- Factor de corrección para el efecto de la presión en un líquido CPLM.
- Factor de corrección para el efecto de la temperatura & presión CTPLm.
- Volúmen del medidor corregido.

➤ Calculo del factor del medidor:

- El nuevo factor de los medidores para la siguiente quincena
- El K factor actual en pulsos por barril.

El meter factor (1.0005), representa el factor del medidor utilizado para compensar la desviación de medición ocasionada por desgastes y variaciones de condiciones operacionales.

3.5 PRUEBAS FINALES Y COMPARACIONES.

3.5.1 Pruebas Finales.

Las pruebas finales de calibración, se realizaron con la presencia de los fiscalizadores del proyecto y de la DNH. Para validar el funcionamiento del computador de flujo se calibraron los dos medidores tanto con la utilización del computador de flujo como con el master meter (medidor patrón).

Los reportes de calibración fueron impresos y en base al análisis de los mismos se hizo la entrega definitiva del proyecto.

El reporte de calibración (Fig. 3.11) impreso en las pruebas finales por el computador de flujo para el medidor 1 es el siguiente:

```

Prove Historical Report (First)   ID:33408           10/23/07  23:16  Page 1

                PETROBELL

                Meter Proving Report  Computer ID:   33408 Rev:20.74.21-1261

Date : 10/23/07   Time : 23:02:01                   Report Number : 382
Location : TIGUINO
=====
Prove Data :
Diameter Inches : 7.9810  Wall Thick In : .3220  Elasticity: 30000000
Cubic Exp : .0000186  Table Selected: 11.1Crud  Product Name : CrudeOil
=====
Meter Data :
Serial Number:           Meter ID : FT-102
Meter Size : 4"         Meter Model : F4-S3  Total BBLs : 780266
Previous M.F. : 1.0008 @ G.BBL/Hr: 644.4  Date : 10/23/07  Time : 22:55:50
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run   Pulse Counts  Temperature Deg.F  Pressure PSIG  Flowrate Gravity  Meter
      Forward  Total  Prover  Meter  Prover  Meter  N.BBL/Hr @ 60F  Freq
1     11406  22791  84.3   83.1   79.1   78.5   638.4  23.2000  1503
2     11405  22792  84.3   83.1   79.1   78.5   638.4  23.2000  1503
3     11411  22799  84.4   83.1   79.2   78.5   638.5  23.2000  1503
4     11404  22790  84.4   83.1   79.2   78.5   639.1  23.2000  1504
5     11407  22793  84.4   83.1   79.0   78.4   639.1  23.2000  1504
Averages  22793.0  84.4   83.1   79.1   78.5   638.7  23.2000  1503.4
K Factor Pulses/BBL : 8400.000
Maximum Count Deviation Between Runs .04%

Calculated Data For Prover
1. Base Volume of Prover, Barrels ..... 2.71656
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.00045
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) ... 1.00005
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .99002
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.00036
5a Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLp).. .99037
6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .99087
7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... 2.69176

Calculated Data For Meter
8. Metered Volume, Barrels ..... 2.71345
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .99054
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM).. 1.00035
11. Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLm).. .99089
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... 2.68873

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... 1.0011
13a. Actual Meter Factor Result ..... 1.0011
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 8390.771
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor ..... .030

Manual prove requested MF is automatically implemented
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

Signature           Date           Company Represented

_____
_____
_____

```

Figura 3.11. Reporte de calibración de pruebas finales (medidor 1).

El reporte de calibración (Fig. 3.12) realizado e impreso para validar las pruebas finales con el master meter sobre el medidor 1 es el siguiente:

CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO MEDIDOR MASTER		Rev: 0 Fecha: 23/07/04 Pag: 1 de 1 Código: R-IS-03																																																																						
LOCALIZACION DE MEDIDOR PETROBELL	FECHA 23-Oct-07	REPORTE N°:- 																																																																						
DATOS /MEDIDOR MASTER	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>MARCA</th> <th>TAMAÑO</th> <th>MODELO</th> <th>SERIE</th> <th>FACTOR</th> </tr> <tr> <td>SMITH</td> <td>4"</td> <td>F4 - S1</td> <td>XG - 08652</td> <td>1.0443</td> </tr> </table>	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR	SMITH	4"	F4 - S1	XG - 08652	1.0443																																																													
MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR																																																																				
SMITH	4"	F4 - S1	XG - 08652	1.0443																																																																				
DATOS /MEDIDOR EN PRUEBA	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>MARCA</th> <th>TAMAÑO</th> <th>MODELO</th> <th>SERIE N°:-</th> <th>TEMP. COMP.</th> <th>MED. N°:-</th> </tr> <tr> <td>SMITH</td> <td>4"</td> <td>F4 - S3</td> <td>S/N</td> <td>NO</td> <td>I</td> </tr> </table>	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°:-	TEMP. COMP.	MED. N°:-	SMITH	4"	F4 - S3	S/N	NO	I																																																											
MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°:-	TEMP. COMP.	MED. N°:-																																																																			
SMITH	4"	F4 - S3	S/N	NO	I																																																																			
DATOS/MEDIDOR MASTER																																																																								
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>1</td><td>LECTURA INICIAL</td><td>145130.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>LECTURA FINAL</td><td>145230.0</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>VOLUMEN MEDIDO (2-1)</td><td>100</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>TEMP. DEL MEDIDOR</td><td>86 F</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td>PRESION DEL MEDIDOR</td><td>132 PSI</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td>FACTOR DEL MEDIDOR</td><td>1.0443</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>7</td><td>CTL</td><td>0.98933</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>CPL</td><td>1.00057</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td>CCF (6x7 x 8)</td><td>1.03375</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td>VOLUMEN NETO (3 x 9)</td><td>103.37500</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </table>			1	LECTURA INICIAL	145130.0					2	LECTURA FINAL	145230.0					3	VOLUMEN MEDIDO (2-1)	100					4	TEMP. DEL MEDIDOR	86 F					5	PRESION DEL MEDIDOR	132 PSI					6	FACTOR DEL MEDIDOR	1.0443					7	CTL	0.98933					8	CPL	1.00057					9	CCF (6x7 x 8)	1.03375					10	VOLUMEN NETO (3 x 9)	103.37500				
1	LECTURA INICIAL	145130.0																																																																						
2	LECTURA FINAL	145230.0																																																																						
3	VOLUMEN MEDIDO (2-1)	100																																																																						
4	TEMP. DEL MEDIDOR	86 F																																																																						
5	PRESION DEL MEDIDOR	132 PSI																																																																						
6	FACTOR DEL MEDIDOR	1.0443																																																																						
7	CTL	0.98933																																																																						
8	CPL	1.00057																																																																						
9	CCF (6x7 x 8)	1.03375																																																																						
10	VOLUMEN NETO (3 x 9)	103.37500																																																																						
DATOS/MEDIDOR EN PRUEBA																																																																								
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>11</td><td>LECTURA INICIAL</td><td>6417162.80</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>12</td><td>LECTURA FINAL</td><td>6417267.25</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>VOLUMEN MEDIDO (12-11)</td><td>104.45</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>TEMP. DEL MEDIDOR (°F)</td><td>86.5 F</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>PRESION DEL MEDIDOR</td><td>90 PSI</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>16</td><td>CTL</td><td>0.98912</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>17</td><td>CPL</td><td>1.00039</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>18</td><td>CCF (16 x 17)</td><td>0.98951</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>19</td><td>VOLUMEN NETO (13 x 18)</td><td>103.35432</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>20</td><td>FACTOR MEDIDA (10/19)</td><td>1.0002</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </table>			11	LECTURA INICIAL	6417162.80					12	LECTURA FINAL	6417267.25					13	VOLUMEN MEDIDO (12-11)	104.45					14	TEMP. DEL MEDIDOR (°F)	86.5 F					15	PRESION DEL MEDIDOR	90 PSI					16	CTL	0.98912					17	CPL	1.00039					18	CCF (16 x 17)	0.98951					19	VOLUMEN NETO (13 x 18)	103.35432					20	FACTOR MEDIDA (10/19)	1.0002				
11	LECTURA INICIAL	6417162.80																																																																						
12	LECTURA FINAL	6417267.25																																																																						
13	VOLUMEN MEDIDO (12-11)	104.45																																																																						
14	TEMP. DEL MEDIDOR (°F)	86.5 F																																																																						
15	PRESION DEL MEDIDOR	90 PSI																																																																						
16	CTL	0.98912																																																																						
17	CPL	1.00039																																																																						
18	CCF (16 x 17)	0.98951																																																																						
19	VOLUMEN NETO (13 x 18)	103.35432																																																																						
20	FACTOR MEDIDA (10/19)	1.0002																																																																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>DATOS DEL</th> <th>TIPO</th> <th>BSW</th> <th>GRAV. OBS.</th> <th>TEMP. OBS.</th> <th>GRAV. APL. A 60° F.</th> </tr> <tr> <td>LIQUIDO</td> <td>PETROLEO</td> <td>0.1</td> <td>24.9</td> <td>85</td> <td>23.3</td> </tr> </table>			DATOS DEL	TIPO	BSW	GRAV. OBS.	TEMP. OBS.	GRAV. APL. A 60° F.	LIQUIDO	PETROLEO	0.1	24.9	85	23.3																																																										
DATOS DEL	TIPO	BSW	GRAV. OBS.	TEMP. OBS.	GRAV. APL. A 60° F.																																																																			
LIQUIDO	PETROLEO	0.1	24.9	85	23.3																																																																			
REPORTE ANTERIOR		REPORTE ACTUAL																																																																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>RATA (BLS/HR)</th> <th>FECHA</th> <th>FACTOR</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>RATA (BLS/HR)</th> <th>FECHA</th> <th>FACTOR</th> </tr> <tr> <td>606</td> <td>23-Oct-07</td> <td>1.0002</td> </tr> </table>	RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR	606	23-Oct-07	1.0002																																																											
RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR																																																																						
RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR																																																																						
606	23-Oct-07	1.0002																																																																						
COMENTARIOS: FACTORES ANTERIORES:																																																																								
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>NOMBRE</th> <th>FIRMA</th> <th>FECHA</th> <th>REPRESENTANTE</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>DNH AMAZONICA</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>PETROPRODUCCION</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>PETROBELL INC - GRANTMINING</td> </tr> <tr> <td>WILLIAM ORDOÑEZ</td> <td></td> <td></td> <td>MINGA STP</td> </tr> </table>			NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE				DNH AMAZONICA				PETROPRODUCCION				PETROBELL INC - GRANTMINING	WILLIAM ORDOÑEZ			MINGA STP																																																		
NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE																																																																					
			DNH AMAZONICA																																																																					
			PETROPRODUCCION																																																																					
			PETROBELL INC - GRANTMINING																																																																					
WILLIAM ORDOÑEZ			MINGA STP																																																																					

Figura 3.12. Reporte de calibración empleando el master meter.

El reporte de calibración (Fig. 3.13) impreso en las pruebas finales por el computador de flujo para el medidor 2 es el siguiente:

```

Prove Historical Report (Seventh)   ID:33408           10/23/07  23:21  Page 1

                PETROBELL

                Meter Proving Report   Computer ID:   33408 Rev:20.74.21-1261

Date : 10/23/07   Time : 22:44:29                       Report Number : 376
Location : TIGUINO
=====
Prove Data :
Diameter Inches : 7.9810  Wall Thick In : .3220  Elasticity: 30000000
Cubic Exp : .0000186  Table Selected: 11.1Crud  Product Name : CrudeOil
=====
Meter Data :
Serial Number: E1-15588  Meter ID : FT_101
Meter Size : 4"  Meter Model : F4-S3  Total BBLs : 1032772
Previous M.F. : .9332 @ G.BBL/Hr: 514.3  Date : 11/13/06  Time : 20:35:19
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run  Pulse Counts  Temperature Deg.F  Pressure PSIG  Flowrate  Gravity  Meter
      Forward  Total  Prover  Meter  Prover  Meter  N.BBL/Hr @ 60F  Freq
1  11416  22842  84.4  83.1  79.2  78.6  639.6  23.2000  1506
2  11417  22844  84.4  83.1  79.2  78.5  640.6  23.2000  1508
3  11420  22845  84.4  83.1  79.0  78.4  639.6  23.2000  1505
4  11424  22848  84.4  83.1  79.2  78.6  639.8  23.2000  1506
5  11421  22844  84.4  83.1  79.1  78.5  640.3  23.2000  1507
Averages  22844.6  84.4  83.1  79.2  78.5  640.0  23.2000  1506.4
K Factor Pulses/BBL : 8400.000
Maximum Count Deviation Between Runs .03%

Calculated Data For Prover
1. Base Volume of Prover, Barrels ..... 2.71656
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.00045
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) .... 1.00005
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .99001
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.00036
5a Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLp).. .99036
6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .99085
7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... 2.69170

Calculated Data For Meter
8. Metered Volume, Barrels ..... 2.71960
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .99053
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM).. 1.00035
11. Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLm).. .99088
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... 2.69479

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... .9989
13a.Actual Meter Factor Result ..... .9989
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 8409.250
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor ..... 7.040

Manual prove requested MF is not implemented.
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

Signature Date Company Represented

_____
_____
_____

```

Figura 3.13. Reporte de calibración de pruebas finales (medidor 2).

El reporte de calibración (Fig. 3.14) realizado e impreso para validar las pruebas finales con el master meter sobre el medidor 2 es el siguiente:

	CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO MEDIDOR MASTER	Rev: 0 Fecha: 23/07/04 Pag: 1 de 1 Código: R-IS-03												
LOCALIZACION DE MEDIDOR PETROBELL	FECHA 23-Oct-07	REPORTE N°.-												
DATOS/MEDIDOR MASTER	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>MARCA</th> <th>TAMAÑO</th> <th>MODELO</th> <th>SERIE</th> <th>FACTOR</th> </tr> <tr> <td>SMITH</td> <td>4"</td> <td>F4-S1</td> <td>XG-08652</td> <td>1.0443</td> </tr> </table>	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR	SMITH	4"	F4-S1	XG-08652	1.0443			
MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR										
SMITH	4"	F4-S1	XG-08652	1.0443										
DATOS/MEDIDOR EN PRUEBA	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>MARCA</th> <th>TAMAÑO</th> <th>MODELO</th> <th>SERIE N°.-</th> <th>TEMP. COMP.</th> <th>MED. N°.-</th> </tr> <tr> <td>SMITH</td> <td>4"</td> <td>F4-S3</td> <td>EJ-155882</td> <td>NO</td> <td>2</td> </tr> </table>	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°.-	TEMP. COMP.	MED. N°.-	SMITH	4"	F4-S3	EJ-155882	NO	2	
MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°.-	TEMP. COMP.	MED. N°.-									
SMITH	4"	F4-S3	EJ-155882	NO	2									
DATOS/MEDIDOR MASTER														
1	LECTURA INICIAL	144920.0												
2	LECTURA FINAL	145020.0												
3	VOLUMEN MEDIDO (2-1)	100												
4	TEMP. DEL MEDIDOR	85.5 F												
5	PRESION DEL MEDIDOR	132 PSI												
6	FACTOR DEL MEDIDOR	1.0443												
7	CTL	0.98953												
8	CPL	1.00057												
9	CCF (6x7 x 8)	1.03396												
10	VOLUMEN NETO (3 x 9)	103.3960												
DATOS/MEDIDOR EN PRUEBA														
11	LECTURA INICIAL	5632199.40												
12	LECTURA FINAL	5632303.80												
13	VOLUMEN MEDIDO (12-11)	104.40												
14	TEMP. DEL MEDIDOR (°F)	86 F												
15	PRESION DEL MEDIDOR	88 PSI												
16	CTL	0.98933												
17	CPL	1.00038												
18	CCF (16 x 17)	0.98971												
19	VOLUMEN NETO (13 x 18)	103.32572												
20	FACTOR MEDIDA (10/19)	1.0007												
DATOS DEL	TIPO	BSW	GRAV. OBS.	TEMP. OBS.	GRAV. API. A 60° F.									
LIQUIDO	PETROLEO	0.1	24.9	85	23.3									
REPORTE ANTERIOR			REPORTE ACTUAL											
RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR	RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR									
			612	23-Oct-07	1.0007									
COMENTARIOS: FACTORES ANTERIORES:														
NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE											
			DNH AMAZONICA											
			PETROPRODUCCION											
			PETROBELL INC - GRANTMINING											

Figura 3.14. Reporte de calibración empleando el master meter.

3.5.2 Cuadro Comparativo.

En base a los reportes de calibración realizadas posteriores a la automatización de la unidad LACT por las compañías acreditadas por la DNH para la calibración de medidores de volúmen con la utilización de un patrón de medida (master meter), se puede realizar el siguiente cuadro comparativo (tabla 3.1).

CUADRO COMPARATIVO			
	OMNI	MASTER METER	UNITS
IV	10,000	10,000	BPD
MF	1.0005	1.0007	Adimensional
GSV	10005	10007	BPD
Diferencia	5	7	BBL
Diferencia Omni/Master Meter	2		BBL
Precio	\$85.00		
Total Perdida/Ganancia (365 días)	\$62,050.00		
IV= Volumen indicado.		BPD= Barriles por día.	
MF=Meter Factor.		BBL= Barriles.	
GSV= Volúmen Bruto.			

Tabla 3.1. Reporte de calibración.

En la tabla anterior se puede apreciar la necesidad de estandarizar e incrementar la precisión en la medición de crudo, ya que en periodos largos de tiempo o miles de barriles transferidos, esto representaría grandes pérdidas o ganancias para las compañías.

3.6 COSTO DEL PROYECTO

En la tabla 3.2, se detallan los costos de los trabajos realizados por la contratista para la automatización de la unidad LACT.

COSTOS DE PROYECTO
PRECIOS UNITARIOS PARA LOS TRABAJOS DE AUTOMATIZACION DE LA UNIDAD LACT

RUBRO	DESCRIPCION	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD ESTIMADA	PRECIO UNITARIO US\$	PRECIO TOTAL US\$
1.- GENERALES					
1.1	Movilización	Global	2	\$ 1,840.12	\$ 1,840.12
1.2	Desmovilización	Global	2	\$ 1,226.75	\$ 1,226.75
1.3	Alimentacion		2	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
SUB-TOTAL ITEM 1				\$	4,066.87
2.- INSTALACION					
2.1	Armado e instalación de panel	Global	1	\$ 3,297.04	\$ 3,297.04
2.2	Montaje e instalación de instrumentos y OMNI 3000	Global	1	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
2.3	Calibración o constatación de calibración de instrumentos.	Global	1	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
2.4	Configuración y programación de la OMNI	Global	1	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
2.5	Instalación de cables	Global	1	\$ 5,972.36	\$ 5,972.36
2.6	Pruebas	Global	1	\$ 800.00	\$ 800.00
2.7	Elaboración de plan de mantenimiento y calibración	Global	1	\$ 456.02	\$ 456.02
2.8	Planos AS- Built	Global	1	\$ 1,500.00	\$ 1,500.00
SUB-TOTAL ITEM 2				\$	19,025.42

DESCRIPCION	US\$
SUBTOTAL ITEM 1 (GENERALES)	\$ 4,066.87
SUBTOTAL ITEM 2 (INSTALACION)	\$ 19,025.42
SUBTOTAL	\$ 23,092.29
IVA (12%)	\$ 2,771.07
COSTO TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO	\$ 25,863.36

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo del proyecto “Automatización de una Unidad de Custodia de Transferencia Automática (LACT) para la Medición de Petróleo mediante la puesta en servicio de un Computador de Flujo, se fueron cumpliendo y plasmando cada uno de los objetivos propuestos, superando las falencias e inconvenientes presentados, con el fin de satisfacer los requerimientos del cliente y automatización de la planta, dentro de la seguridad para los equipos y personas, de acuerdo a la planificación, dentro de los costos establecidos y manteniendo la calidad del trabajo. Una vez finalizado el proyecto y haber alcanzado las metas y objetivos propuestos se pone a consideración las siguientes conclusiones y recomendaciones.

4.1 CONCLUSIONES.

- La automatización de la unidad LACT, se alcanzó mediante la puesta en servicio del computador de flujo, montada y conexionada en el panel JB-02 ubicada en un lugar más adecuado para el equipo dentro del cuarto de control de la planta.
- Se configuró el computador de flujo Omni 3000 revisión del firmware 20.74.21 para la medición de crudo en unidades americanas, cuya función es realizar el cálculo de los factores de corrección volumétricos, factor del medidor, volumen neto transferido, controlar el proceso de calibración del medidor y registrar automáticamente la transferencia de custodia de crudo.

- Se adecuó y/o implementó técnicamente el sistema de medición y el sistema de calibración (prover) de la unidad LACT, lo que permitió determinar en forma precisa los factores de medición de cada medidor volumétrico a ser calibrado, dando como resultado un factor del medidor en operación de 1,0005 el mismo que se encuentran dentro de valores establecidos y solicitados por la Dirección Nacional Hidrocarburos.
- Para una medición más efectiva y precisa de los volúmenes de hidrocarburos, la industria petrolera tiene como guía el Manual API de Normas de Medición Petrolera (MPMS), entre las que se aplican en este proceso se mencionan las siguientes:

API MPMS Capítulo 4, Sección 1, 1998	Sistemas Probadores.
API MPMS Capítulo 4, Sección 2, 1998	Probadores de Tuberías Convencionales.
API MPMS Capítulo 4, Sección 8, 1995	Operación de los Sistemas de Prueba.
API MPMS Capítulo 5, Sección 2, 1997	Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 11	Tablas de Medición de Petróleo.
API MPMS Capítulo 12, Sección 2, 1996	Cálculo de Cantidades de Petróleo por Medidores de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 12, Sección 2.1, 1995	Cálculo de Cantidades Petroleras utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes.

- Se montaron dos nuevos transmisores inteligentes de temperatura Smart TT-301, aguas abajo de los sistemas de medición y prueba acorde con las

especificaciones técnicas recomendadas en las normas API del MPMS, para el sensado y transmisión de la temperatura hacia el computador OMNI.

- Se realizó una revisión general del conexionado de las señales de entrada y salida del panel de conexiones de campo JB-01, donde se efectuó la reconexión total del cableado de la bornera ubicada dentro del panel, para una apropiada identificación de los instrumentos de campo, se eliminó la congestión del cableado, donde se prescindió de conexiones innecesarias.
- El desarrollo de este proyecto permitió incrementar la precisión en el proceso de medición de petróleo, sustituir las mediciones manuales del registro de crudo, prescindir de la calibración por parte de las compañías acreditadas, generar reportes de producción y calibración automáticamente sin intervención del personal.
- Las pruebas operacionales arrojaron resultados válidos, en base a estos se estableció un cuadro comparativo versus los datos de otro sistema de prueba como es el Master Meter, dando como resultado una diferencia de 2 barriles diarios y al cabo de un año a un precio aproximado de 85 dólares esto representa una ganancia ó pérdida para la compañía de 62,050 dólares anuales.
- El sistema de control automático implementado se lo puede monitorear y controlar mediante una PC con el software OmniCom desde el Winpanel, así como también, desde el panel frontal (front panel) de la OMNI 3000.
- La exactitud de la medición de líquido por el medidor depende de la condición del medidor, del sistema probador (Prover), de la frecuencia de la prueba del medidor (Meter Proving), de las correcciones realizadas en las pruebas y de las variaciones entre las condiciones de operación y prueba.

4.2 RECOMENDACIONES.

- Para realizar la instrumentación y automatización de un proceso es necesario un levantamiento de la información de campo para analizar las condiciones operacionales del proceso y considerar las propuestas del cliente, para plantear las soluciones y procedimientos a ser desarrollados en la ingeniería del proyecto.
- Es importante que los instrumentos a ser utilizados en el proceso tengan su respectivo certificado de calibración, para poder ser ajustados al rango de operación requerido acorde a la aplicación.
- Para la configuración, calibración e instalación de los instrumentos que conforman un proceso es muy importante regirse rigurosamente a las especificaciones y recomendaciones suministradas por el fabricante, en caso de que se presenten problemas técnicos en los instrumentos, para garantizar el correcto funcionamiento de todos los elementos del sistema.
- Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculos, ajuste de factores de cálculos, entre otros, se deberá realizar siguiendo un procedimiento previamente establecido por la DNH.
- Es necesario considerar el respaldo de energía eléctrica para mantener los equipos de procesamientos y cálculos funcionando, aun cuando se interrumpa la energía. El respaldo de energía también garantiza la preservación de la información del flujo o volumen total acumulado.
- Como medida de prevención se deberán establecer procedimientos de contingencia, en caso de fallas en algún equipo del proceso de medición.
- Todos los equipos del sistema deberán poseer protección contra alta tensión eléctrica y descarga atmosférica, además la instrumentación y los paneles deben ser aterrizados a tierra.

- Para garantizar la integridad de los valores de las mediciones, es necesario mantener los ajustes de calibración y configuración en los elementos de medición, así como el uso de los valores adecuados de los factores, constantes y ecuaciones de cálculos. Para evitar cambios no autorizados de dichos valores, se deberán restringir el acceso de personal para la realización de ajustes y modificaciones en los equipos del sistema.

- Cuando se realice la transferencia de crudo utilizar los medidores alternadamente y evitar utilizar los dos a la vez para evitar que trabajen con valores de flujo menor al mínimo requerido.

- Las calibraciones de los medidores instalados en las unidades LACT serán de responsabilidad exclusiva de cada uno de los usuarios y/u operadoras, las cuales se realizarán dos veces al mes, los días 1 y 16, y cuando sea necesario por funcionamiento defectuoso.

- El equipo de prueba (Prover) deberá ser seleccionado, operado y mantenido así como la instalación del medidor deberá ser operada y mantenida de manera tal que alcance el rendimiento esperado y exactitud deseada la cual debe ser establecida como una POLITICA, ACUERDO MUTUO Y/O REGULACION.

BIBLIOGRAFÍA Y ENLACES

- 1) INTERNATIONAL TRAINING & DEVELOPMENT, Lease Automatic Custody Transfer (LACT) System.
- 2) http://www.mem.gob.ve/norm_tec_hodrocarburos_liq/norm_tec_hidrocarburos_liq.pdf.
- 3) http://ramonmedina.name/files/instrum_g.pdf
- 4) <http://www.ceda.org.ec/descargas/biblioteca/Ley%20de%20Hidrocarburos.doc>
- 5) <http://info.smithmeter.com/literature/docs/mn01011s.pdf>
- 6) <http://www.monografias.com/trabajos11/valvus/valvus.shtml#CONTROL>
- 7) <http://tarwi.lamolina.edu.pe/~dsa/Medidores.htm>
- 8) http://www.ing.unlpam.edu.ar/~material/fluidos/pdf/clase_medidores_flujo.pdf
- 9) System Architecture and Installation Omni 3000 / 6000, Volúmen 1, User Manual
- 10) ARCO Oriente Inc, Flow Measurement Manual, rev A.
- 11) API, MPMS, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 – Proving Systems, Second Edition, May 1995.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS GENERALES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En la Industria Petrolera, operativamente se estima que en todo sistema de producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos existen diferencias que en determinados rangos son tolerables. Así, la norma técnica API (Instituto Americano del Petróleo) establece un porcentaje aproximado de mermas o diferencias admisibles del 0,3%.

Actualmente en el sistema de producción y transporte de petróleo por los sistemas de oleoductos como el SOTE (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano), RODA (Red de Oleoductos del Distrito Amazónico) cuya operación se encuentra a cargo de PETROECUADOR,¹⁵ existe una importante discrepancia entre los datos de producción de campos y los volúmenes fiscalizados en Lago Agrio, cuya diferencia porcentual supera lo establecido en la norma API, por lo que se ha venido implementando técnicamente los sistemas de medición de hidrocarburos de PETROPRODUCCIÓN¹⁶ y de las compañías productoras con unidades LACT (Control Automático de Transferencia en la Localidad – Lease Automatic Control Transfer) de medición para una adecuada transferencia fiscal.

¹⁵ Empresa Estatal Petróleos del Ecuador.

¹⁶ Empresa Estatal de Comercialización y Transporte de Petróleos del Ecuador, filial de PETROECUADOR.

Para contrastar lo expuesto anteriormente se adjunta el anexo B, cuyo documento es un informe de una Consultoría Técnica de los Sistemas de Producción y Transporte realizado por funcionarios de la OLADE y expertos consultores y el anexo C, que se trata de un Boletín de Prensa¹⁷ con el título “Diferencia entre Producción Fiscalizada y Producción Reportada de Campos, Ocasiona Pérdidas a PETROPRODUCCIÓN”.

Las Unidades LACT son construidas con la finalidad de controlar, medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes de hidrocarburos líquidos, aquí las compañías productoras entregan a la operadora el petróleo crudo para ser transportado por el sistema de oleoductos acorde con el reglamento para el “Transporte de Petróleo Crudo y Centros de Fiscalización y Entrega”, donde se mide la producción de hidrocarburos, se determina los volúmenes de participación de las partes y se entrega la participación del Estado. En el anexo D, se adjunta el Capítulo II de Operación y Transporte del “Reglamento para el Transporte de Petróleo Crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico” establecido mediante Acuerdo Ministerial 014.

Estos sistemas son implementados principalmente por los efectos provocados por la presión, temperatura y características del crudo en el proceso de transferencia y almacenamiento del mismo, por lo que es necesario compensar y corregir parámetros del sistema de medición a condiciones estándar del crudo a una temperatura de 60 °F y una presión de 14.7 psia establecidos por el API y obtener el volumen neto transferido, con la finalidad de estandarizar y minimizar los errores de medición y principalmente con la automatización evitar la manipulación de los datos.

Las instalaciones de la unidad LACT en Cononaco, cuenta con un sistema de prueba basado en un probador de tubería Bidireccional (PROVER), equipo que se encuentra fuera de servicio acoplado en línea con los medidores (Smith Meter), siendo estos el equipo de medición y registro actual de la unidad, los mismos que

¹⁷ <http://www.petroecuador.com.ec/noticias/BOLETIN%2082.pdf>.

son calibrados y fiscalizados periódicamente ya que su rendimiento es afectado por las variables del proceso como temperatura, presión, viscosidad, desgaste, y depósitos, demandando un sistema efectivo de prueba que operará conjuntamente con el computador de flujo (OMNI 3000), que es la encargada de controlar el proceso de prueba, recoger los parámetros de medición del proceso con el fin de realizar los cálculos volumétricos y factores de corrección de acuerdo al MPMS (Manual de Normas de Medición del Petróleo) de API.

Los reportes de medición del volumen transferido están sujetos a modificaciones y manipulación corriendo el riesgo de generar pérdidas e incluso estafa para el estado, recurriendo así, a un sistema que justifique y abalice la transferencia de custodia del crudo, de tal manera que la medición en la unidad quede totalmente automatizada y los reportes fuera de la manipulación del personal.

Con la implementación de este sistema que operará en conjunto medidor, probador y computador de flujo se obtendrán reportes del volumen transferido y parámetros importantes que intervienen en la medición como el factor del medidor (meter factor), que determina el estado del medidor y la precisión de la medición, definiéndose en un proceso complejo con el fin de establecer lineamientos que orienten y regulen la elaboración, revisión y aprobación de los informes de producción de petróleo presentado por las compañías operadoras a la DNH (Dirección Nacional de Hidrocarburos) y el seguimiento, monitoreo y control técnico de las actividades de fiscalización implementadas en los campos con explotación de hidrocarburos.

La Compañía Productora Privada, en cumplimiento con las disposiciones, normas y procedimientos solicitados por la DNH, decidió realizar el mejoramiento de la unidad LACT en la planta de Cononaco, cuyo proyecto se concentra en la “Automatización de la Unidad de Custodia y Transferencia Automática (LACT) para la medición de petróleo mediante la puesta en servicio de un computador de flujo.”

1.2 NORMAS TÉCNICAS PARA LA FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.¹⁸

1.2.1 Finalidad de las Normas.

Estas normas tienen como finalidad servir de guía a la industria del petróleo establecida en el país para alcanzar el nivel de medición automatizado necesario que permita conocer exactamente la producción y utilización de los recursos naturales explotados.

En su parte técnica, las normas de fiscalización de hidrocarburos han acogido algunos procedimientos acreditados internacionalmente provenientes de organismos oficiales y de instituciones especializadas en la materia, así como la aplicación de patrones adecuados que garanticen la exactitud de la medición fiscal y transferencia de custodia en la industria petrolera, con la utilización de equipos confiables debidamente certificados por empresas independientes acreditadas.

1.2.2 Automatización de la Medición para la Fiscalización y Transferencia de Custodia.

Se entiende por automatización de la medición para la fiscalización y transferencia de custodia de los hidrocarburos, la medición de las cantidades y calidades fiscalizadas de hidrocarburos y la transmisión de los resultados de dicha medición a los centros operativos por medios automáticos, es decir sin intervención ordinaria de personal.

En el alcance de la automatización mencionada en el punto anterior se incluye el registro histórico de las mediciones y los balances y demás operaciones adicionales que sean requeridas como parte de la fiscalización de la producción de hidrocarburos.

¹⁸ http://www.mem.gob.ve/norm_tec_hidrocarburos_liq/norm_tec_hidrocarburos_liq.pdf.

1.2.3 Tecnologías de Medición.

Las tecnologías de medición a usar deberán estar acorde con las características del proceso y que permita obtener los niveles de incertidumbre adecuados para la medición fiscal, según la norma API MPMS Capítulo 5, no deberá ser mayor de $\pm 0,25$ %.

Un sistema de medición fiscal deberá contar al menos con los siguientes elementos:

1. Un elemento primario.
2. Una parte instrumental.
3. Un sistema de cálculo de volúmenes netos confiable y con facilidades de generar informes que puedan ser auditados por la DNH.

1.2.4 Estaciones de Medición en Línea.

En los puntos de fiscalización y transferencia de custodia donde se acuerde realizar la medición en línea de la producción se deberán utilizar estaciones de medición, las cuales contendrán la instrumentación necesaria para medir flujo volumétrico o másico, presión, temperatura, densidad, corte de agua y tomamuestra automático en línea y las facilidades mecánicas para la conexión de un probador. Así mismo, deberá contener todos los accesorios necesarios para la correcta adecuación del líquido (válvulas de bloqueo, válvulas de control de presión y retro-presión, filtros y/o separadores de gas y vapor).

El número de medidores de flujo en paralelo que se coloquen en cada punto de transferencia de custodia, venta o fiscalización, deberán garantizar que a la máxima rata nominal de flujo prevista, siempre existirá, al menos un medidor de reserva para ser utilizado en caso de contingencia, de esta forma se garantiza el alto grado de disponibilidad que se necesita para estas operaciones.

El diseño y construcción de la estación de medición deberá permitir que los medidores individuales puedan ser excluidos del servicio sin necesidad de suspender la operación de la estación completa.

Los sistemas de medición de flujo que se instalen, deberán incluir las facilidades necesarias para probar el comportamiento de los equipos y determinar los correspondientes factores del medidor.

Las estaciones de medición con gran cantidad de medidores, manejo de grandes volúmenes y manejo de diferentes tipos de fluidos por los mismos medidores, deberán poseer probadores en sitio, preferiblemente de tipo bidireccional.

No se permitirá la construcción de vías alternas a los medidores o bypass que puedan permitir que el líquido sea transferido sin medición.

Los medidores de flujo utilizados deberán incluir compensación automática por temperatura. Esta compensación será ejecutada de manera individual en cada ramal de las estaciones de medición.

1.2.5 Tecnología para la Medición de la Fiscalización y Transferencia de Custodia.

1.2.5.1 Medición de Calidades.

Medidor de densidad. Para la medición de densidad se utilizará equipos con principio de medición por vibración de última tecnología con precisión de más o menos una décima por ciento ($\pm 0,1$ %).

Medidor de contenido de agua en crudo. Se utilizarán medidores de absorción de energía de última tecnología con precisión de $\pm 0,2$ %.

Sistema de tomamuestras automático. Se utilizarán tomamuestras tipo línea o lazo con una repetibilidad de $\pm 0,5$ %.

1.2.5.2 Medición de Cantidades.

Medidor de flujo. Para la medición de líquidos se utilizarán equipos con tecnología de punta con precisión de $\pm 0,25 \%$ y de rendimiento comprobado en las aplicaciones específicas de la industria.

Probadores de medición en línea. Para la calibración/certificación del medidor de flujo se utilizarán probadores convencionales (unidireccional ó bidireccional) y compactos de última tecnología con repetibilidad de $\pm 0,02 \%$.

Medidor de temperatura. Se utilizarán medidores de temperatura RTD's con precisión de más o menos una décima por ciento de grado centígrado ($\pm 0,1^\circ \text{C}$).

Medidor de presión. Se utilizarán medidores de presión tipo diafragma con una precisión de más o menos dos centésimas por ciento ($\pm 0,02$).

Medidor de porcentaje de agua. Se utilizarán medidores de tecnología de punta con precisión de más o menos una décima por ciento ($\pm 0,1\%$).

Computador de flujo. Para el cálculo del flujo se emplearán equipos de última tecnología, con las siguientes características:

- a- Matemática de Punto Flotante.
- b- Frecuencia de muestreo seleccionable entre uno (1) y diez (10) segundos.
- c- Algoritmo de integración con error menor a $T*Q/2$, donde T es el período de muestreo y Q el caudal instantáneo medido.
- d- Capacidad de reset solo mediante uso del password.
- e- Despliegue gráfico de la cantidad acumulada y de la hora de inicio de la integración, o de la duración de la acumulación.
- f- Comunicación directa y digital con la electrónica del editor, a fin de aprovechar la máxima resolución y precisión del medidor.
- g- Suministro eléctrico por baterías que puedan ser respaldadas a fin de asegurar un suministro continuo e inmunidad contra interferencias electromagnéticas.
- i- Capacidad instalada para comunicación con sistemas SCADAS, PLC, etc.

1.3 SISTEMAS LACT.¹⁹

1.3.1 Definición de Unidad 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 o la más reciente publicación u otra aplicada por la DNH.

1.3.2 Descripción de un Sistema LACT.

No todos los sistemas LACT son idénticos, su tamaño, diseño y configuración puede diferir, dependiendo de los requerimientos o de la situación.

En general, toda unidad LACT requiere de elementos como:

- Medio de almacenamiento (storage facilities) equipado con un sistema para el control de la rata de flujo de la unidad.
- Bomba (pump), para desplazar el crudo de un lugar a otro.
- Analizador y monitor (probe and monitor), para determinar el contenido de S&W (sedimentos y agua contenidos en el crudo).
- Dispositivos de muestreo automático (automatic sampler), para recolectar un volumen específico de crudo que fluye a través de la unidad.
- Medidor de flujo para cuantificar el volumen de crudo entregado.
- Dispositivos automáticos para detener el flujo cuando la cantidad de impurezas es alta.

¹⁹ International Training & Development, LACT Systems.

- Una válvula de desvío para prohibir la transferencia de petróleo de mala calidad.
- Sistemas de seguridad, monitoreo de falla que cierre la unidad si algún mecanismo esta en mal funcionamiento.
- Dispositivos que permitan el acceso para calibración o prueba del medidor.
- Filtro (strainers) para remover basura y partículas sólidas que arrastra el crudo.
- Dispositivo para separar y extraer el aire ó gas (deaerators) que está contenido en el crudo.
- Varias válvulas, medidores de presión, termómetros, trasmisores de presión y temperatura.
- Regulador de presión para mantener una presión constante en la unidad.

La figura 1.1, muestra el diseño y los elementos constitutivos de un sistema LACT.

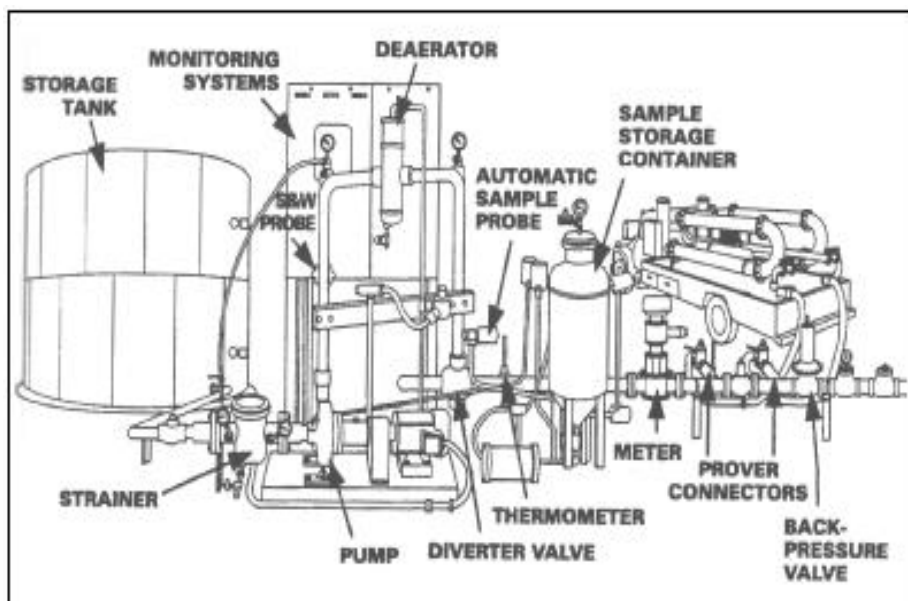


Figura 1.1. Elementos constitutivos de un sistema LACT.

Dentro del sistema LACT el flujo de crudo ingresa por el punto A, atravesando el lazo de la unidad hacia el punto C, si se detecta crudo de mala calidad es regresado al sistema de tratado de crudo por el punto B, la figura 1.2, muestra el recorrido del flujo de crudo dentro del lazo del sistema LACT.

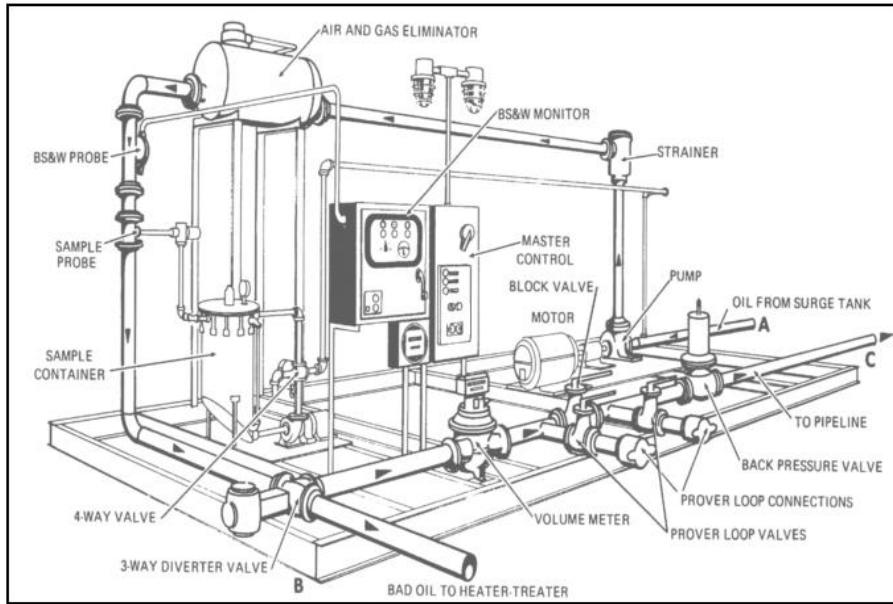


Figura 1.2. Flujo de crudo en la unidad LACT.

1.3.3 Trayectoria Típica del Flujo de Petróleo.

La ingeniería, provisión de equipos y materiales de construcción de la unidad de medición de petróleo, se basa en especificaciones API 11N, especificaciones para equipos LACT y al MPMS; capítulo VI que detalla los elementos constitutivos. En la figura 1.3, se muestra una trayectoria típica del proceso de producción de petróleo.

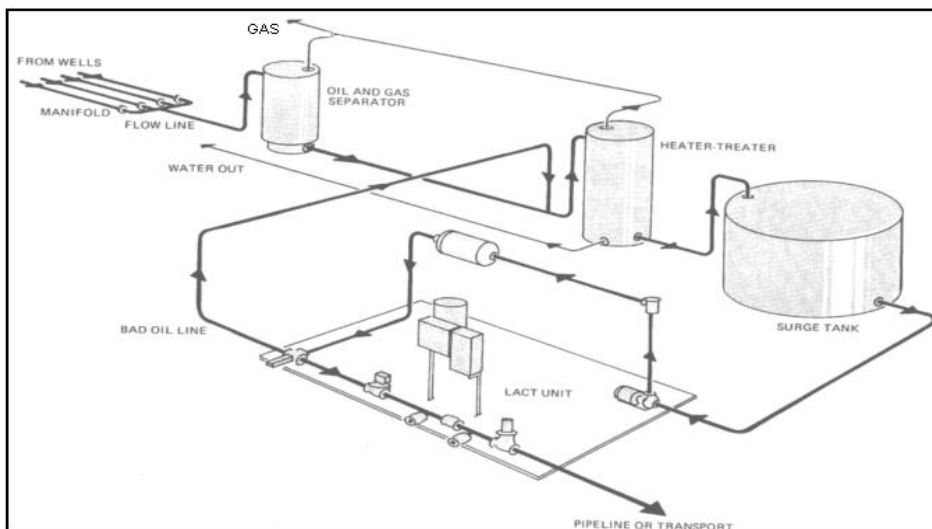


Figura 1.3. Trayectoria típica del flujo de petróleo.

El crudo extraído de los pozos (wells) ingresa al manifold, donde es direccionado en una sola línea de flujo, el crudo y el gas son separados en dos fases (oil and gas separator), mientras que el gas es expulsado, quemado ó usado como combustible dentro de las facilidades.

Luego el crudo ingresa al tratador (heater-treater). Aquí, el crudo, gas, agua y sedimentos son separados en diferentes capas, el crudo limpio se ubica en la capa más alta, mientras que el agua y sedimentos acumulados se ubican en las capas bajas como se muestra en la figura 1.4.

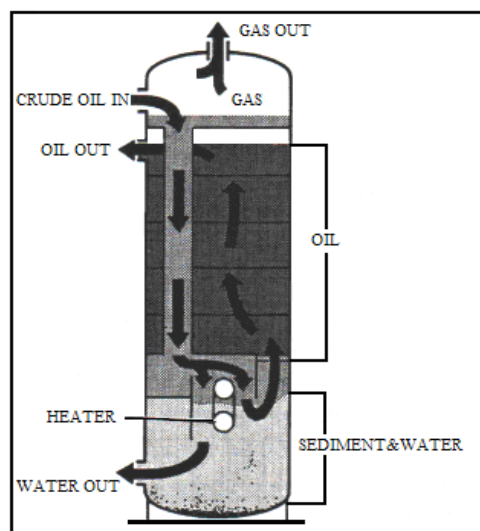


Figura 1.4. Heater – treater (tratador).

1.3.4 Operación de un Sistema LACT.

Estas unidades son los dispositivos de medición de volúmenes y recolección de muestras del Centro de Fiscalización y Entrega de la Producción de Petróleo Crudo, que los usuarios hacen al RODA y/o al SOTE.

1.3.4.1 Medio de Almacenamiento.

El crudo es almacenado en tanques de provisión o tanques de oleaje antes de la custodia de transferencia.

Dentro del tanque existen interruptores (switches), de alto y bajo nivel que controlan la operación de la unidad LACT. El interruptor de bajo nivel (LSL) es colocado para mantener el nivel por encima de la línea de salida del crudo y el interruptor de alto nivel (LSH) enciende la bomba. La figura 1.5, muestra el tanque de almacenamiento de un sistema LACT.

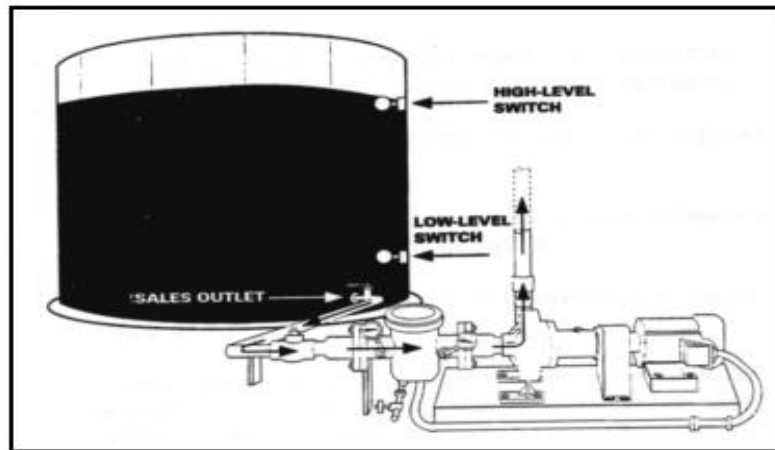


Figura 1.5. Tanque de almacenamiento de un sistema LACT.

Es importante mantener el crudo libre de aire o vapor por que ambos ocupan espacio en la línea y puede ser medido como petróleo produciéndose daños en la bomba o controles de la unidad.

1.3.4.2 Filtro (Strainer).

El crudo contienen sólidos y otras impurezas que pueden pasar a través del sistema de tratamiento y que usualmente se asientan en el tanque y que luego es bombeado a la unidad LACT.

El filtro elimina en gran parte partículas de sedimentos, lodo u otra materia que podría dañar el sistema LACT o causar una medición inadecuada. La figura 1.6, muestra el filtro de un sistema LACT.

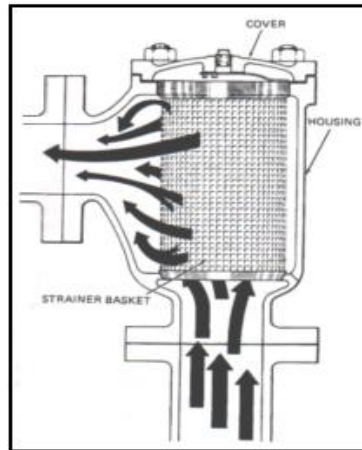
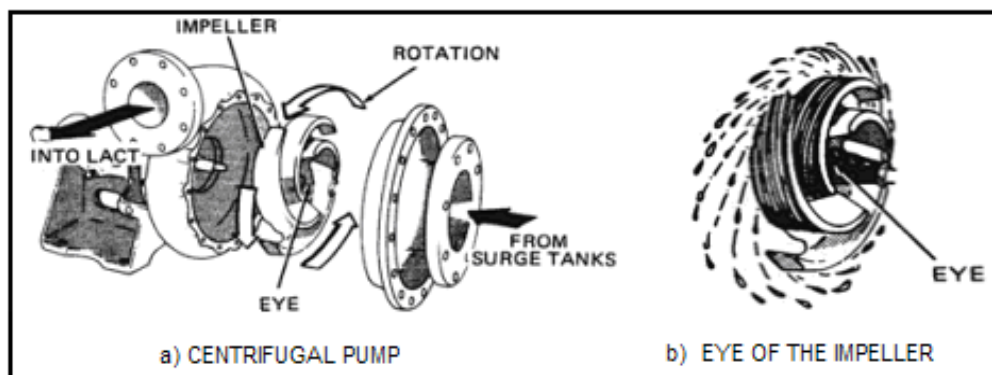


Figura 1.6. Filtro (strainer).

Dentro del alojamiento, el crudo pasa a través del filtro diseñado para entrapar las partículas más grandes, la selección del filtro depende de la cantidad y tamaño de las impurezas que contenga el crudo.

1.3.4.3 Bomba de Transferencia.

La bomba impulsa el crudo de los tanques hacia la unidad, manteniendo constante la presión y la rata de flujo, estas son usualmente de tipo centrífuga porque proporciona un flujo más suave y consistente. La figura 1.7a y 1.7b, muestran el detalle de una bomba centrífuga con el dispositivo impulsor.



La figura 1.7. Bomba centrífuga y dispositivo impulsor.

El montaje consiste en dos partes la bomba y el motor, dentro de la cubierta de la bomba se encuentra el impulsor (impeller), el crudo proveniente del tanque

ingresa al ojo del impulsor, como esta gira las aspas impulsan el líquido hacia fuera creando un área de baja presión en el ojo del impulsor, esta baja presión succiona el crudo del tanque y lo bombea a través de la unidad LACT.

La capacidad de bombeo es determinada por la velocidad del motor y tamaño de la bomba. Para incrementar la rata de flujo, la capacidad de la bomba debe ser incrementada mediante cualquiera de las dos formas; poniendo una bomba nueva o con un motor de diferente velocidad.

1.3.4.4 Analizador y Monitor de S&W (Probe and Monitor).

El sistema consiste en un analizador y un monitor, el analizador esta conectado al monitor por medio de un cable eléctrico (ver fig. 1.2). El fluido de crudo es forzado a pasar a través del analizador, este mide la capacitancia o constante dieléctrica del líquido o sustancia en la línea. Las figura 1.8a, muestra un analizador de S&W.

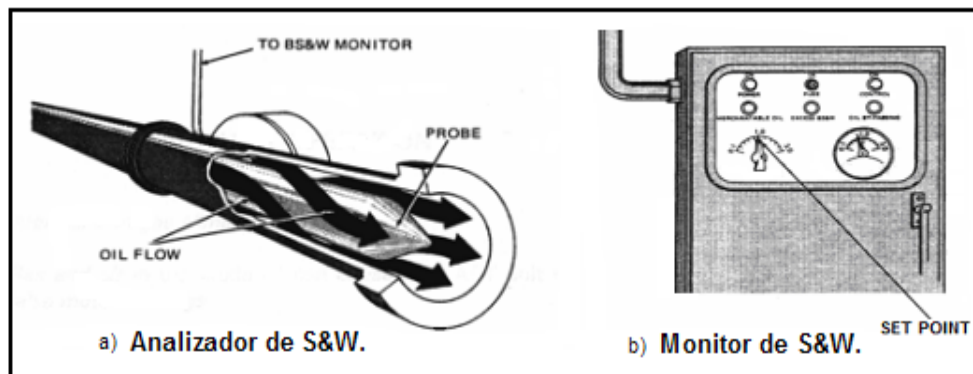


Figura 1.8. Analizador y monitor de S&W.

El monitor dispone de un ajuste (setpoint) para rechazar crudo con cierto contenido de S&W. En la figura 1.8b, el setpoint esta fijado a un S&W de 1%; así, todo crudo que contenga un exceso del 1% será rechazado por el monitor.

1.3.4.5 Eliminador de Aire y Gas (Deaerator).

El gas y el aire en el crudo puede causar que la unidad LACT de lecturas de medición falsas. Para asegurar medidas exactas se debe eliminar cuanto más aire

y gas sea posible. Después de que el flujo de crudo haya pasado por el analizador de S&W, este usualmente fluye por un elemento de la unidad llamada deaerator. La figura 1.9, muestra un eliminador de gas y aire.

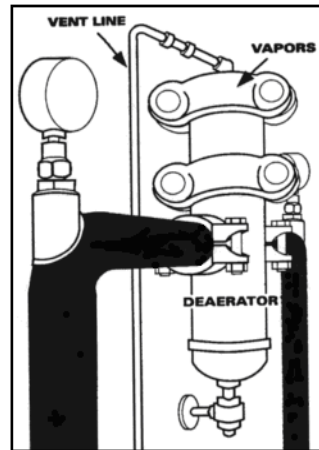


Figura 1.9. Eliminador de aire y gas (deaerator).

En el eliminador, el crudo pasa a través de un scrubber²⁰, permitiendo que el aire ligero sea expulsado y separado del crudo, como se indica en la figura 1.10a.

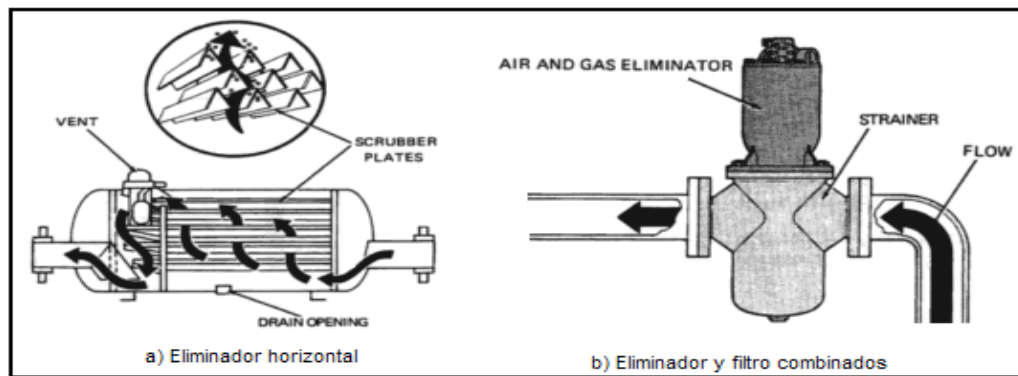


Figura 1.10. Eliminador horizontal – Eliminador y filtro combinados.

El deaerator tiene varias configuraciones, tipo vertical, horizontal o combinado con un filtro. La figura 1.10b, muestra la combinación de un eliminador y un filtro que eliminará aire, gas e impurezas.

²⁰ Scrubber, separador de altas relaciones de aire y gas.

1.3.4.6 Sistema de Muestreo Automático.

El sistema de tomamuestras, está localizado sobre una sección de tubería a medida que la turbulencia es alta y el S&W está uniformemente distribuido en el crudo. La figura 1.11, muestra la ubicación de un recolector de muestras en un sistema de muestreo automático.

El monitor de S&W rechaza o acepta el crudo, este no hace un registro del contenido exacto de S&W. Antes de que el crudo pueda ser vendido, debe conocerse el contenido exacto de S&W, por lo que estas muestras deben ser analizadas.

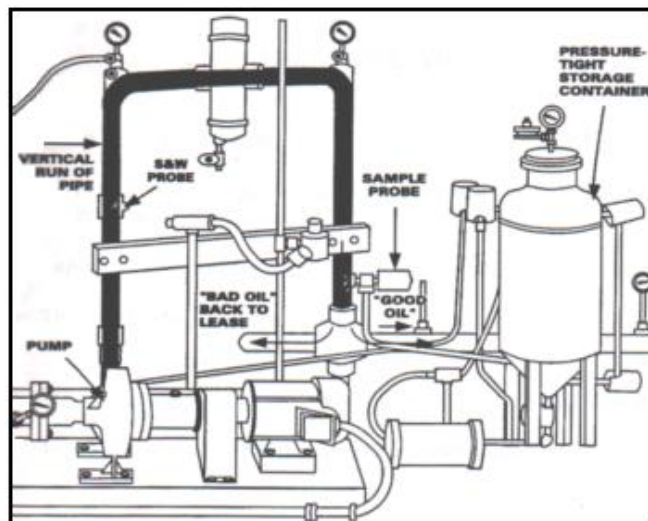


Figura 1.11. Sistema de muestreo automático.

Las tres partes principales de un sistema de muestreo automático son:

- Recolector de muestras.
- Contenedor de muestras.
- Válvula de 4 vías.

El recolector consiste en un tubo, el cual toma pequeñas muestras precisas de volumen del crudo. La figura 1.12, muestra los componentes del sistema de muestreo automático.

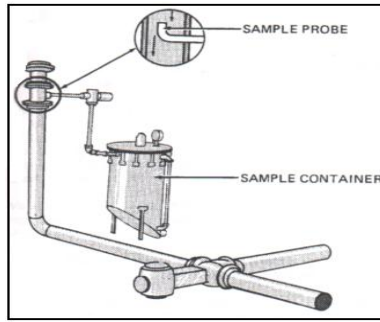


Figura 1.12. Componentes de un sistema de muestreo automático.

El recolector permite almacenar las muestras en un contenedor y es activado por pulsos electrónicos enviados desde el medidor de volumen, esta diseñado para recolectar crudo a intervalos usualmente regulares después de cada barril; así, durante la transferencia el número de muestras es determinado por la rata de flujo que pasa a través del medidor.

El contenedor esta herméticamente sellado para evitar pérdidas del hidrocarburo y mantener la muestra descontaminada hasta que alguien pueda analizarlas, tiene diferentes tamaños que dependen del número y tamaño de cada muestra. La figura 1.13, muestra el detalle de un contenedor y los equipos asociados.

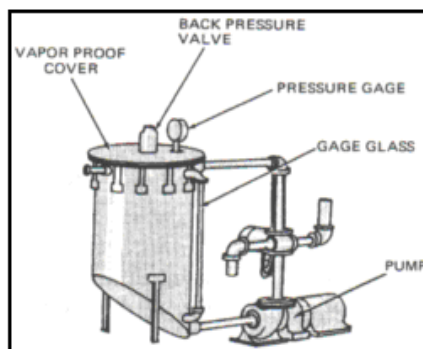


Figura 1.13. Contenedor y equipos asociados

Adheridos directamente en la tapa del contenedor se tiene el indicador de presión, válvula y un indicador de vidrio.

El crudo a veces contiene un fluido ceroso llamado parafinas que tienden a pegarse en la superficie del metal, si los sedimentos se mantienen o si la parafina

se adhiere dentro del contenedor, la muestra no puede ser representativa. Por lo que el contenedor es forrado con plástico que ayuda a prevenir que la parafina y el S&W se adhieran a los lados del contenedor.

Si todavía existieran restos de sedimentos en el fondo del contenedor cuando esté es sacado, la muestra no será representativa. Para obtener una muestra representativa del crudo en el contenedor, este debe ser previamente mezclado, la mayoría de unidades LACT usan un arreglo como se muestra en la figura 1.14.

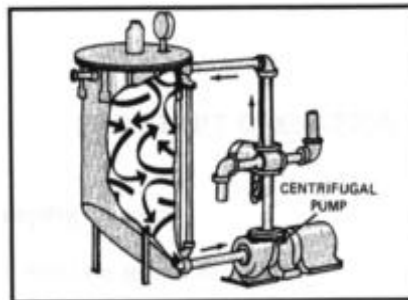


Figura 1.14. Detalle de un arreglo típico de mezclado.

Una bomba centrífuga mezcla el crudo del contenedor para asegurar una mezcla uniforme, el fondo del contenedor es sesgado a un ángulo de 45°, con el fin de que el contenido de S&W resbale hacia abajo a la salida del flujo. La bomba hace que la corriente del fluido recoja los sedimentos y sean mezclados.

La válvula de cuatro vías puede ser manipulada para tomar una muestra del crudo como se indica en la figura 1.15.

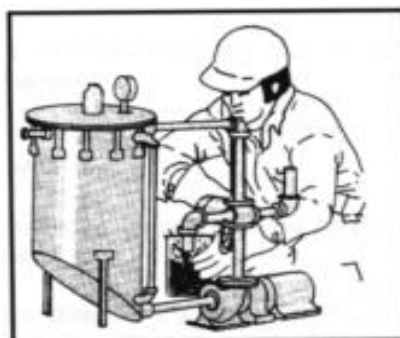


Figura 1.15. Válvula de cuatro vías.

Deben analizarse las muestras para determinar la calidad, precio y contenido de S&W del líquido transferido.

1.3.4.7 Válvula de Tres Vías.

La unidad LACT necesita desviar el crudo rechazado hacia el sistema de tratamiento. El Monitor de S&W controla directamente la válvula de desvío de tres vías, la cual con su giro permite el paso del flujo de crudo de buena calidad hacia la línea y el flujo de crudo de mala calidad hacia el tratador.

La válvula tiene un vástago el cual es controlado por medio de un actuador eléctrico o neumático. El monitor determina si el contenido de S&W del crudo es mayor o inferior al fijado en el monitor y transmite una señal al actuador que esta acoplado a la válvula. La figura 1.16a, muestra el detalle de la válvula de desvío y lo que sucede cuando el contenido de S&W es menor que el setpoint.

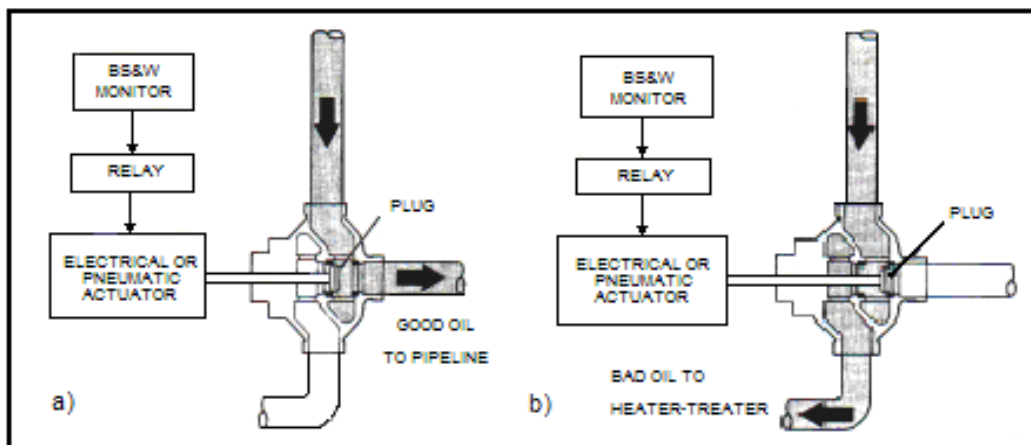


Figura 1.16. Operación de la válvula de 3 vías.

Si el monitor de S&W detecta excesos de sedimentos y agua, el actuador cambia la posición del vástago abriendo la entrada hacia el heater-tratador (tratador). En la figura 1.16b, el contenido de S&W se encuentra sobre el setpoint.

1.3.4.8 Medición de Volumen y Registro de Barriles.

El medidor es el componente más importante de cualquier unidad LACT por que este mide el volumen de líquido que se transfiere desde el productor al cliente, la mayoría de unidades LACT usan un medidor de desplazamiento positivo.

La rotación de las cámaras o segmentos del elemento de medición, hace que el número de barriles sea transmitido a través de una conexión mecánica de engranajes hacia un registrador de barriles localizado sobre el medidor y que se encarga de registrar el volumen total de petróleo que pasa a través del medidor. En la figura 1.17, se muestra una vista ampliada de medidor de volumen de una unidad LACT.

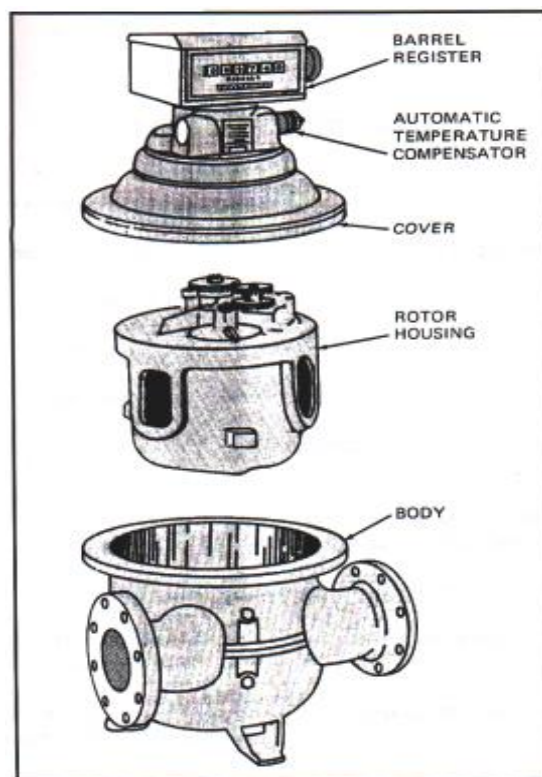


Figura 1.17. Medidor de volumen de una unidad LACT.

El alojamiento del rotor (rotor housing) está instalado en el cuerpo (body) del medidor, el registrador de barriles y el compensador automático de temperatura están instalados sobre la tapa (cover).

El sistema de engranajes gira a medida que gira el rotor del elemento de medición y en proporción a la cantidad de líquido desplazado. Las figuras 1.18a y 1.18b, muestran el registrador de volumen y la conexión de engranajes.

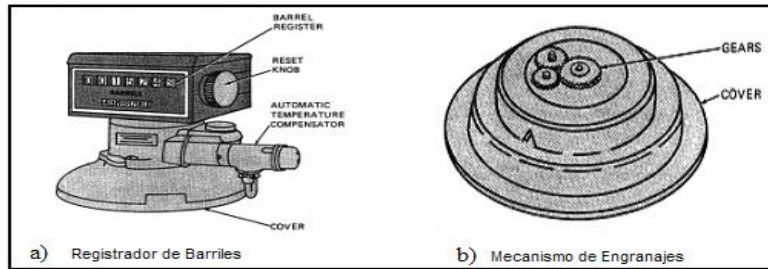


Figura 1.18. Registrador de barriles y mecanismo de engranajes.

En la figura 1.19a, se muestra un corte de sección de un medidor ilustrando lo que sucede cuando el fluido pasa a través del elemento de medición.

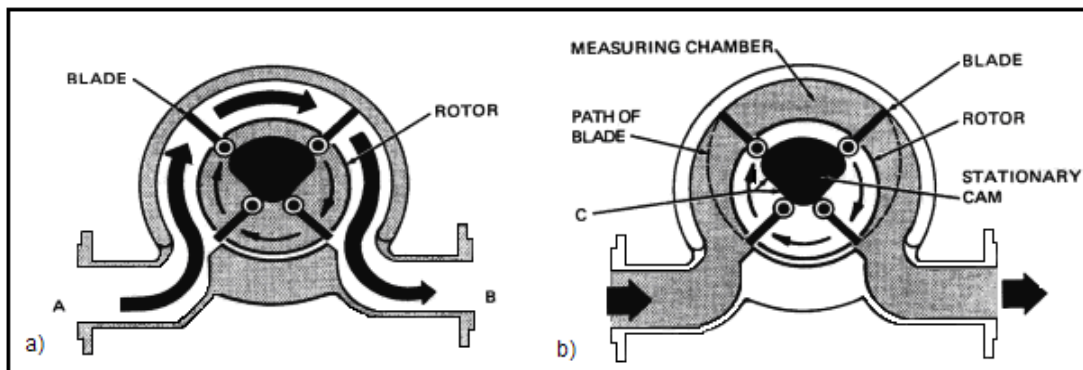


Figura 1.19. Elemento de medición.

La presión del flujo sobre las hojas causa el giro del rotor alrededor de una leva estacionaria que fuerza a las hojas a seguir su trayectoria "C" formando las cámaras de medición entre la extensión total de las hojas. En la figura 1.19b, se muestra un corte de sección de un medidor detallando su operación.

El medidor contiene un dispositivo de impresión (ticket printer), con esto en lugar de escribir la lectura del medidor a mano, el operador puede insertar una boleta e imprimir la información del registro. La figura 1.20 muestra el ticket printer.

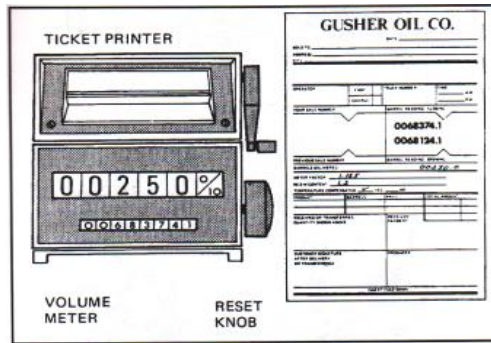


Figura 1.20. Impresor de boletas

El volumen cambia con la temperatura, aumenta cuando se calienta y disminuye cuando se enfría, la temperatura estándar para la medición de volumen es 60°F.

Normalmente, un compensador de temperatura automático ajusta la medición del registro del medidor para que convierta el volumen de petróleo transferido a un volumen equivalente a 60°F en lugar de la temperatura fluida. En la figura 1.21, se muestra un compensador automático de temperatura.

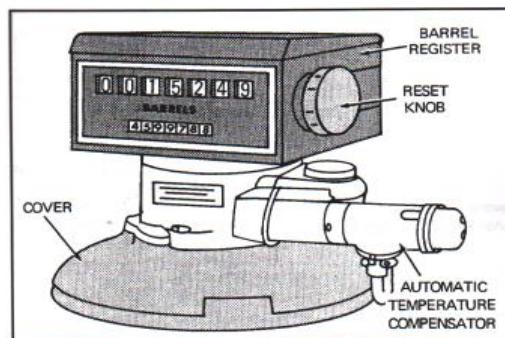


Figura 1.21. Compensador automático de temperatura

Normalmente se encuentra instalado entre el registrador de barriles y la tapa.

1.3.4.9 Transmisor de Pulsos.

Existen dos tipos de transmisores usados en los medidores, el magnético tipo pick-up o el tipo fotoeléctrico.

El transmisor Fotoeléctrico es usado en los medidores de desplazamiento, está montado o instalado en ángulo recto sobre los accesorios del medidor. El torque de carga del transmisor es despreciable; consiguientemente este puede ser retirado después de la prueba del medidor.

Este transmisor tiene una resolución de cero, esto producirá señales firmes de (0 o 1VDC) o (10-12 VDC), dependiendo en si de la parada del medidor con la activación o no del sistema foto-sensitivo. Este trasmisor produce una onda cuadrada de 10-12 VDC, representando la salida de la rata de flujo.

Estos transmisores generalmente están equipados con un sistema fotoeléctrico que produce 1000 pulsos a la salida por cada revolución de entrada. Además del medidor de cámaras, el mecanismo de engranajes y el registrador, la mayoría de los medidores contiene otras partes que son necesarias para una medición exacta.

1.4 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (P.D.).²¹

La cantidad de un fluido se mide en unidades de volumen y el régimen de flujo en unidades de volumen por unidad de tiempo, por ejemplo, galones por minuto, barriles por día, pies cúbicos por hora. Los líquidos manejados en la industria del petróleo, en barriles a 60 °F y 14.7 psi.

1.4.1 Descripción del Medidor P.D.

Los medidores de desplazamiento positivo (P.D.) son esencialmente instrumentos de cantidad de flujo, miden la cantidad de fluido que circula por un conducto, dividiendo el flujo en volúmenes separados y sumando los volúmenes que pasan a través del medidor. La exactitud de los medidores de desplazamiento positivo es alta, generalmente entre 0,1 y 1 % y muy baja pérdida de carga.

²¹ http://www.ing.unlpam.edu.ar/~material/fluidos/pdf/clase_medidores_flujo.pdf.

Puede trabajar con relación al caudal máximo a mínimo de hasta 5 a 1. Su aplicación habitual está en la medición de volúmenes con fines contables.

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

1.4.2 Tipos de Medidores de Desplazamiento Positivo para Líquidos.

El capítulo 5, sección 2, del Manual de Normas para Mediciones de Petróleo (MPMS) del API, se refiere por completo a la Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.

1.4.2.1 Medidor de Álabes Giratorios.

Este medidor contiene un rotor que gira sobre rodamientos de bolitas, e incluye álabes distribuidos en forma pareja. Al fluir el líquido a través del medidor, el rotor y los álabes giran alrededor de una leva fija, haciendo que estos se desplacen hacia afuera. El movimiento sucesivo de los álabes forma una cámara de medición de volumen exacto entre dos de los álabes, el rotor, la carcasa y las tapas inferior y superior, ni los álabes, ni el rotor hace contacto con las paredes estacionarias de la cámara de medición.

Una de las características sobresalientes del medidor es el hecho de que el flujo pasa sin perturbaciones durante la medición. No se desperdicia energía agitando innecesariamente el líquido.

❖ **Elemento de medición.**

Los medidores P.D. miden el flujo volumétrico, separando continuamente el flujo en segmentos volumétricos discretos que se detallan en la figura 1.22.

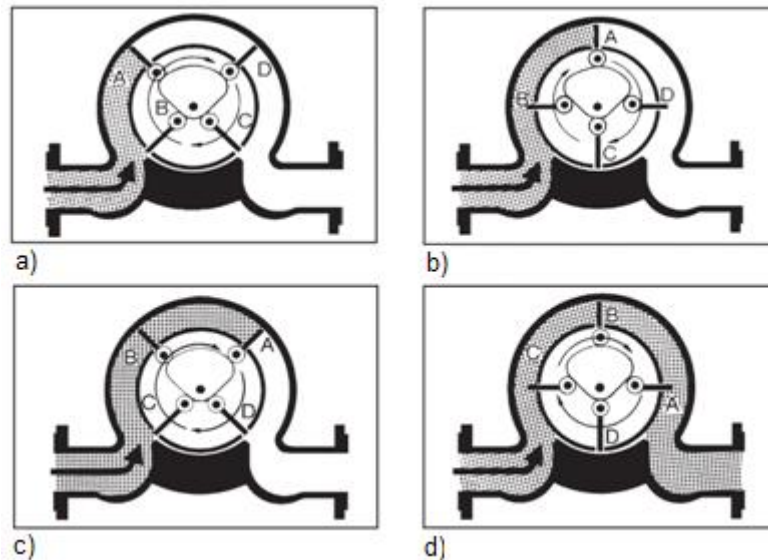


Figura 1.22. Operación del elemento de medición.

Figura 1.22a.

- El líquido no medido (área sombreada) ingresa al medidor.
- El rotor y los álabes giran hacia la derecha. Los álabes A y D se encuentran totalmente extendidos, formando la cámara de medición. Los álabes B y C están retraídos.

Figura 1.22b.

- El rotor y los álabes han efectuado una octava de revolución. El álabe A se encuentra totalmente extendido.
- El álabe B está parcialmente extendido. El álabe C se ha retraído completamente. El álabe D se encuentra parcialmente retraído.

Figura 1.22c.

- Ha ocurrido un cuarto de revolución. El álabe A se encuentra extendido todavía y ahora el B está ahora extendido.

- Existe ahora un volumen exacto y conocido de líquido en la cámara de medición.

Figura 1.22d.

- Una octava de revolución más tarde, el líquido medido está saliendo del medidor. Está a punto de formarse otra cámara de medición entre los álabes C y B. El álabe A se encuentra retraído y el C está empezando a salir.
- En tres octavos de revolución se han formado dos cámaras de medición, y otra está a punto de formarse. Este ciclo continúa repitiéndose mientras fluya el líquido.

1.4.2.2 Medidor de Pistón Oscilante.

Consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón tiene un diámetro más pequeño que el cilindro. La figura 1.23, muestra el elemento de medición de un medidor de pistón oscilante.

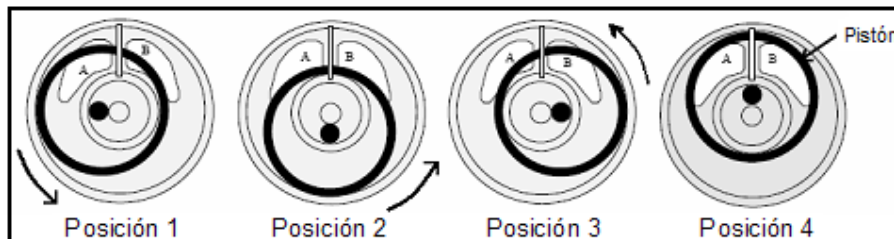


Figura 1.23. Elemento de medición de un medidor de pistón oscilante

❖ **Principio de operación.**

El pistón, cuando está en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor, que separa la entrada de la salida del líquido. Al comienzo de un ciclo el líquido entra al medidor a través de la puerta de entrada A, en la posición 1, forzando al pistón a moverse alrededor del cilindro en la dirección mostrada en la figura 1.23,

hasta que el líquido delante del pistón es forzado a salir a través de la puerta de salida B, en la posición 4, quedando el dispositivo listo para comenzar otro ciclo.

1.4.2.3 Medidor de Paletas Deslizantes.

Este medidor consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que pueden deslizarse libremente hacia adentro y hacia fuera de su alojamiento. Los miembros de las paletas opuestas se conectan rígidamente mediante varillas y el fluido circulante actúa sobre las paletas sucesivamente provocando el giro del rotor. En la figura 1.24, muestra el detalle del medidor de paletas deslizantes.

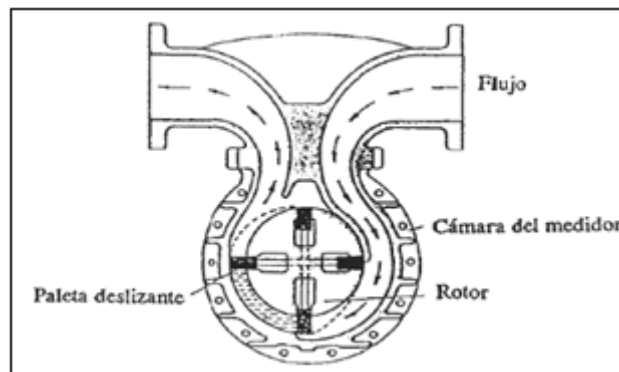


Figura 1.24. Medidor de paletas deslizantes

❖ Principio de operación.

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

1.4.2.4 Medidores de Engranajes.

- **Medidores de rueda oval.**

Este medidor dispone de dos ruedas ovas (Ver fig. 1.25) 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 desplazamiento entre ellas se produzca con el mínimo rozamiento y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.

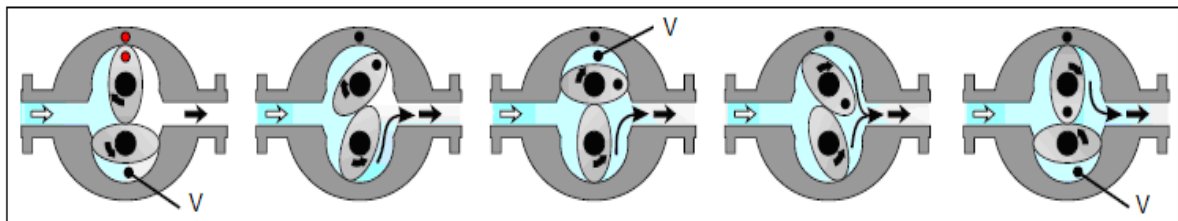


Figura 1.25. Elemento de medición de un medidor de rueda oval

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

- **Medidores helicoidales.**

El funcionamiento es similar al medidor de rueda oval, en la figura 1.26 se muestra el detalle del elemento de medición de este medidor.

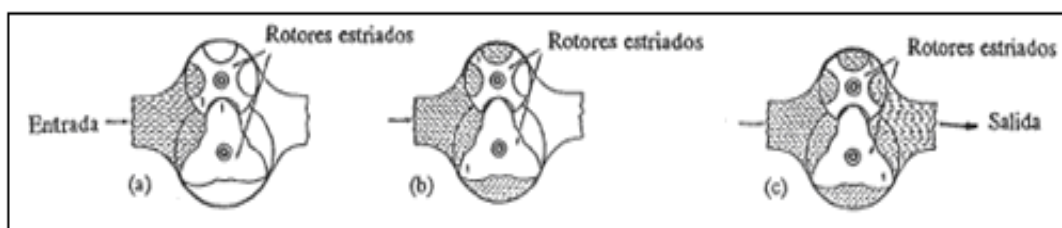


Figura 1.26. Medidor de engranajes helicoidales

1.5 PROBADOR DE TUBERÍA (PIPE PROVER).²²

Los probadores estándar de campo algunas veces denominados medidas de prueba o calibradores de referencia, son contenedores metálicos calibrados por el Buró Nacional de Estándares (National Bureau of Standard) o por un laboratorio probado, cada uno tiene un volumen reportado para un líquido a 60°F y presión atmosférica.

El capítulo 4 del Manual de Normas para Mediciones de Petróleo (MPMS) del API, se refiere por completo a los sistemas de prueba. En este capítulo se detalla el diseño tanto de los probadores unidireccionales como bidireccionales, además de los probadores compactos.

El prover se usa como un medio para determinar la exactitud del dispositivo de medición y expresar el error como un coeficiente de corrección o meter factor.

Los medidores se calibran sin la interrupción del fluido y la calibración tiene lugar mientras fluye a la rata de flujo y presión normal. El sistema de prueba puede operarse manualmente o controlarse remotamente mediante una automatización completa.

Un medidor probador hace simplemente esto y se usa para desarrollar un meter factor para corregir los posibles errores en el registro de un medidor.

1.5.2 Principio de Funcionamiento.

Los probadores bidireccionales son equipos de medición que funcionan como patrones de trabajo para la calibración de medidores tipo turbina o de desplazamiento positivo.

El Prover se basa en una sección de tubería calibrada entre dos switch detectores de desplazamiento, posee dos cámaras de lanzamiento que determinan la

²² Centro Nacional de Metrología.

distancia recorrida por la esfera durante un intervalo de tiempo entre el accionamiento de la válvula de cuatro vías. Estas cámaras de lanzamiento pueden estar relativamente en cualquier ángulo sea horizontal o vertical, esta opción depende de la aplicación.

Su principio de funcionamiento es relativamente simple; el fluido que acaba de pasar por el medidor empuja a la esfera a lo largo del probador. La esfera realiza un sello hermético contra la pared del probador, la figura 1.27 detalla el diseño de un probador de tubería.

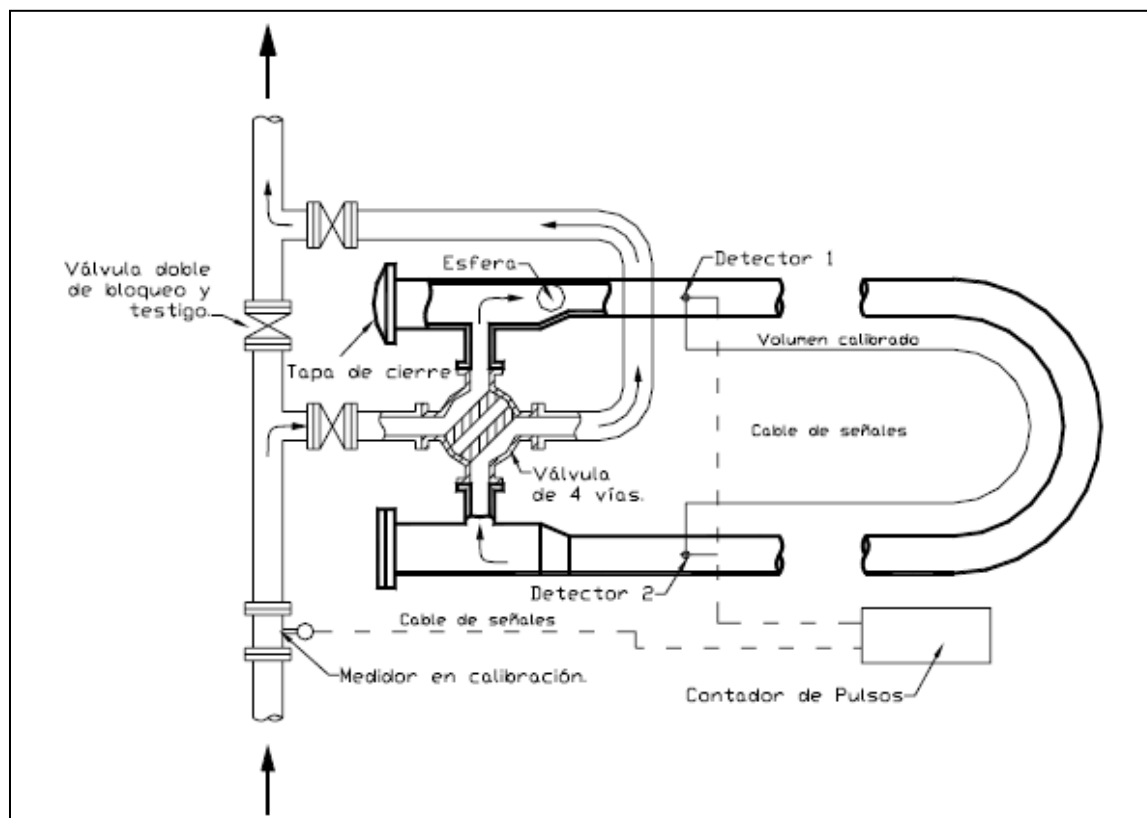


Figura 1.27. Probador de tubería bidireccional.

La válvula de cuatro vías debe estar completamente cerrada en una posición antes de que la esfera se dirija hacia el primer detector.

Al ingresar la esfera a la sección de volumen conocido un sensor detecta su proximidad y envía una señal eléctrica que abre una compuerta electrónica para admitir y contar los pulsos que son emitidos por el medidor bajo calibración.

Cuando la esfera abandona la sección de volumen conocido entonces un segundo sensor de proximidad envía la señal eléctrica para cerrar la compuerta electrónica y finalizar el conteo de pulsos. Después de realizar las correcciones pertinentes por temperatura y presión se compara el total de pulsos acumulados durante el viaje de ida y vuelta de la esfera contra el volumen base del probador.

En los probadores bidireccionales, el problema de retornar a la esfera al punto de partida se resuelve por medio de una válvula de 4 vías, con la cual se puede invertir el flujo que pasa por el probador sin interferir con el flujo uniforme que pasa a través del medidor bajo calibración. Para evitar golpes hidráulicos, la válvula de 4 vías se diseña de tal forma que el paso de fluido no se vea interrumpido en ningún momento durante la operación de la válvula (ver fig. 1.28).

En estas condiciones, la esfera empieza a moverse hacia la zona de volumen conocido mientras la válvula de 4 vías continua girando; bajo estas circunstancias es necesario estar seguros que la válvula de 4 vías haya finalizado su movimiento antes de que la esfera alcance el primer sensor. Para asegurar que suceda esto, se deja una porción de tubo sin calibrar entre la posición de reposo de la esfera y el detector, a esta porción del probador se le conoce como sección de pre-corrída o tramo de llegada.

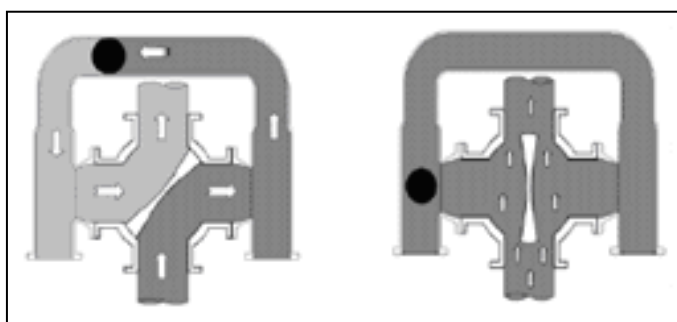


Figura 1.28. Diseño de la válvula de cuatro vías.

Para no invalidar la comparación entre el probador y el medidor bajo calibración, es imprescindible garantizar que todas las válvulas instaladas entre el medidor de volumen y el probador tengan un cierre hermético. En el MPMS de API se recomienda que todas las válvulas tengan un mecanismo de verificación de

hermeticidad, y que las válvulas de bloqueo, incluida la válvula de 4 vías, posean doble sello.

- **Detectores de la esfera.**

El volumen entre los switch detectores es indiferente del tipo de prover, debe ser seleccionado para proporcionar una repetibilidad de los resultados de carreras sucesivas del sistema de prueba dentro de un rango de 0.02%.

El dispositivo de detección y switch, debe indicar exactamente la posición del desplazamiento. El más común es el interruptor electromecánico.

1.6 VÁLVULAS.²³

Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede abrir y cerrar, iniciar y detener, conectar y desconectar o regular la circulación (paso) de líquidos o gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos, mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos. En algunas instalaciones se requiere un sellado absoluto; en otras, las fugas o escurrimientos no tienen importancia.

1.6.1 Tipos de Válvulas.

- ❖ **Válvulas de compuerta.**

La válvula de compuerta es de vueltas múltiples, en la cual se cierra el orificio con un disco vertical de cara plana que se desliza en ángulos rectos sobre el asiento, como se muestra en la figura 1.29.

²³ <http://www.monografias.com/trabajos11/valvus/valvus.shtml#CONTROL>.

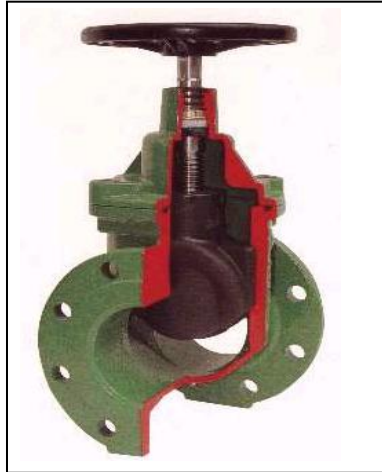


Figura 1.29. Válvula de compuerta.

❖ **Válvulas de globo.**

Una válvula de globo es de vueltas múltiples, en la cual el cierre se logra por medio de un disco o tapón que sierra o corta el paso del fluido en un asiento que suele estar paralelo con la circulación en la tubería, En la figura 1.30, se muestra el corte de una válvula de bola.

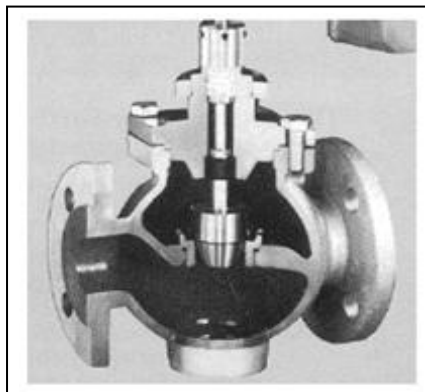


Figura 1.30. Válvula de globo.

❖ **Válvulas de bola.**

Las válvulas de bola son de $\frac{1}{4}$ de vuelta, en las cuales una bola taladrada gira entre asientos elásticos, lo cual permite la circulación directa en la posición abierta y corta el paso cuando se gira la bola 90° y cierra el conducto (Ver fig. 1.31).

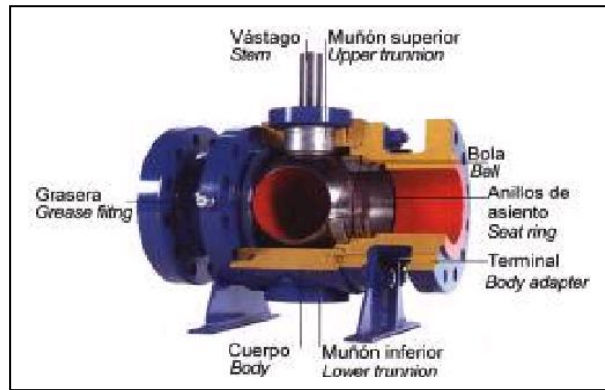


Figura 1.31. Válvula de bola.

❖ **Válvulas de mariposa.**

La válvula de mariposa es de $\frac{1}{4}$ de vuelta y controla la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos con el sentido de la circulación (Ver fig. 1.32).



Figura 1.32. Válvula de mariposa.

❖ **Válvulas de retención (check).**

La válvula de retención esta destinada a impedir una inversión de la circulación. La circulación del líquido en el sentido deseado abre la válvula y al invertirse la circulación se cierra.

En la tabla 1.1, se muestra algunas características generales para la selección de un tipo válvula.

Tabla 1.1. Características generales de las válvulas

Tipo	Gama de tamaño (Pulg)	Máxima presión (Psi)	Máxima temperatura (°F)	Material de construcción
Retención	1/8 - 24	Hasta 10000	Hasta 1200	Aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro
Bola	1/8 - 42	Hasta 10000	Hasta 1000 criogénica	Hierro, acero, latón, bronce, acero inoxidable; plásticos y aleaciones especiales
Globo	1/2 - 30	Hasta 2500	Hasta 1000	Aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro
Compuerta	1/2 - 48	Hasta 2500	Hasta 1800	Aleaciones especiales, acero inoxidable, acero, bronce, hierro
Mariposa		Hasta 2000	Hasta 2000	Materiales para fundir o maquinar. Camisas de plástico, caucho o cerámica.

1.6.2 Actuador Motorizado.

Se llaman actuadores a los dispositivos que actúan sobre otros elementos de control para producir un accionamiento de estos. Los actuadores pueden ser neumáticos, hidráulicos, eléctricos o motorizados.

Los actuadores motorizados son muy variados en cuanto a diseño y aplicación, algunos están diseñados para operar en solo dos posiciones (completamente abiertas y completamente cerradas). Otros permiten posicionamiento entre los

dos extremos. Las principales partes son un motor eléctrico, un dispositivo de acoplamiento (clutch), una caja de engranajes, un volante de accionamiento manual y un vástago (Ver fig. 1.33).

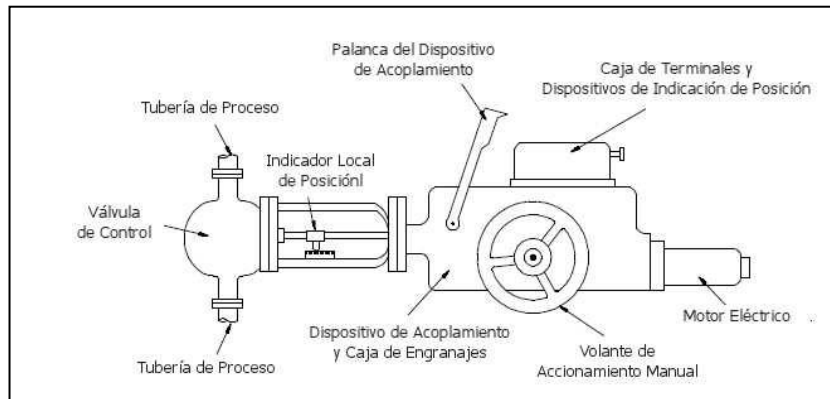


Figura 1.33. Actuador Motorizado.

- **Operación del Actuador Motorizado.**

El motor mueve el vástago a través de la caja de engranajes. El motor invierte su sentido de giro para abrir o cerrar la válvula. El dispositivo de acople desconecta el motor de la caja de engranajes para permitir que la válvula sea operada manualmente.

La mayoría de los actuadores motorizados están equipados con interruptores de fin de carrera, limitadores de torque o ambos. Los interruptores de fin de carrera desenergizan el motor eléctrico cuando la válvula alcanza una posición específica.

El limitador de torque desenergiza el motor cuando la cantidad de fuerza aplicada alcanza un valor específico. Esta fuerza aplicada es típicamente máxima cuando la válvula alcanza su posición de máxima o mínima apertura. Esta característica sirve también para prevenir daños en el actuador.

1.7 COMPUTADOR DE FLUJO OMNI 6000/3000.²⁴

1.7.1 Descripción del Computador de Flujo Omni.

Los computadores de flujo Omni 3000 y 6000 son instrumentos de medición de flujos sumamente confiables y singularmente versátiles. La capacidad de comunicaciones extensa le permite al Omni que sea usado en una variedad de configuraciones master/esclavo para aplicaciones de transferencia de datos de alta velocidad. EL computador de flujo también puede ser configurado por hardware mediante una Unidad Terminal Remota (RTU).

El computador se conecta a varios sensores que supervisan y monitorean el flujo de la tubería en su transmisión, en aplicaciones petroquímicas o procesos de medición. Esta calcula, despliega e imprime datos que se usarán para el cálculo volumétrico.

La Omni es configurada para satisfacer los requerimientos del sistema de medición mediante bus de datos que permite la combinación de entradas y salidas, mando de la válvula y requisitos de comunicación.

Esta equipada con módulos para la conexión de los canales de entrada y salida, y una alta tecnología para verificar la fidelidad del pulso del medidor, módulos para las interfaces con los transmisores digitales Rosemount y Honeywell. En algunos modelos se dispone de hasta cuatro puertos serie para la impresión de reportes y tareas de comunicación.

Pueden ser configurados por el usuario para aplicaciones de petróleo y gas, de tandas sencillas o múltiples. Los productos que típicamente pueden medir son:

- ✓ Petróleos crudos.
- ✓ Productos refinados.
- ✓ Líquidos de gas natural (NGLs).

²⁴ System Architecture and Installation Omni 3000 / 6000, volúmen 1.

- ✓ Gases licuados de petróleo (LPG's).
- ✓ Etileno- propileno.

1.7.2 Panel de Operación (Operator's Panel).

El Panel de operación mostrado en la figura 1.34, es estándar para todas las aplicaciones y es usada para el despliegue e ingreso de los datos. Se puede acceder a todos los datos por medio de puertos serie.

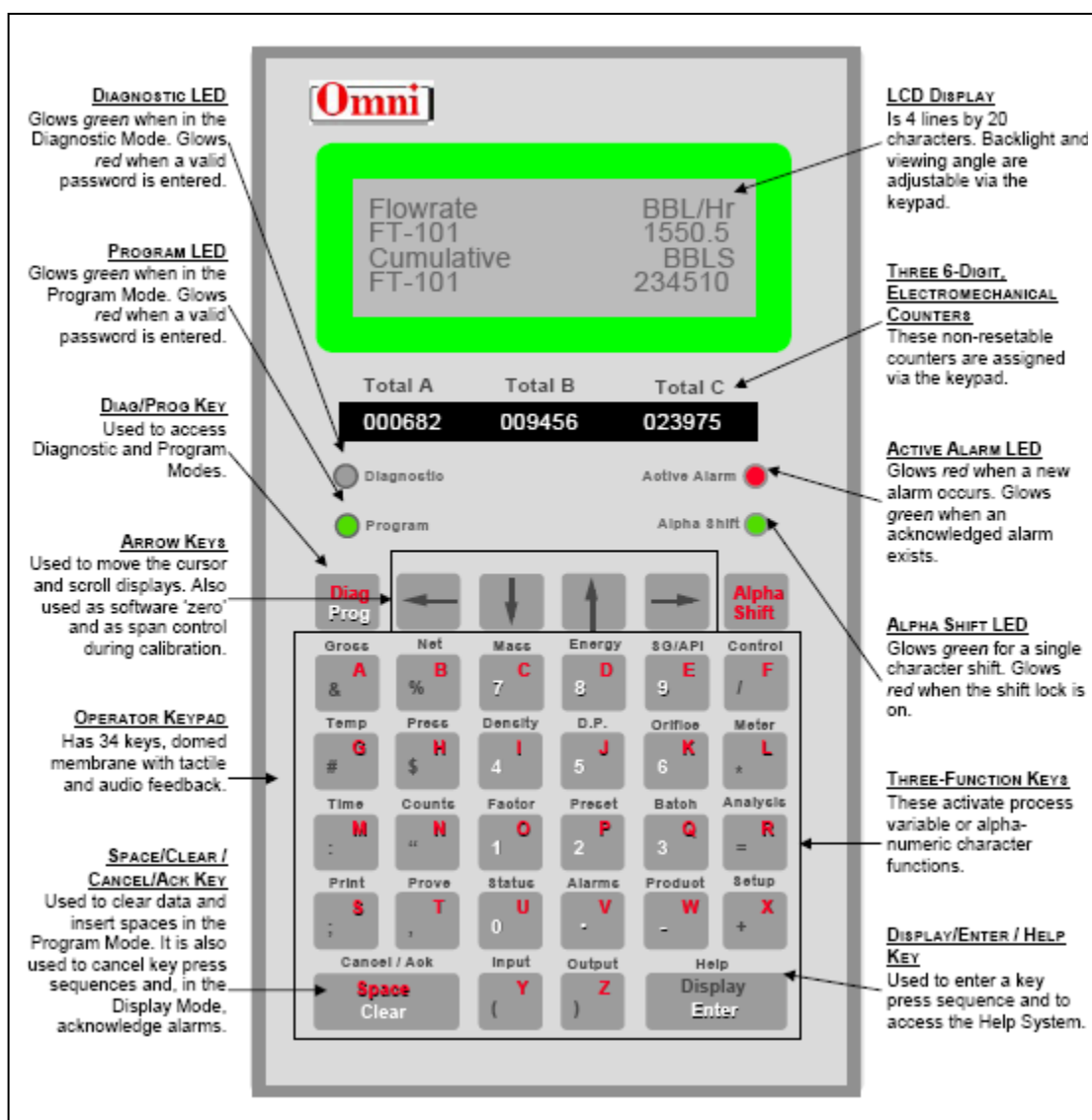


Figura 1.34. Panel de operación de Omni (front panel).

➤ **Pantalla (Display LCD).**

Es una pantalla de cristal líquida de 4-líneas por 20 caracteres alfa-numéricos, despliega todos los mensajes y variables del sistema en inglés. El despliegue y contraluz son ajustables por teclado; presionando [Setup]; seguido [Display] y siguiendo las instrucciones desplegadas.

➤ **Totalizadores electromecánicos (Electromechanical Totalizers).**

Posee tres contadores electromecánicos no reseteables con 6-dígitos cada uno instalados en el panel. Estos pueden programarse para contar y acumular a una rata de hasta 10 conteos por segundo.

➤ **LED's de diagnóstico y programa (Diagnostic and Program LED's).**

Estos LED's de doble color indican cuando el usuario está en el modo de diagnóstico, calibrando los módulos de I/O (entradas/salidas), o cuando esta en el modo de programa cambiando la configuración de la computadora. Los LED's cambian de verde a rojo después un ingresar la clave válida solicitada. El computador esta en modo normal cuando ninguno de estos LED's están encendidos.

➤ **Operación del teclado (Operator Keypad).**

El control del computador de flujo es por medio de 34-teclas alfanuméricas táctiles de membrana y generación de audio. A través del teclado se tiene la capacidad para configurar su sistema, acceso y modificar los datos de la calibración en línea.

La calibración de los datos puede ser ingresada remotamente por medio del puerto serie y son almacenados en la memoria CMOS SRAM del computador.

➤ **LED de alarma activa (Active Alarm LED).**

Un nuevo reconocimiento de alarma causa que el LED rojo se encienda. Este cambia a verde en cuanto la alarma se reconozca presionando la tecla [Cancel/Ack] del teclado.

➤ **LED alpha shift (Alpha Shift LED).**

El LED se enciende en verde para mostrar que la próxima tecla será cambiada de caracter. Se enciende el LED rojo para indicar que el cambio esta activo.

1.7.3 Estructura del Panel Posterior (Passive Backplane Mother Board).

Las tarjetas están montadas en la parte posterior interna del computador de flujo, la primera tarjeta trabaja con un bus de 16-bits, el cual acepta el Módulo del Procesador Central. El computador Omni 6000 tiene 3 tarjetas disponibles en esta sección para aceptar la expansión de memoria y las futuras mejoras del equipo. En la figura 1.35a, se muestra la estructura interna del panel posterior de un computador de flujo Omni 3000.

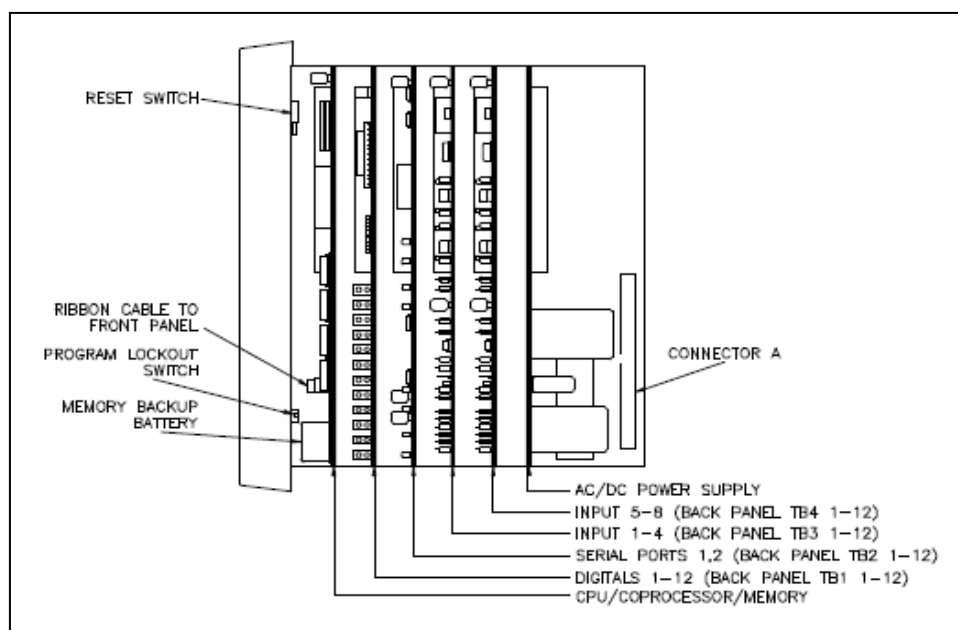


Figura 1.35a. Estructura de las tarjetas Omni 3000.

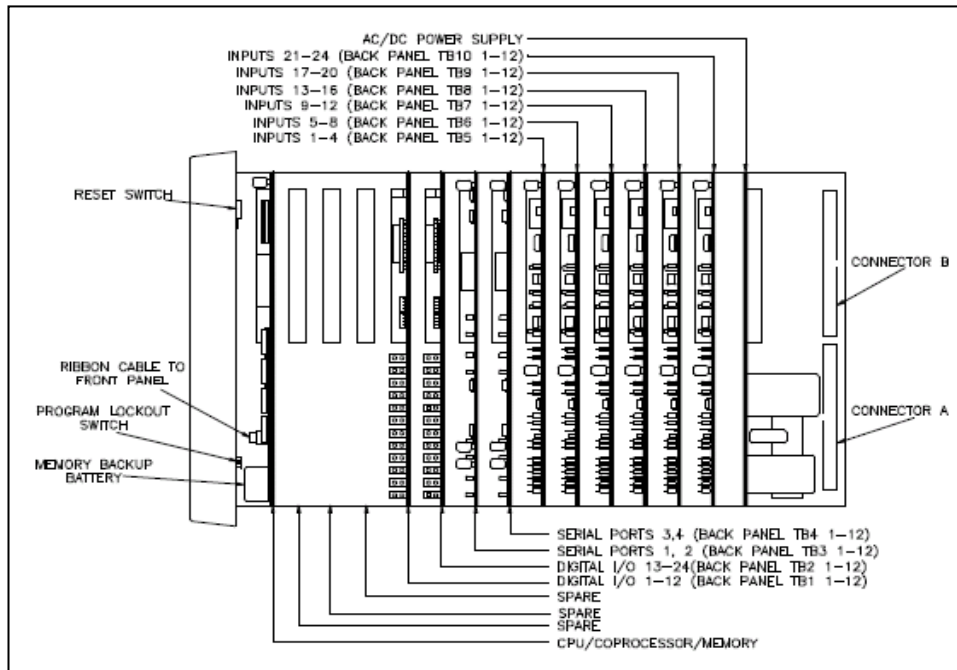


Figura. 1.35b. Estructura de las tarjetas Omni 6000.

Las tarjetas siguientes trabajan con un bus de 8-bits con 10 tarjetas en el Omni 6000 y 4 en el Omni 3000, que pueden aceptar cualquier tipo de módulo de I/O ópticamente aislado fabricado por Omni. En la figura 1.35b, se muestra la estructura interna del panel posterior de un computador de flujo Omni 6000.

La última tarjeta en ambos computadores acepta el sistema AC/DC de suministro de energía. El cable armado de doble cinta (Omni 6000) y cable armado de cinta simple (Omni 3000) conectan los terminales de I/O de las tarjetas (Backplane) con los terminales del tablero posterior (back panel).

1.7.4 Terminales del Tablero Posterior (Back Panel Terminations).

En el Omni 6000 se identifican los bloques terminales (Terminal Block's) TB1 hasta TB10 marcados desde 1 hasta el terminal 12 para cada bloque. Éstos proporcionan 120 terminales para los circuitos de las tarjetas (Passive Backplane). Los terminales de DC están en el TB11 (Ver figura 1.36).

En el Omni 3000 se identifican los bloques terminales TB1 hasta TB4 marcados desde 1 hasta el terminal 12 para cada bloque. Éstos proporcionan 48 terminales para los circuitos de las tarjetas. Los terminales de DC están en TB5 (Ver figura 1.36).

Los fusibles del tablero posterior de DC son de 3 amperios de soplo-rápido y los fusibles del CA son de ½ amperio de soplo-lento.

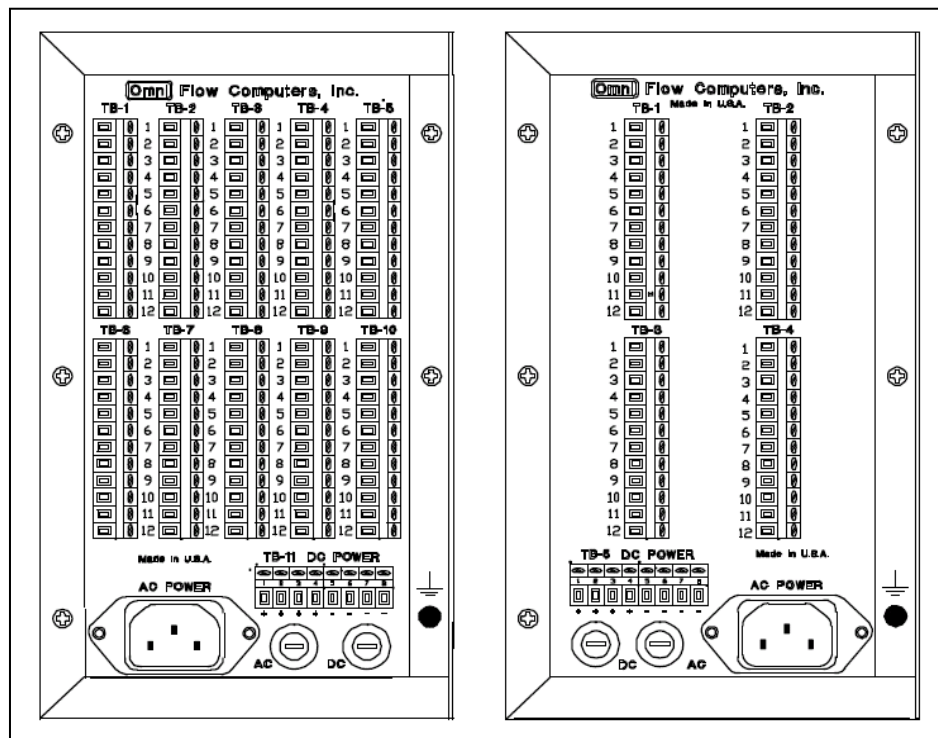


Figura 1.36. Terminales del tablero posterior de la Omni 6000/3000.

1.7.5 Módulo del Procesador Central (Central Processor Module).

Este módulo contiene un microprocesador Motorola (16/32-bits) operando a 16MHz, un máximo de 512 kbytes de memoria SRAM, 1 Mbyte de programa de memoria EPROM, coprocesador matemático y reloj de tiempo real (Ver fig. 1.37).

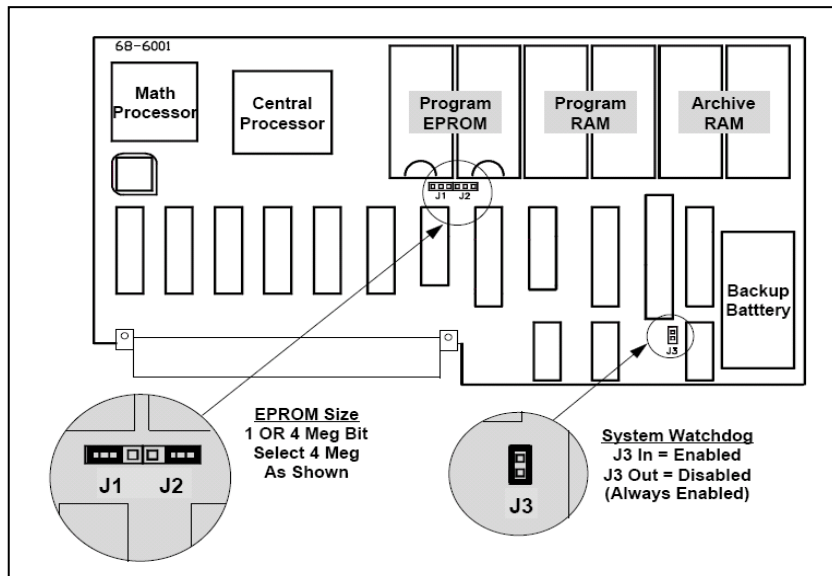


Figura. 1.37. Módulo del Procesador Central – Ajuste de jumpers.

El reloj de tiempo real continuará operando incluso cuando haya ocurrido la pérdida de energía. El tiempo de fallo en la alimentación de corriente es anotado e impreso cuando la energía es restaurada.

1.7.6 Módulos de Entradas y Salidas I/O (Input/Output I/O Modules).

Los computadores de flujo Omni utilizan un sistema de bus para las I/O, las I/O son de conexión modular para el fácil mantenimiento de campo y reemplazo, la circuitería de I/O esta aislado por circuitos foto-ópticos qué lo hace relativamente inmune al ruido eléctrico y previene el daño de la electrónica.

El Computador de Flujo OMNI tiene una combinación de diferentes tipos de módulos de I/O:

- Módulos de I/O Digitales (D).
- Módulos serial (S).
- Combo de módulos tipo A y B.
- Combo de módulos tipo E y E/D.
- Combo de módulos tipo H y HV.
- Combo de módulos tipo SV.

Casi cualquier combinación de I/O puede darse en el computador de flujo. Las únicas limitaciones son el número de tarjetas de I/O (4 en Omni 3000), 10 en Omni 6000) y el número de conexiones al tablero y al panel de campo (48 para Omni 3000, 120 para Omni 6000).

El computador Omni tiene un orden en que los módulos son conexionados (Ver fig. 1.38; ver también fig. 1.35a y 1.35b). Esto proporciona una norma de diseño de los terminales del tablero posterior.

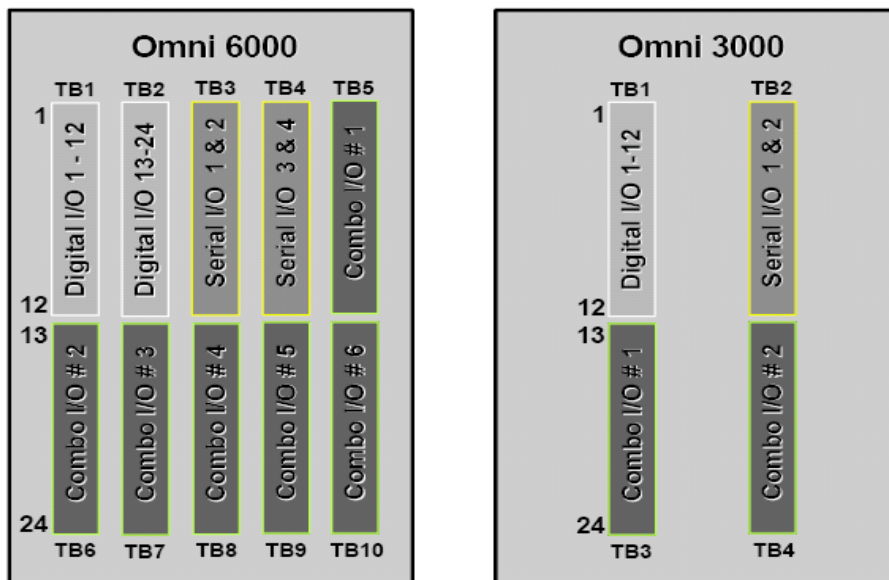


Figura 1.38. Módulos de I/O y terminales del panel posterior.

❖ Aislamiento foto-óptico (Photo-Optical Isolation).

La circuitería del microprocesador se aísla por medio de dispositivos foto-ópticos para prevenir el daño accidental a la electrónica (ver fig. 1.39), incluyendo el causado por electricidad estática.

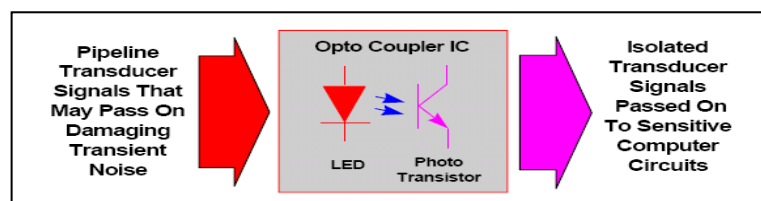


Figura 1.39. Aislamiento foto-óptico.

El aislamiento foto-óptico también inhibe el ruido eléctrico de los errores de la medida. El aislamiento independiente de cada entrada del proceso proporciona un alto rechazo en modo común, permitiendo mayor libertad al usuario en el cableado de los transmisores. Además, minimiza los efectos de tierra, aísla y protege su computador de flujo.

1.7.6.1 Módulos Digitales de I/O.

Los módulos digitales de I/O (ver fig. 1.40) proporcionan entradas y salidas discretas para controlar los probadores, catadores, muestreadores, bombas a inyección, válvulas operadas por motor y para proporcionar control automático remoto. Cada módulo digital proporciona 12 puntos (terminales) de I/O digitales, cada punto capaz de ser configurado como una entrada o salida.

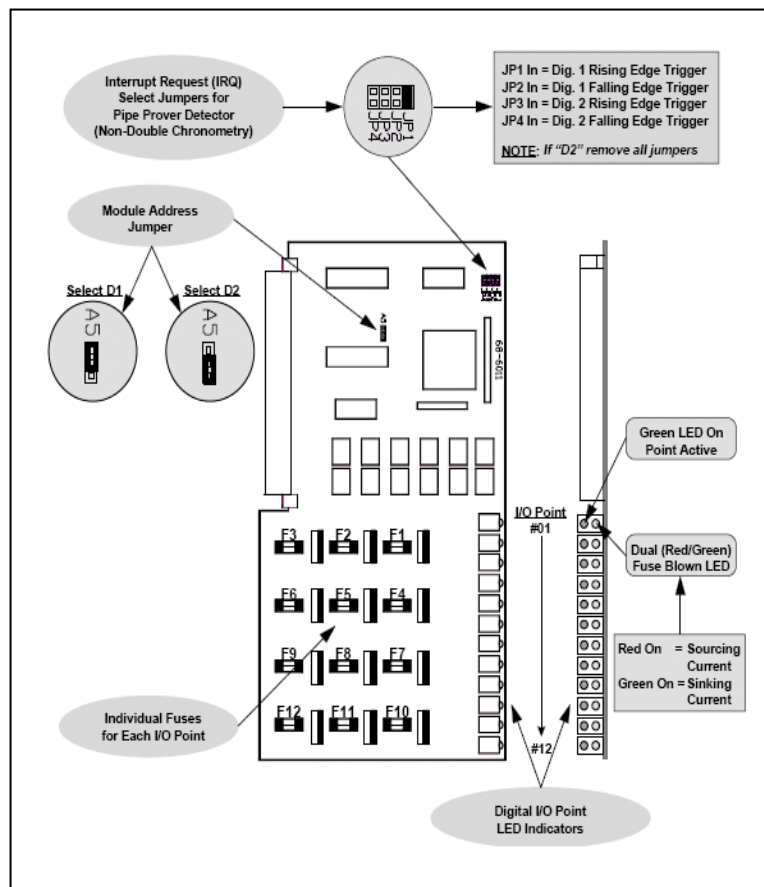


Figura 1.40. Modulo de I/O digitales – Seteo de jumpers.

El Omni 3000 normalmente tiene un módulo de I/O digital. Considerando que el Omni 6000 puede tener un máximo de dos módulos, produciendo 24 puntos de I/O digitales. El módulo de I/O digital normalmente ocupa los slot 1 y 2 (TB1, TB2) en el Omni 6000 y el slot 1 (TB1) en Omni 3000.

Direccionando los jumpers (ver fig. 1.40) del módulo digital de I/O se configura como módulo D1 o D2. Se asignan las I/O digitales 1 hasta 12 al módulo D1 y 13 hasta 24 al modulo D2, en la figura 1.40, se detalla la configuración de estos módulos.

Los Jumpers IRQ (Petición de Interrupción), son proporcionados en los módulos de I/O digitales para la interfase con los switch detectores del probador de tubería. Este sólo se aplica en la medición de líquidos. Estos jumpers son utilizados para configurar una o dos I/O digitales en el módulo D1. Todos los jumper IRQ deben quitarse si el módulo de D2 esta instalado.

1.7.6.2 Módulos de Comunicación Serial.

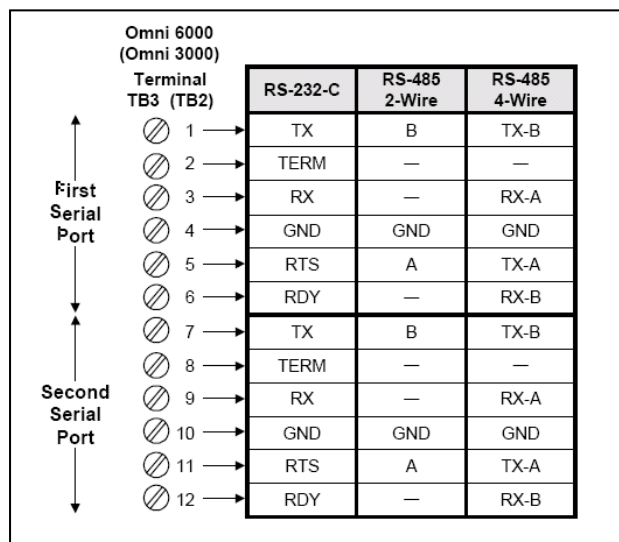
- **Módulo de I/O Serial RS-232/485 Modelo #68-6205.**

El Módulo serial #68-6205 es capaz de manejar dos puertos de comunicaciones, cada puerto de comunicación serie se aísla ópticamente en forma individual para el máximo rechazo del ruido en modo común. Aunque con RS-232C los niveles señalados permiten un gran rendimiento para compartir múltiples computadoras de flujo con un enlace serial.

Los parámetros de comunicación como la rata de baudio, detección de bits de paridad son seleccionados por software. Además del RS-232, se ha proporcionado un jumper en cada puerto para que permita la selección del formato RS-485. Con esta opción, un total de dos puertos de RS-485 está disponible en cada módulo (Ver tabla 1.2).

El Módulo Serial RS-232/485 se ha diseñado para que las normas de comunicaciones RS-232 o RS-485 puedan ser instaladas por medio 16-pines para las redes.

Tabla 1.2. Conexión para el panel posterior del los módulos RS-232/485 #68-6205



1.7.6.3 Combinación de Módulos de I/O del Proceso.

En las pruebas de los medidores se conectan instrumentos que incluyen necesariamente conversores analógico/digital (A/D) y circuitos de control. El usuario selecciona las I/O disponibles en “el combo” que pueden ser utilizadas para manejar pulsos de frecuencia del medidor, 4-20mA, entrada de RTD 4 hilos – 100 ohm y salidas de 4-20mA.

Todas las mediciones del proceso como la temperatura, presión, densidad, y flujo son ingresadas en el combo de módulos de I/O del proceso. Cada módulo maneja 4 entradas y proporciona una o dos salidas analógicas de 4-20mA (excepto el modulo SV que tiene seis salidas de 4-20mA).

Se dispone de siete tipos de combo de módulos de I/O (ver tabla 1.3) que son: A, B, E, E/D, H, HV y SV. Todos los módulos aceptan entradas analógicas y frecuencia de pulsos, salvo los canales H y HV, los cuales tiene una interfase digital para Transmisores Smart, Honeywell y el canal SV que tiene interfase serial con RS-485 para varios transmisores.

El canal tipo A y B usan las tablas de I/O idénticas. Igualmente, los E y E/D, salvo la posición de la configuración del jumper que selecciona el tipo y dirección de cada módulo. Cada uno de los canales de los módulos instalados debe tener una identidad diferente, usted no puede tener dos o más módulos del mismo tipo y dirección (ID).

El ID válido para cada canal es:

A1 hasta A6, B1-B6, E/D-1 hasta E/D-6, E1- E6, H1-H6, y SV1 hasta SV2. Sólo puede instalarse un módulo de HV.

Los módulos se unen a las tarjetas con conectores tipo DIN, cada conector de la tarjeta tiene 12 circuitos que se conectan a los terminales del tablero posterior por medio de cable de cinta armado. El combo de módulos de I/O se conectan empezando por la posición I/O #5 (Omni 6000) o posición I/O #3 (Omni 3000) hasta la posición I/O #10 (Omni 6000) o posición I/O #4 (Omni 3000). El orden preferido es desde el tipo A al tipo H, luego el modulo tipo SV y HV.

La capacidad de entradas y salidas (I/O) y características de los canales se detalla en tabla 1.3.

Tabla 1.3. Módulos de Entrada y Salidas I/O.

INPUT/OUTPUT CAPABILITIES AND FEATURES OF EACH I/O COMBO MODULE TYPE							
TYPE	INPUT #1	INPUT #2	INPUT #3	INPUT #4	ANALOG OUTPUTS	LEVEL A FIDELITY	DOUBLE CHRONOMETRY PROVING
A	1-5v; 4-20mA; RTD		1-5v; 4-20mA; Flow Pulses		Two 4-20mA	No	No
B	1-5v; 4-20mA; RTD		1-5v; 4-20mA Flow Pulse	Frequency Density	One 4-20mA	No	No
E/D	1-5v; 4-20mA; RTD		Frequency Density		Two 4-20mA	No	No
E	1-5v; 4-20mA; RTD		Flow Pulses		Two 4-20mA	Yes	Yes
H	Honeywell DE Protocol				Two 4-20mA	No	No
HV	Honeywell Multivariable DE Protocol				Two 4-20mA	No	No
	PORT #1		PORT #2				
SV	RS-485 Multi-drop to Various Multivariable Transmitters				Six 4-20mA	No	No

De los siete módulos disponibles en realidad se usan solamente cuatro módulos. El primero puede ser configurado como módulo A o B, el segundo es usado como módulo E o E/D, el tercer circuito es usado para un módulo tipo H o HV y el cuarto para un modulo SV.

1.7.6.4 Combo de Módulos I/O del Proceso Versus los Puntos de I/O Físicos.

Un computador de flujo normalmente tendrá varios combos de los módulos instalados dependiendo de la medición. Si por ejemplo, se tienen canales; 2 de tipo A, 2 de tipo B, 1 de tipo E/D y 1 de tipo E, ellos normalmente serían numerados como: A1, A2, B1, B2, E/D1 y E1. Otras combinaciones de dirección son aceptables por ejemplo: A2, A3, B1, B4, el E/D2 & E2, con tal de que cada uno tenga una única identidad.

Para estandarizar, Omni recomienda que los canales de los módulos, siempre deben ser instalados empezando con el número más bajo A del módulo de I/O slot #5 (slot #3 en Omni 3000), instalando módulos adicionales el orden va ascendiendo hasta el slot #10 (slot #4 en Omni 3000).

1.7.6.5 Asignaciones Específicas para las Señales de Entrada.

La omni de fábrica pre-asigna los puntos físicos de I/O para cada computador de flujo basado en la información proporcionada en el momento de la orden. Esta información de la configuración es guardada en la memoria RAM.

- 1) Las señales digitales del densitómetro sólo pueden asignarse al cuarto canal del modulo tipo B, o al tercer y cuarto canal del modulo E/D.
- 2) La señales de un RTD sólo pueden asignarse al primer o segundo canal de los módulos A, B, E/D o E.
- 3) La señal de pulsos del medidor de flujo sólo pueden asignarse al tercer o cuarto canal de los módulos tipo A y E.
- 4) Debe conectarse la señal de pulsos a ser usado para 'verificar la fidelidad del pulso' al tercer y cuarto canal del modulo tipo E con el tercer canal asignado como entrada de flujo.

- 5) Use el tercer y cuarto canal de entrada del modulo tipo E para el cronometro del probador.
- 6) Los puntos de I/O físicos pueden asignarse para mas de una variable (es decir, sensores de temperatura o de presión) pero los tipos de variables no pueden ser mezcladas (es decir, el mismo punto físico no puede asignarse para temperatura y presión).

1.7.7 Terminales de Suministro de Energía.

En la versión actual de la OMNI 3000/6000 se tiene un receptáculo para el suministro de energía de AC (120V) con un porta fusible separado, el Terminal de DC se encuentra en TB11 (para omni 6000) y en el TB5 (para omni 3000).

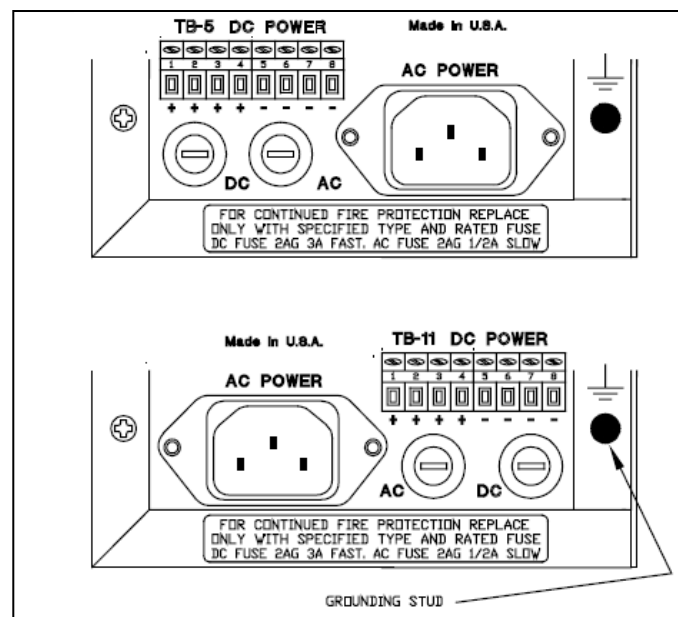


Figura 1.41. Terminales para suministro de energía.

En el anexo E, se detallan las características físicas y eléctricas del computador de flujo Omni 6000/3000.

1.8 TRANSMISORES INTELIGENTES.²⁵

1.8.1 Transmisores.

Son aquellos instrumentos que captan la variable de proceso, generalmente puede ser a través de un elemento primario, y la transmiten a distancia en forma de señal neumática (3-15psi), electrónica (4-20mA), pulsos, protocolarizada (hart) o bus de campo (Fieldbus Foundation, Profibus, etc.). Estos instrumentos dan una señal continua de la variable de proceso.

Los elementos necesarios (fig. 1.42). para realizar una medición se indican en el siguiente diagrama.

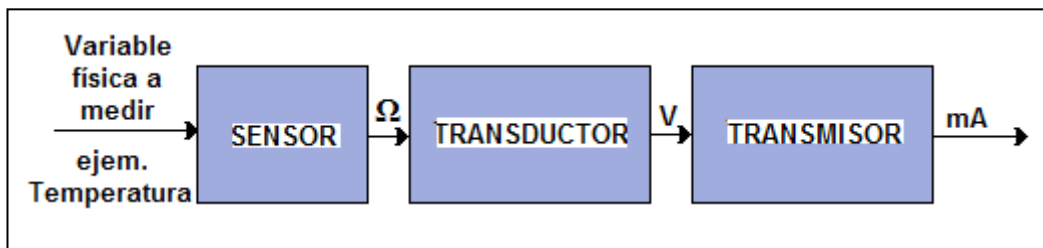


Figura 1.42. Elementos necesarios para una medición.

Elementos primarios: Algunos elementos entran en contacto directo con el fluido o variable de proceso que se desea medir, con el fin de recibir algún efecto de este (absorben energía del proceso), y por este medio pueden evaluar la variable en cuestión.

Transmisores: Estos elementos reciben la variable de proceso a través del elemento primario o sensor y la transmiten a algún lugar remoto. Estos transmiten las variables de proceso en forma de señales proporcionales a esas variables.

Transductores: Son instrumentos fuera de línea (no en contacto con el proceso), que son capaces de realizar operaciones lógicas y/o matemáticas con señales de uno o más transmisores.

²⁵ Operation & Maintenance Instructions Manual.

1.8.2 Tipos Transmisores Inteligentes.

El término SMART "inteligente" se emplea para describir instrumentos basados en un microprocesador con funcionalidad y compensación digital extra, que pueden trabajar con varios tipos de sensores o varias variables. Estos instrumentos ofrecen, por lo general, mejor precisión, estabilidad a largo plazo y mayor fiabilidad que los instrumentos analógicos convencionales.

La clase más conocida de instrumentos inteligentes incorpora el protocolo HART, con más de ocho millones de instrumentos en uso en todo el mundo. HART (Highway Addressable Remote Transducer) es una norma industrial que define el protocolo de comunicaciones entre dispositivos de campo inteligentes y un sistema de control que emplea cableado de 4 a 20mA tradicional.

Los transmisores inteligentes son instrumentos capaces de realizar funciones adicionales a la transmisión de la señal del proceso gracias a un microprocesador incorporado. También existen dos modelos básicos de transmisores inteligentes:

- ❖ **El capacitivo**, que consiste en un condensador compuesto de un diafragma interno que separa las placas y que cuando se abren las placas es porque se realiza una presión, este diafragma se llena de aceite lo cual hace variar la distancia entre placas en no mas de 0.1mm, luego esta señal es amplificada por un oscilador y un demodulador que entregan una señal análoga para ser convertida a digital y así ser tomada por el microprocesador.
- ❖ **El semiconductor**, que por sus cualidades permite que se incorpore un puente de wheastone al que el microprocesador linealiza las señales y entrega la salida de 4 - 20mA.

Los transmisores inteligentes permiten leer valores, configurar el transmisor, cambiar su campo de medida y diagnosticar averías, calibración y cambio de margen de medida. Algunos transmisores gozan de auto calibración y autodiagnóstico de elementos electrónicos.

1.8.3 Transmisor Inteligente de Temperatura Smar TT 301.

El Transmisor TT 301, esta diseñado principalmente para la medición de temperatura usando RTD's o termocuplas, pero también pueden aceptar cualquier otro tipo de sensores con salida de resistencia o milivoltios. La tecnología digital usada en estos transmisores habilita la opción de varias funciones de salida en una fácil interfase entre el instrumento en campo y el cuarto de control y varios rasgos interesantes que reducen considerablemente la instalación, operación y costos de mantenimiento.

1.8.3.1 Operación del Transmisor Inteligente TT 301.

El TT 301 acepta señales de mV generadas por una termocupla o de sensores resistivos como un RTD. El criterio es que las señales estén dentro de los rangos de entrada. Para entradas de mV, el rango esta entre -50 a 500mV y para resistencia de 0 a 2.000 ohmios.

En el anexo F, se detalla el diseño y funcionamiento de software y hardware del transmisor smar TT 301.

1.8.3.2 Descripción Funcional de los Sensores.

Como se menciona anteriormente el transmisor TT 301, acepta varios tipos de sensores y esta especialmente diseñado para la medición de temperatura usando termocuplas o termoresistencias (RTD's).

❖ Termocuplas.

Una Termocupla es un circuito formado por dos conductores de metales diferentes o aleaciones de metales diferentes, unidos en sus extremos y entre cuyas uniones existe una diferencia de temperatura que origina una fuerza electromotriz, el cual está en función de la diferencia de temperatura entre las uniones, más específicamente, del gradiente de temperatura existente entre estas uniones. (Efecto Seebeck).

Las termocuplas estandarizadas que contienen tablas almacenadas en la memoria del TT 301, son las siguientes:

- NBS (B,E,J,K,N,R,S,T).
- DIN (L,U).

❖ **Detector de temperatura resistivo RTD.**

El RTD (resistance-temperature detector), es un dispositivo que incrementa su resistencia con la temperatura, en ellos se aprovecha el efecto que tiene la temperatura en la conducción de los electrones para que, ante un aumento de temperatura haya un aumento de la resistencia eléctrica que presentan.

Las RTD's estandarizadas que contienen tablas almacenadas en la memoria del TT 301, son las siguientes:

- JIS [1604-81] (Pt50 & Pt100).
- IEC, DIN, JIS [1604-89] (Pt50, Pt100 & Pt500).
- GE (Cu 10).
- DIN (Ni 120).

Para una medición correcta de temperatura del RTD, es necesario eliminar los efectos producidos por los alambres que conectan el sensor al circuito de medición. En algunas aplicaciones industriales, estos alambres pueden ser de varios metros de longitud. Esto es particularmente importante en locaciones donde la temperatura cambia considerablemente.

El TT 301, permite la conexión a 2 hilos que puede causar errores en la medición, dependiendo de la longitud de la conexión de los alambres y la temperatura a los que están expuestos. En la conexión a 2 hilos, el voltaje V_2 es proporcional a la resistencia del RTD más la resistencia de los alambres. Como se indica en la figura 1.43.

$$V2 = [RTD + 2 \times R] \times I$$

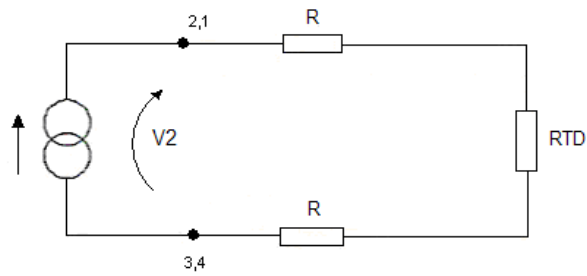


Figura. 1.43. Conexión a 2-hilos.

Para evitar los efectos de temperatura de la conexión de los alambres, se recomienda el uso de una conexión a 3 hilos, como se muestra en la figura 1.44.

En una conexión a 3 hilos, el terminal 3 es una entrada de alta impedancia. Así, la corriente no fluye a través de este alambre y no causa una caída de tensión. El voltaje $V2-V1$ es independiente de la resistencia del alambre, (subsecuentemente eliminadas) y exclusivamente proporcional a la resistencia del RTD.

$$V2-V1 = [RTD + R] \times I - R \times I = RTD \times I$$

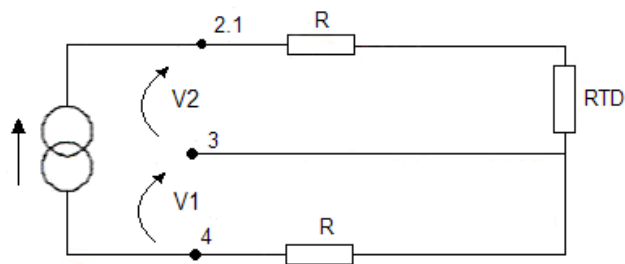


Figura 1.44. Conexión a 3-hilos.

En una conexión a 4 hilos, los terminales 2 y 3, son entradas de alta impedancia, así; la corriente no circula a través estos y no generan caídas de tensión. Las resistencias de los otros dos alambres no son de interés ya que ninguna medida se hace en ellos. El voltaje $V2$ es directamente proporcional a la resistencia del RTD. Como se muestra en la figura 1.45.

$$(V2 = RTD \times I).$$

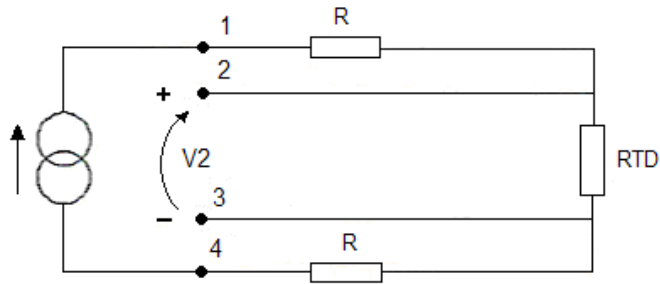


Figura 1.45. Conexión a 4-hilos

1.8.3.3 Pantalla del Transmisor TT 301.

Puede alternar entre dos variables, según la configuración de la opción DISPLAY. El indicador de cristal líquido puede mostrar una o dos variables, que pueden ser seleccionadas por el usuario. Si son dos variables, el visor las mostrará alternadamente con un intervalo de 3 segundos (figura 1.46).

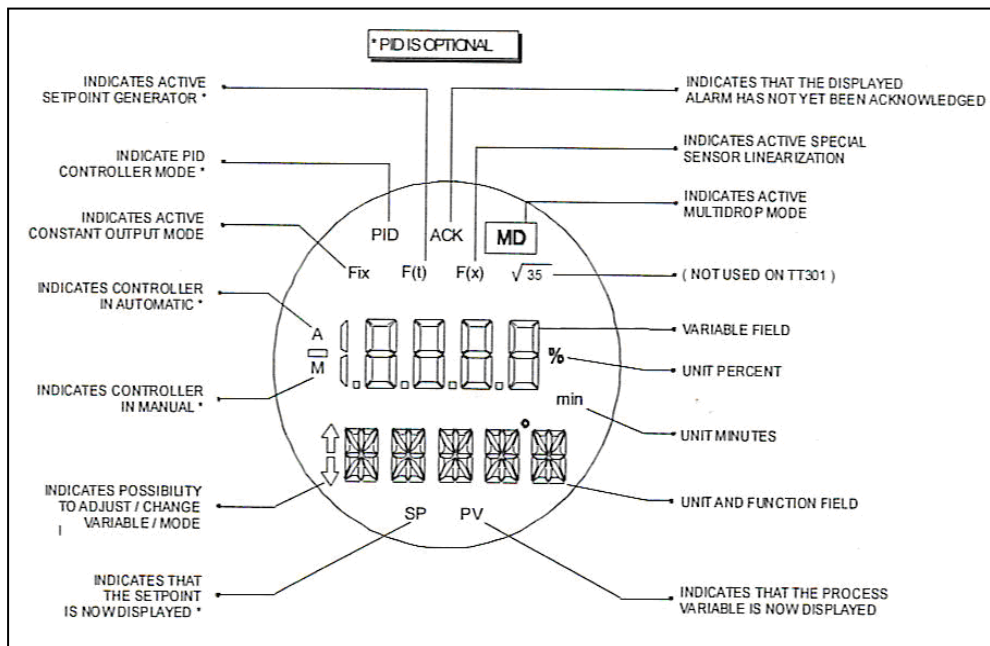


Figura 1.46. Pantalla del transmisor TT 301.

1.8.3.4 Modalidad de Monitoreo.

Durante el funcionamiento normal, el TT 301 opera en la modalidad de monitoreo (monitoring). En esta modalidad, las señales alternan entre las variables primaria y secundaria, según la configuración del usuario. El visor indica unidades técnicas, valores y parámetros, simultáneamente con la mayoría de los indicadores de estado. La modalidad de monitoreo se interrumpe cuando el usuario completa el ajuste local o para activar alarmas o indicar errores y mostrar otros mensajes

El visor incluye un campo con 4½ dígitos numéricos, un campo con 5 dígitos alfanuméricos y un campo con informaciones conforme se ve en la Figura 1.47.

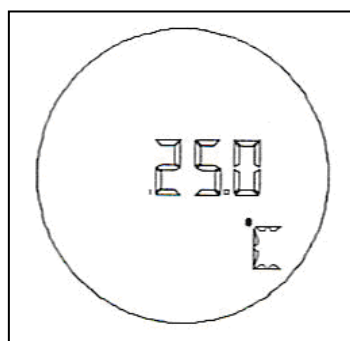


Figura 1.47. Modo en monitoreo del TT 301.

1.8.4 Transmisor Inteligente de Presión LD 291.

El LD 291 es un transmisor de presión inteligente para la medición diferencial, manométrica y absoluta. El transmisor se basa en un sensor capacitivo probado en el campo, que ofrece un funcionamiento seguro y alto rendimiento. La tecnología digital que se usa en el LD 291 permite seleccionar varios tipos de funciones de transferencia, una fácil interfaz entre el campo y la sala de control, y algunas características que reducen notablemente los costos de instalación, operación y mantenimiento.

Aunque el transmisor sea prácticamente insensible a las vibraciones, debe evitarse la instalación cerca de bombas, turbinas u otros equipos muy vibratorios.

En caso de ser inevitable, instale el transmisor en una base sólida y utilice tubos flexibles que no transmitan vibraciones.

En el anexo G, se detalla el diseño y funcionamiento de software y hardware del transmisor LD 291.

1.8.4.1 Descripción Funcional del Sensor Capacitivo.

Los Transmisores de Presión Inteligentes Serie LD 291, usan los sensores capacitivos (células capacitivas) como elementos detectores de presión, como se muestra en la Figura 1.48.

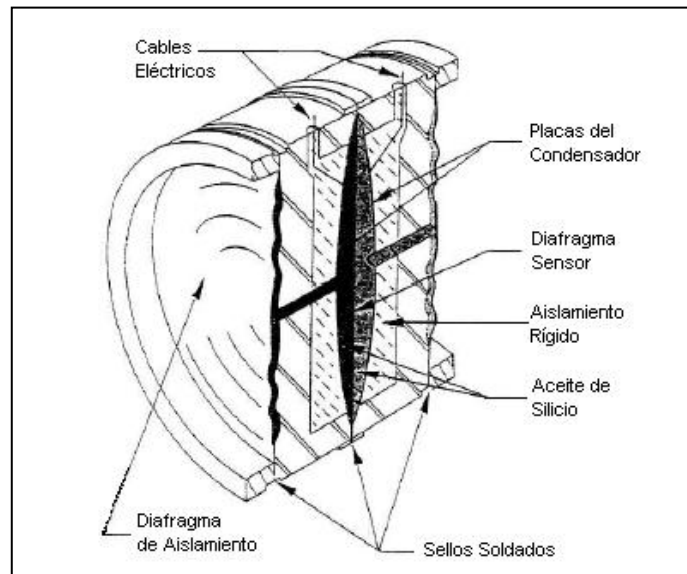


Figura 1.48. Sensor Capacitivo.

Los elementos capacitivos se basan en el principio que establece que un condensador variara su capacitancia al desplazarse una de sus placas. En este caso, una de las placas, la móvil, estará conectada mecánicamente a un elemento elástico, de tal forma que podemos establecer un puente de Wheastone capacitivo, cuyas características son más estables que las del elemento resistivo, sin embargo, como todos los anteriores sistemas sigue siendo sensible a las vibraciones.

1.8.4.2 Pantalla del Transmisor LD 291 (Display).

Puede alternar entre dos variables, según la configuración de la opción DISPLAY. El indicador de cristal líquido puede mostrar una o dos variables, que pueden ser seleccionadas por el usuario. Si son dos variables, el visor las mostrará alternadamente con un intervalo de 3 segundos.

El visor incluye un campo con 4½ dígitos numéricos, un campo con 5 dígitos alfanuméricos y un campo con informaciones, conforme se ve en la Figura 1.49.

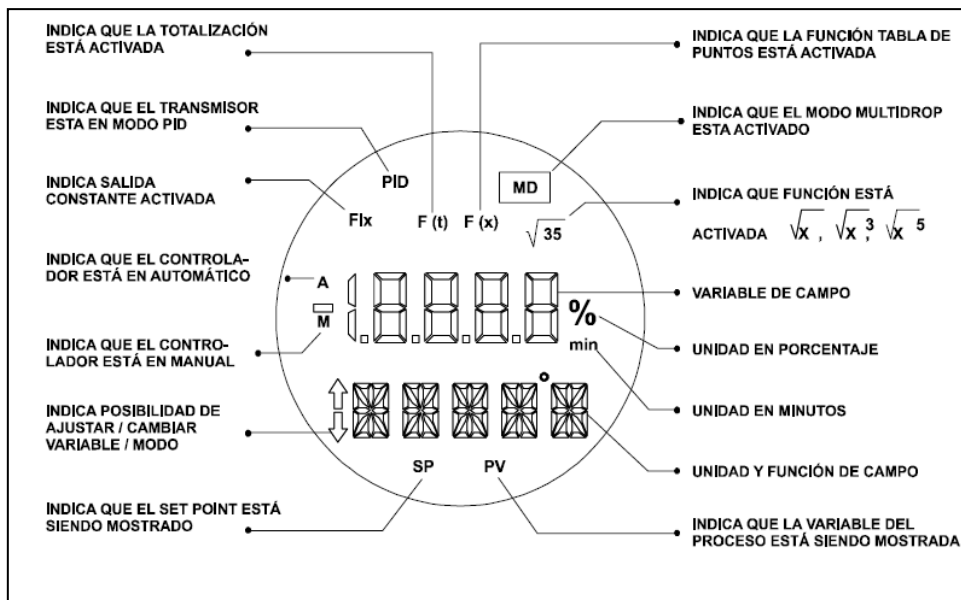


Figura 1.49. Pantalla del transmisor LD 291.

1.8.4.3 Modalidad de Monitoreo.

Durante el funcionamiento normal, el LD 291 opera en la modalidad de monitoreo (monitoring). En esta modalidad, las señales alternan entre las variables primaria y secundaria, según la configuración del usuario (Ver fig. 1.50). El visor indica unidades técnicas, valores y parámetros, simultáneamente con la mayoría de los indicadores de estado. La modalidad de monitoreo se interrumpe cuando el usuario completa el ajuste local o para activar alarmas o indicar errores y mostrar otros mensajes

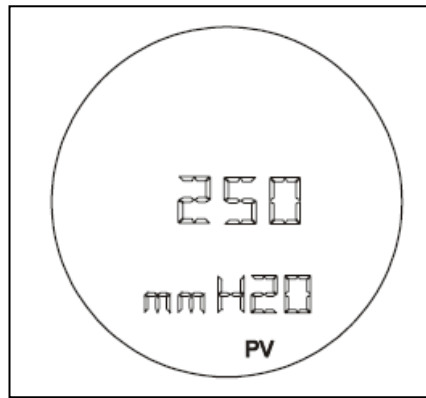


Figura 1.50. Monitoreo del LD 291.

1.9 INGENIERÍA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.

Como norma general un proyecto de instrumentación consiste en generar la ingeniería necesaria para poder:

- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento de los Instrumentos Locales y remotos para poder capturar las variables del proceso.
- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento del Sistema de Control para poder manejar el proceso.
- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento de los Instrumentos de Control para poder modificar las variables del proceso.
- Definir, especificar, comprar, instalar, poner en marcha y poder hacer un mantenimiento de los Materiales para poder instalar los instrumentos, sistema de control y elementos de control.

Un proyecto de Instrumentación y Control consta principalmente de tres partes bien diferenciadas:

- Ingeniería conceptual.
- Ingeniería del Sistema de Control (Detalle).
- Ingeniería de Montaje o Instalación (As Built).

Cada una de ellas va enfocada a una misión determinada, estando la última ligada a la ejecución de las dos anteriores.

Para poder llegar a ejecutar correctamente las tres partes antes mencionadas, es muy importante partir de unas bases que no siempre están totalmente disponibles, y que deben proceder de otras especialidades o del cliente final.

La documentación habitual de partida suele ser:

- Ingeniería básica y bases de diseño
- Especificaciones de cumplimiento del usuario final y normas locales de cumplimiento.
- P&ID's (Diagrama mecánico de tuberías e instrumentos - Piping and Instrumentation Diagram).
- Hojas de datos de proceso.
- Planos de implantación de tuberías y equipos.
- Especificaciones de tuberías.
- Planos de clasificación de áreas peligrosas.

1.9.1 Ingeniería Conceptual.

Esta parte de la ingeniería comprende la parte relacionada con el análisis del proyecto y sirve para generar los documentos básicos para llevar el control de la instrumentación, así como generar la documentación necesaria para la compra de los instrumentos.

Los documentos que habitualmente se incluyen en esta parte suelen ser:

- Criterios de diseño generales de Instrumentación.
- Criterios de diseño generales de Control.
- Criterios de diseño generales de Instalación.
- Listado de Instrumentos.
- Plano de Arquitectura del Sistema de Control.

- Especificaciones Técnicas de Instrumentos.
- Hojas de datos de Instrumentos.

Dentro de este apartado también existen una serie de actividades que deben ser realizadas por el ingeniero de Instrumentación, tales como:

- Planificación de la parte correspondiente de Ingeniería.
- Seguimiento de los avances de Ingeniería.
- Realización del listado de documentos.
- Aporte de datos y comentarios a P&ID's.
- Coordinación con otros departamentos (proceso, electricidad, etc.).
- Apoyo a contratación.

1.9.2 Ingeniería del Sistema de Control.

Esta parte de la ingeniería comprende la parte relacionada con la información necesaria para poder ejecutar todo el trabajo relacionado con el Sistema de Control.

El Sistema de Control puede tener diferentes tipologías, dependiendo estas de muchos factores, siendo entre otros uno de los importantes el tamaño de la instalación.

El objetivo es crear una serie de documentos para poder comprar, integrar, suministrar, probar y poner en operación el sistema de control.

Los documentos que habitualmente se incluyen en esta parte suelen ser:

- Especificación técnica del Sistema de Control.
- Lista de Entradas/Salidas para el Sistema de Control.
- Base de datos del Sistema de Control.
- Diagramas de Control.
- Diagramas funcionales.

- Diagramas Lógicos.
- Definición de las comunicaciones con otros sistemas.
- Planos de implantación de cuadros de control y estaciones de operación.
- Esquemas de Interconexión del Sistema de Control.

Dentro de este apartado también existen una serie de actividades que deben ser realizadas por el ingeniero de Instrumentación, tales como:

- Asistencia al cliente para la selección de la tecnología a utilizar.
- Estudios de mercado de posibles tecnologías.
- Seguimiento del suministro del sistema de control.
- Asistencia a Pruebas en fábrica (FAT) y campo (SAT).
- Aprobación de documentación del suministrador.
- Seguimiento de los avances de Ingeniería.

1.9.3 Ingeniería de Montaje o Instalación.

Esta parte de la ingeniería comprende la parte relacionada con la información necesaria para poder ejecutar todo el montaje e instalación de todo lo relacionado con los instrumentos, el Sistema de Control y la unión entre ellos. Es decir, desde la captura de la variable de proceso a medir hasta su llegada al Sistema de Control, así como el poder llevar la salida del Sistema de Control hasta el elemento final.

El objetivo es crear una serie de documentos para poder especificar, comprar, e instalar lo anteriormente indicado.

Los documentos que habitualmente se incluyen en esta parte suelen ser:

- Especificación técnica de Montaje.
- Esquemas de conexionado a proceso.
- Esquemas de conexionado neumático.
- Planos de implantación de instrumentos.

- Planos de implantación de cajas y rutados de caminos de cables.
- Hojas de datos de cables.
- Esquemas de conexionado.
- Listas de cables de Instrumentación.
- Listas de materiales.

En el Anexo H, se adjuntan los planos de la documentación desarrollada en la Ingeniería As Built del proyecto de tesis “Automatización de una Unidad de Custodia de Transferencia Automática (LACT) para la medición de petróleo mediante la puesta en servicio de un computador de flujo.”

1.9.4 Relación con otras Especialidades.

La especialidad de instrumentación y control, requieren de una relación y coordinación con el resto de las especialidades de un proyecto de ingeniería.

A continuación se da una rápida visión de las relaciones con otras especialidades.

❖ Proceso.

La principal relación con esta especialidad es para:

- Gestionar los P&ID's.
- Conseguir los datos de proceso para especificar los instrumentos.
- Adecuar las descripciones mecánicas para generar los documentos de control.

❖ Implantaciones/Obra Civil.

La principal relación con esta especialidad es para:

- Localización de salas de control, salas eléctricas, salas satélites, etc.

- Implantación de equipos, racks y sistemas para localizar cajas, hacer previsiones de caminos de cables, definir clasificación de áreas, etc.
- Definir caminos enterrados de cables, evitar interferencias con sistemas enterrados, etc.

❖ **Tuberías.**

La principal relación con esta especialidad es para:

- Definición del documento de conexiones a proceso.
- Definición de materiales y condiciones para instrumentos.
- Definición y coordinación de la localización de los instrumentos en las tuberías.
- Localización de los instrumentos en los planos de tuberías para hacer planos de implantación de instrumentos.

❖ **Electricidad.**

La principal relación con esta especialidad es para:

- Definición de criterios de alimentación a instrumentos y cuadros de control.
- Definición de criterios para cableado (tipos de cables, tierras, cajas, etc.).
- Definición de límites de responsabilidad en sistemas indeterminados (cableado de sondas de motores, cableado entre sistema de control, etc.).
- Coordinación para rutados de cables.

CAPÍTULO II

CONFIGURACIÓN Y MONTAJE DE OMNI

2.1 CONFIGURACIÓN DEL COMPUTADOR DE FLUJO.

La automatización del proceso de medición para la fiscalización y transferencia de custodia del crudo, se basa en la utilización del Computador de Flujo como medio para controlar y monitorear la transferencia. Por lo que el proyecto se define en una estructura básica que se presenta a continuación en la figura 2.1.

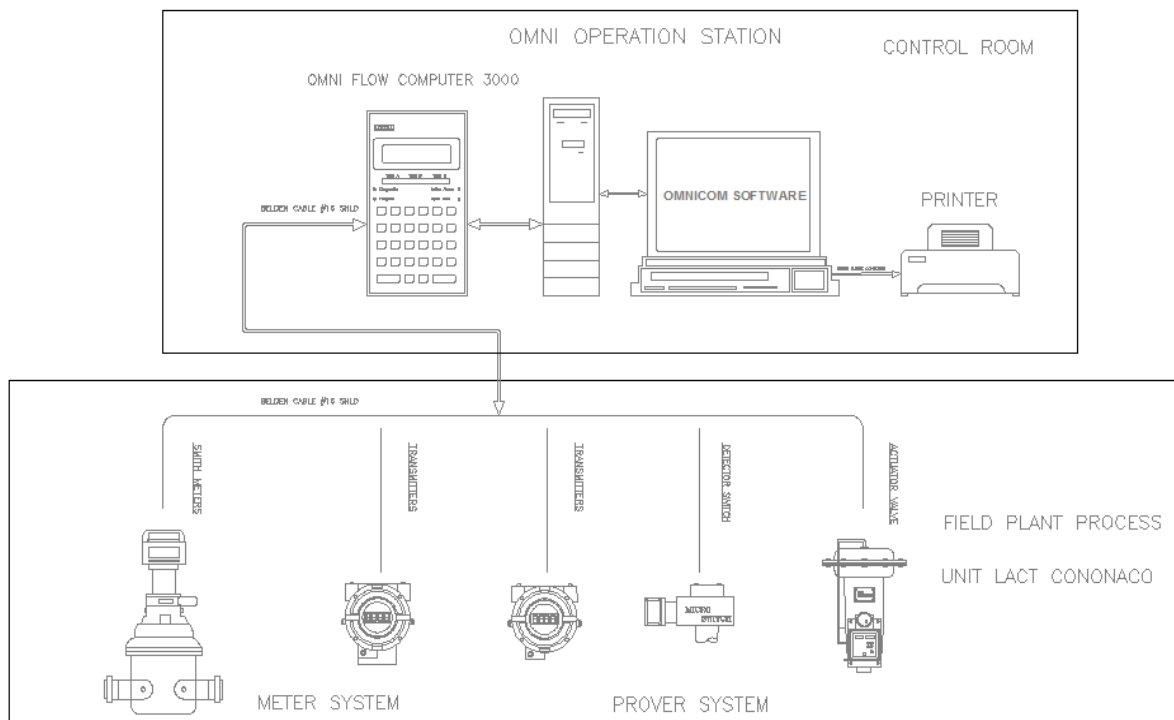


Figura 2.1. Estructura del proceso de medición.

La configuración del computador de flujo Omni 3000, esencialmente radica en la asignación específica de las señales de entrada y salida para la conexión de los dispositivos e instrumentos de campo a ser ingresados en el computador a través de los módulos de entradas y salidas O/I, el ingreso de los datos, parámetros de operación requeridos por el software y requerimientos de comunicación.

Para la configuración del computador de flujo se utilizó el software OmniCom versión 1.27, pero también se la puede realizar desde el Panel Frontal del Computador de Flujo.

2.1.1 Descripción del Software OmniCom.

Omnicom es un programa de configuración para computadores personales que se usa con los computadores de flujo Omni. Diseñado alrededor del sistema operativo Omni, emula la entrada de datos por teclado, requerida para configurar los computadores y los controladores de flujo Omni 3000 y 6000. Los menús desplegables a todo color y las pantallas de ayuda de entrada sensible, guían al usuario de manera rápida a través de un procedimiento de configuración de entradas y salidas. La configuración puede ser tratada fuera de línea, archivada y transmitida al computador de flujo a medida que es necesitada.

Omnicom ha sido diseñado para el uso sencillo y diario. Los valores se presentan en unidades americanas. También se han incorporado límites de seguridad que inhiben la posibilidad de errores graves que pueden cometerse en la entrada de datos críticos de configuración.

En el modo “fuera de línea” los datos de configuración para medidores y transductores pueden ser ingresados con antelación y transmitidos posteriormente al Omni. La entrada lógica Booleana sencilla, de expresiones matemáticas y de puntos de control, permiten que el computador de flujo funcione como un pequeño controlador lógico programable (PLC) y como un controlador de derivadas de integrales proporcionales (PID) de cuatro bucles (loops) para el controlador de flujo y presión.

- **Configuración para sistemas supervisores de control y adquisición de datos.**

Omnicom le permite al usuario predefinir o modificar tres paquetes de datos, que totalizan 48 grupos diferentes de datos dentro del computador de flujo, para una respuesta rápida por parte del sistema SCADA anfitrión, en la interrogación de mensajes simples.

Omnicom hace posible obtener acceso a uno o varios computadores de flujo por estación de medición. La capacidad del Omni para comunicarse por vía de multipuertos, permite el acceso de manera concurrente a los computadores y al enlace SCADA sin que esto afecte la comunicación crítica con los aparatos anfitriones.

Las contraseñas para la comunicación serial, sumado a tres niveles adicionales de acceso por contraseña vía del teclado, proveen toda la seguridad que jamás se necesitará.

- **Acceso a datos y modificaciones en línea.**

El acceso remoto en tiempo real con módem, mediante la característica de discado automático de OmniCom, o conexiones seriales directas, permiten tener acceso a datos y realizar modificaciones en línea.

En comunicaciones reales, OmniCom soporta las velocidades de transferencia de datos que oscilan entre 1.200 y 38.400 baudios. Informes diarios y datos almacenados históricos y en archivo pueden ser recuperados y guardados en disco.

- **Rutinas operacionales auxiliares.**

OmniCom permite visualizar en pantalla el cotejo de las entradas y salidas físicas, con sus respectivas asignaciones realizadas por vía del software, y los diagramas del cableado para las conexiones de instrumentos. También pueden ejecutarse tareas del control del operador, tales como medición de lotes (batching) y comprobación (proving). El diagnóstico de cada punto entrada/salida puede leerse para determinar el nivel de la señal. Una rutina simuladora del panel frontal del Omni, permite controlar y vigilar a los computadores de flujo en forma remota.

Representaciones en pantalla en tiempo real pueden verse localmente, mientras se mantiene un control total del teclado remoto.

- **Informes a la medida.**

En OmniCom se proveen ejemplares de plantillas de informes del computador de flujo, cuyos formatos estándar pueden ser modificados conforme a las necesidades particulares. Solamente se poseen comandos simples de edición de texto.

Pantallas de ayuda definibles por el usuario, las pantallas de OmniCom pueden ser modificadas a conveniencia y según las preferencias personales.

Un editor de pantalla permite escalar y posicionar ventanas, al igual que agregar, eliminar o editar texto en cualquier idioma.

2.1.2 Requerimientos de Configuración.

Para este proyecto los requerimientos básicos de configuración para la conexión de los instrumentos de campo y para la puesta en servicio del computador de flujo Omni 3000 son los siguientes:

- **Entradas de pulsos.**

Estos son generados por el transmisor de pulsos instalado en el medidor y representan la cantidad de volumen de crudo que ha atravesado por el mismo, se requieren de dos entradas (dos medidores), estos pulsos ingresan al computador y son contabilizados como volumen de acuerdo al K factor del medidor, este factor indica el número de pulsos por unidad de barril.

- **Entradas analógicas.**

En estas señales son de 4-20mA, provenientes de los transmisores de presión y temperatura, tanto del sistema de medición como del sistema de prueba. La presión y temperatura son utilizadas para calcular los factores de corrección volumétricos en el computador de flujo.

- **Entrada de conmutadores detectores del probador.**

Esta entrada se utiliza para el ingreso de la señal de los switches detectores del sistema de prueba que detecta el paso de la esfera enviando un contacto seco al computador.

- **Salidas digitales de control.**

Estas son señales de salida de control para el actuador de la válvula de cuatro vías, enviadas por el computador con el fin de invertir el giro del motor para abrir y cerrar la válvula del sistema de prueba.

- **Puerto para comunicación.**

Para la interfase de comunicación con la PC (computador portátil), para un manejo y acceso más versátil y sencillo de los datos de operación y configuración.

2.1.3 Configuración en Base a los Parámetros y Requerimientos del Proceso.

Acorde a las características del computador se dispone de módulos de I/O para la conexión de las variables del proceso y la selección de los canales de entrada y salida, la asignación de estos se realiza en base a los requerimientos del cliente para el proceso de medición de la unidad LACT y las especificaciones técnicas de Omni para la configuración y asignación de las señales de entradas y salidas.

A continuación se muestran las pantallas del proceso de configuración y programación del computador de flujo realizado en el software OmniCom.

2.1.3.1 Configuración General.

La configuración del Omni 3000, se inicia con la selección de la lista de los equipos a ser utilizados para el proceso (figura 2.2), entre estos tenemos:

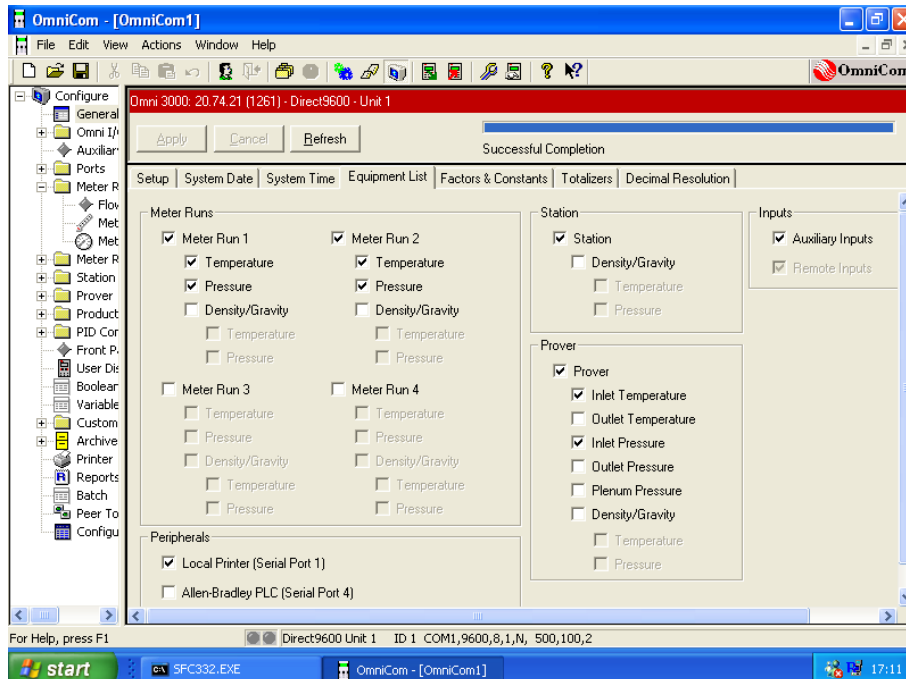


Figura 2.2. Configuración General.

Dos medidores (**Meter Run 1** y **Meter Run 2**) con una entrada de presión y temperatura para cada uno, este computador solamente permite la conexión de dos medidores. **Station**, para la habilitación y configuración de los contadores mecánicos (A, B y C) correspondientes a cada medidor. **Prover** para el ingreso de las señales de los instrumentos asociados al probador, con una entrada de presión y temperatura. **Entradas Auxiliares**, para opciones de usuario.

2.1.3.2 Módulos de entrada/salida O/I.

El computador de flujo utilizado, se configura de acuerdo a los módulos de entradas y salidas disponibles (figura 2.3), Así:

- Un módulo de entradas y salidas de procesos I/O tipo B, con cuatro entradas de proceso (1-4) y una salida analógica (1).
- Un módulo de entradas y salidas de procesos I/O tipo E, con cuatro entradas de proceso (5-8) y dos salidas analógicas (2-3).
- Un módulo de entrada y salida (I/O) digital.
- Un módulo de I/O Serial.

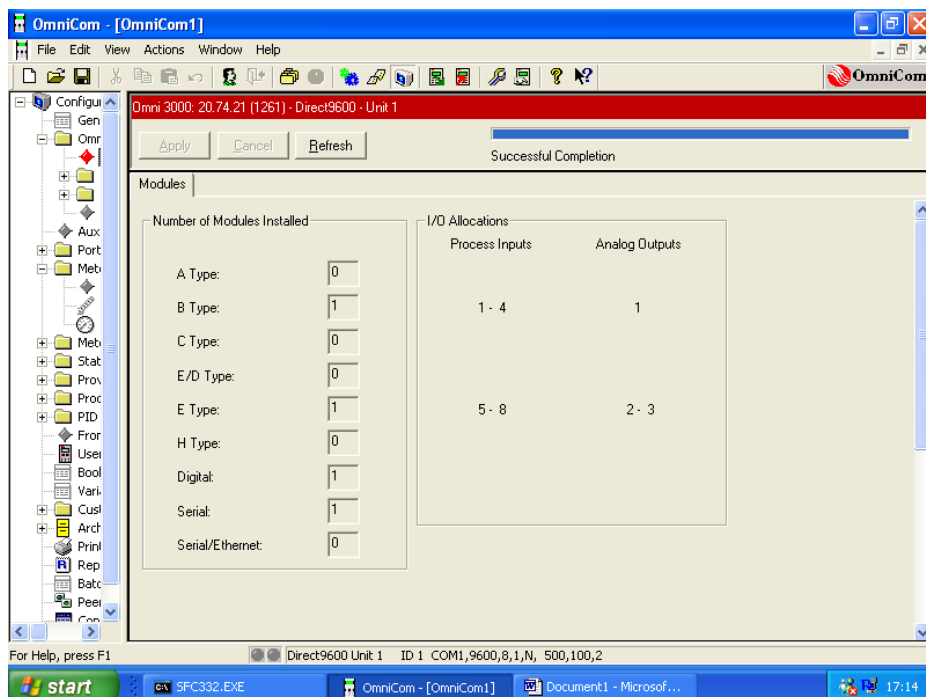


Figura 2.3. Módulos de entrada/salida.

En este punto se considera las capacidades y características de cada canal de los módulos de entradas y salidas I/O indicados en el ITEM 1.7.6.3, tabla 1.3, capítulo I. Donde se detalla el tipo de la señal de entrada que acepta el módulo para la asignación y conexión de los instrumentos de campo del proceso.

➤ **Módulo de entrada y salida I/O digital.**

Se dispone de un módulo de entradas/salidas digital, que proporciona 12 puntos terminales de I/O digitales, cada punto capaz de ser configurado como una entrada o salida.

En este caso, se configuró una entrada digital (digital 1) para el ingreso de la señal de estado de los switch detectores de la esfera del sistema de prueba (figura 2.4), con el comentario Position Switch.

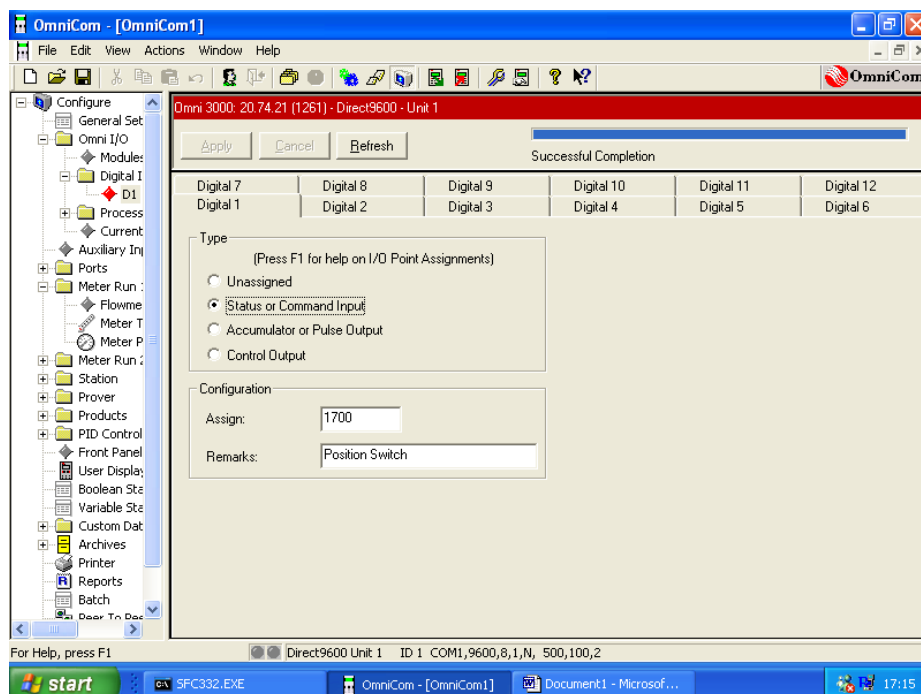


Figura 2.4. Configuración del módulo de I/O digital.

Se configuró una salida digital (digital 11) como señal de control para la válvula de cuatro vías del sistema de prueba con el comentario DIRECT (figura 2.5), que representa el giro del actuador de la válvula en un sentido.

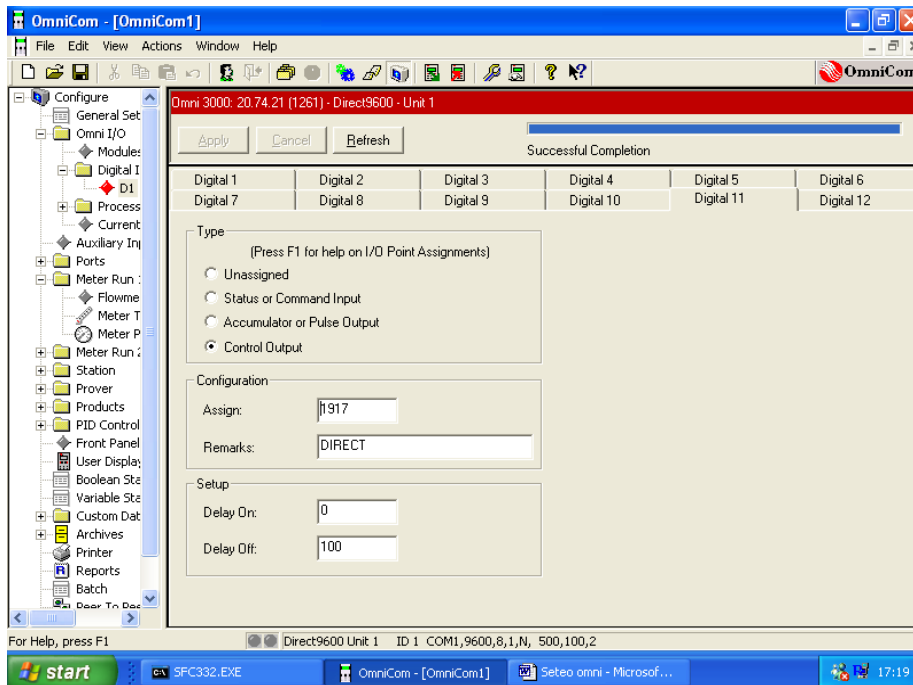


Figura 2.5. Configuración del módulo de I/O digital.

Se configuró una salida digital (digital 12), como señal de control para la válvula de cuatro vías del sistema de prueba con el comentario REVERSE (figura 2.6), que representa el giro del actuador de la válvula en el otro sentido.

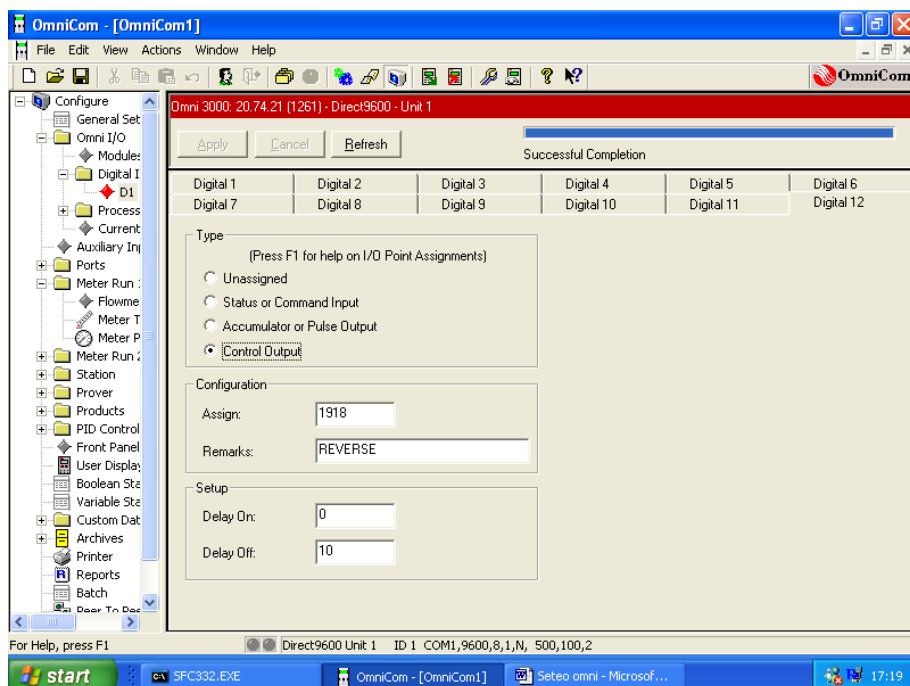


Figura 2.6. Configuración del módulo de I/O digital.

➤ **Módulo de entradas y salidas I/O de procesos.**

En el módulo tipo B (canal B-1), se configuró una entrada de proceso de tipo analógica (Process Input 1), donde se asignó el transmisor de temperatura del sistema de prueba (prover) con el TAG²⁶ (norminativo) TT-100 y una la entrada de proceso de tipo analógica (Process Input 2), donde se asignó el transmisor de presión del sistema de prueba con el TAG PT-100.

También se establece los límites para la activación de una alarma cuando los valores sensados por el transmisor de temperatura salen fuera del rango de operación definido (figura 2.7) con un valor de override de 85 °F, que sustituye a la señal de entrada B-1 cuando el instrumento no este conectado.

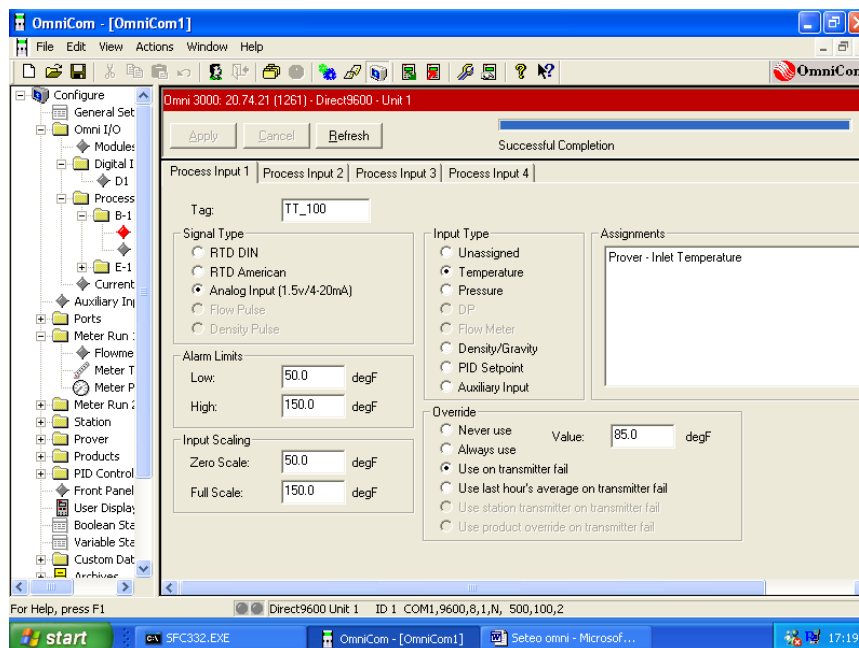


Figura 2.7. Configuración del módulo tipo B.

En el módulo tipo E (canal E-1), se configuró una entrada de proceso de tipo analógica (process input 5), donde se asignó el transmisor de temperatura del sistema de medición con el TAG TT-101 (fig. 2.8) y una entrada de proceso de tipo analógica (process input 6), para el transmisor de presión TAG PT-101.

²⁶ Número de identificación típica del instrumento.

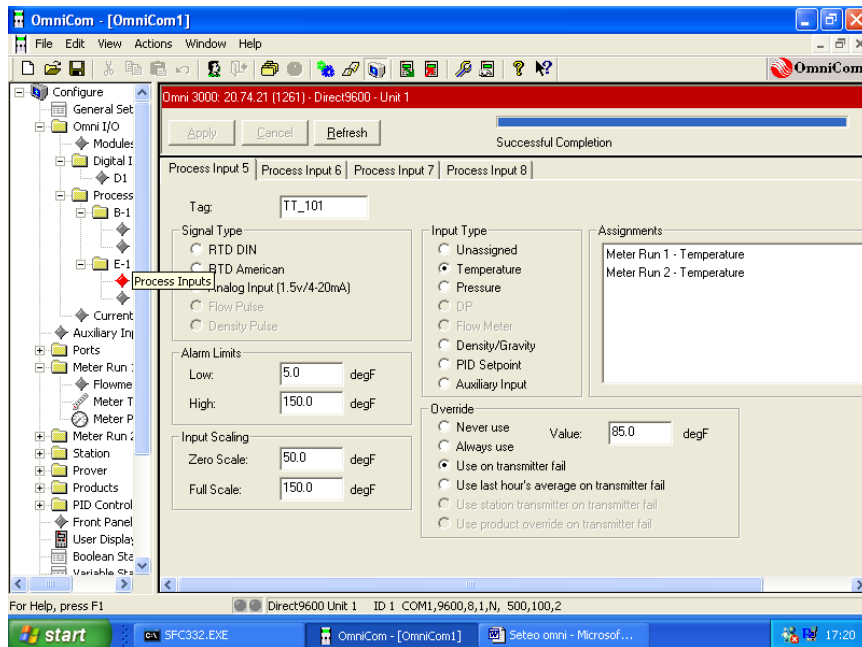


Figura 2.8. Configuración del módulo tipo E.

Para la configuración de la señal del transmisor de pulsos del medidor 1 (Meter Run 1), se asignó una entrada de procesos que acepte la señal de pulsos (input # 3, flow pulses, process input 7), con el Tag FT_101 e ingresando la información requerida del medidor (figura 2.9).

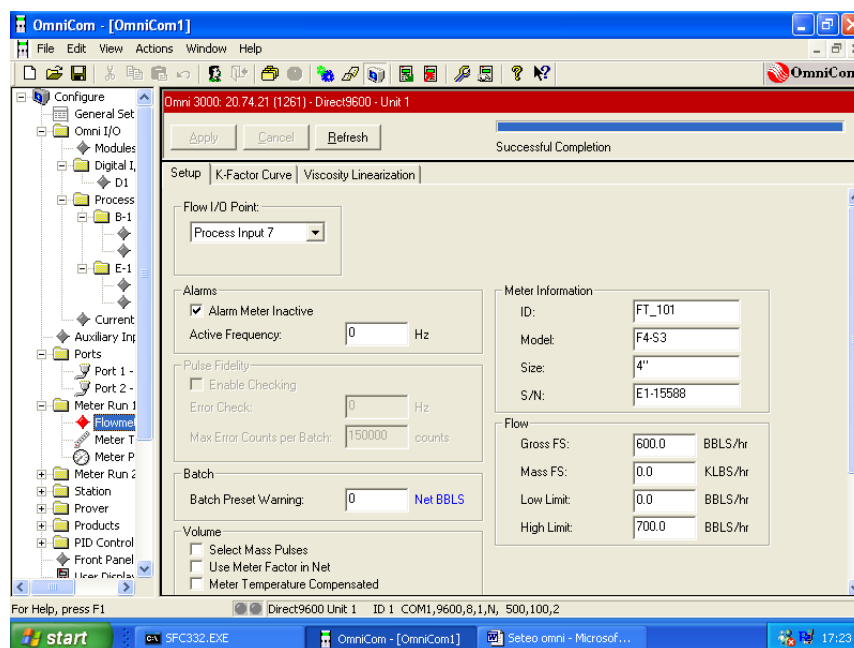


Figura 2.9. Configuración del medidor 1.

Para el medidor 2 (Meter Run 2), se asignó una entrada de pulsos (input # 4, flow pulses, process input 8) con el Tag FT-102 (Figura 2.10).

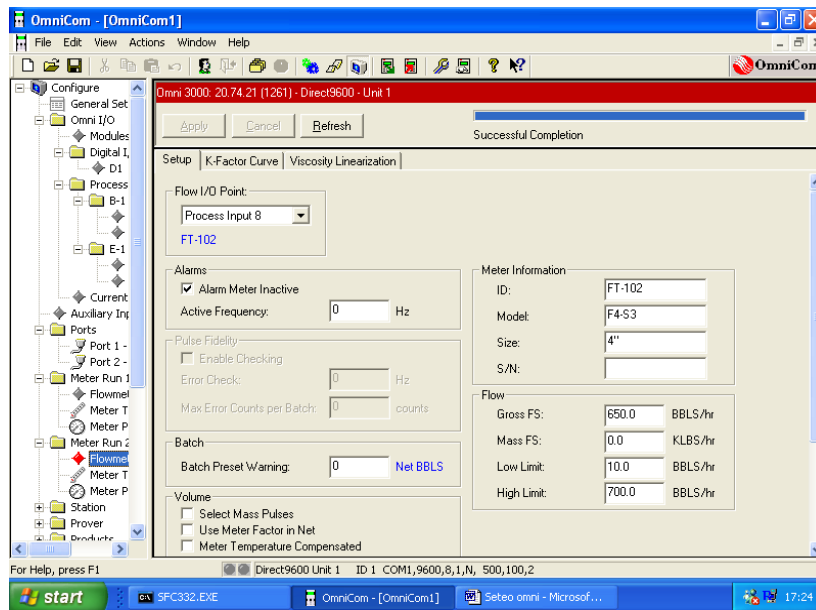


Figura 2.10. Configuración del medidor 2.

Una vez configurados los módulos de entradas y salidas de procesos (B y E) la configuración queda como se muestra en la figura 2.11.

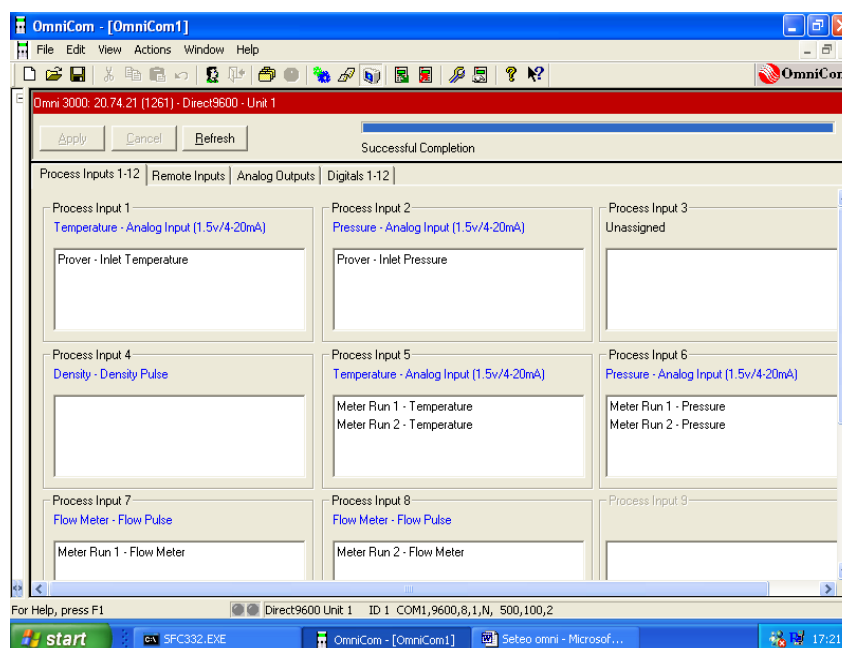


Figura 2.11. Configuración de los módulos B y E.

2.1.3.3. Configuración del Módulo de Comunicación Serial.

Se selecciona el protocolo de comunicación entre el computador de flujo y la PC.

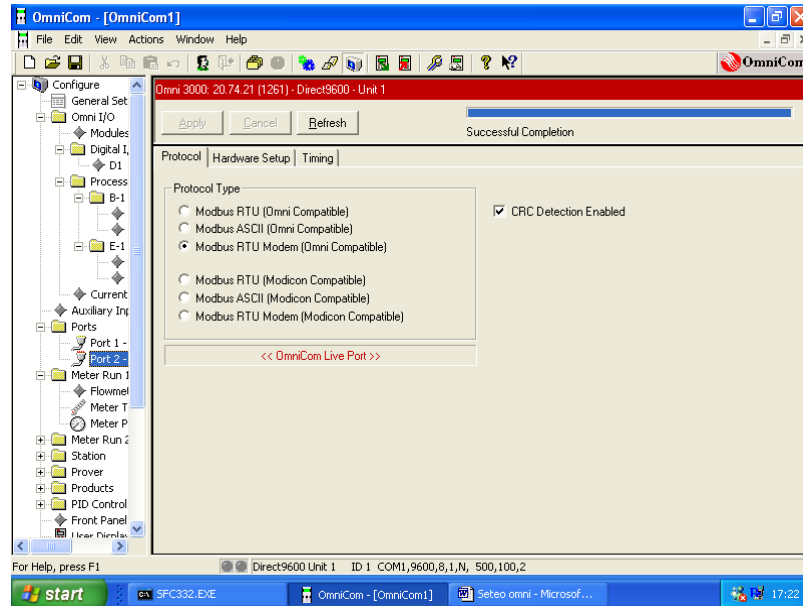


Figura 2.12. Configuración del protocolo de comunicación.

Se selecciona el hardware (impresora) a ser utilizado para el puerto

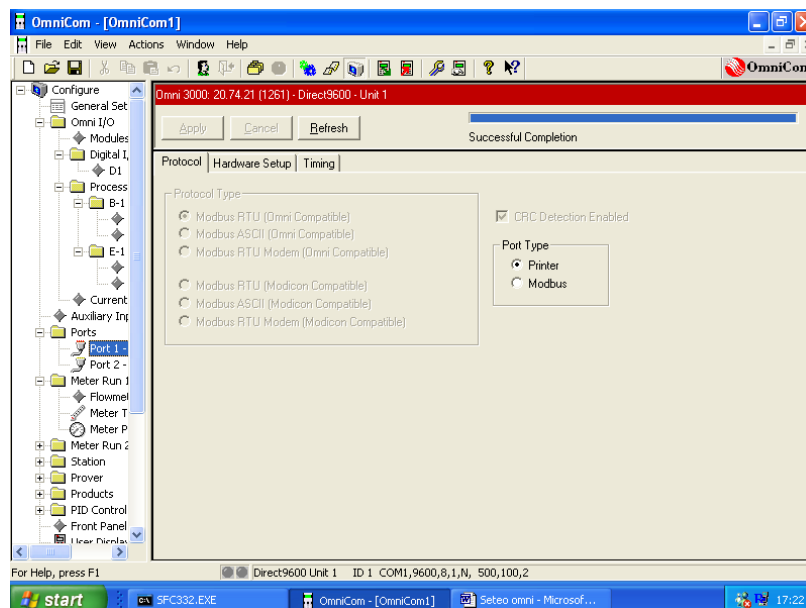


Figura 2.13. Configuración del puerto 1.

2.1.3.4 Configuración para el Prover.

Se selecciona el tipo de probador que se utiliza en la unidad LACT, en este caso es un probador de tubería Bi-direccional.

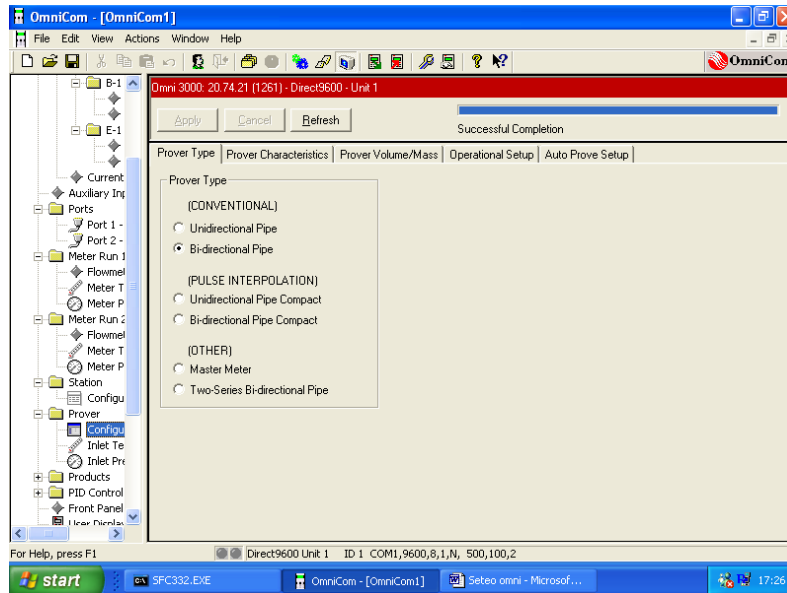


Figura 2.14. Selección del tipo de probador.

Ingresamos las características de diseño y construcción del probador, utilizados para los cálculos de los factores de corrección volumétricos.

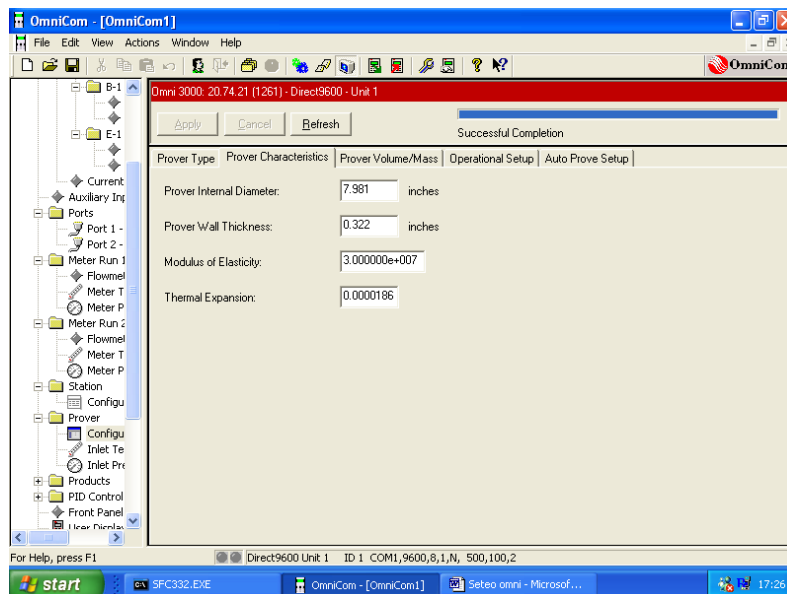


Figura 2.15. Características de diseño del probador.

Se ingresan los datos de calibración y volumen base del probador.

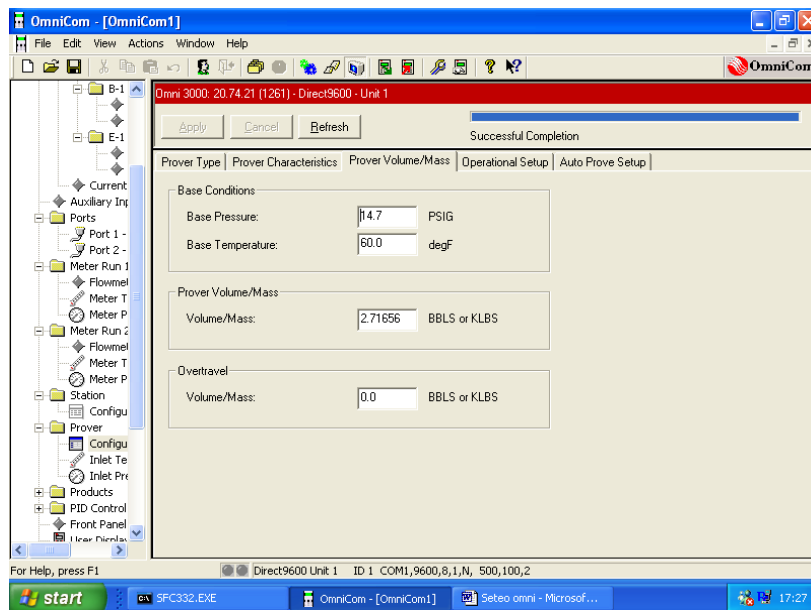


Figura 2.16. Volumen y condiciones base del probador.

Se ingresa el número de corridas recomendadas para el sistema de prueba (cinco), el tiempo para detectar la inactividad de las corridas (60seg) y el tiempo para tomar las lecturas de pulsos del medidor (10seg).

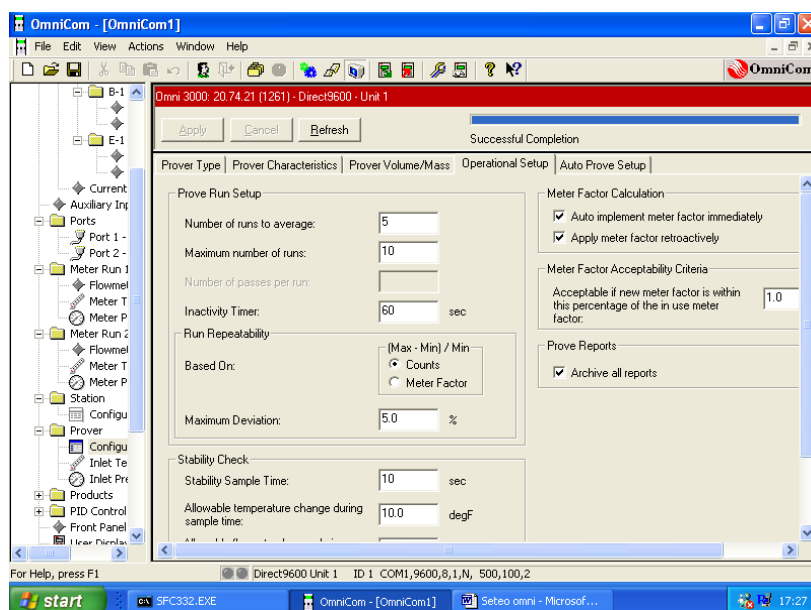


Figura 2.17. Operación del probador.

2.1.3.5 Configuración de los Contadores Mecánicos.

Se programa los contadores mecánicos que dispone el computador de flujo, de tal manera que el contador A representa al medidor 1.

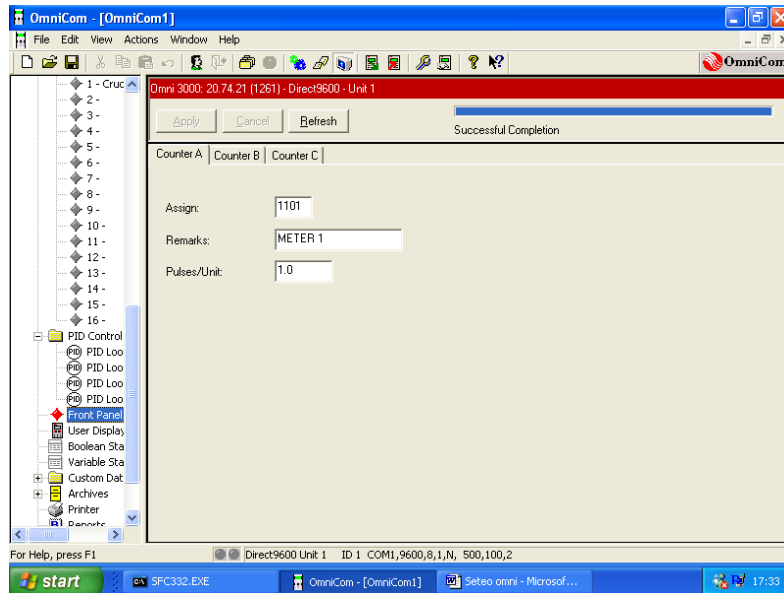


Figura 2.18. Configuración de los contadores mecánicos.

Se asigna el contador B al medidor 2.

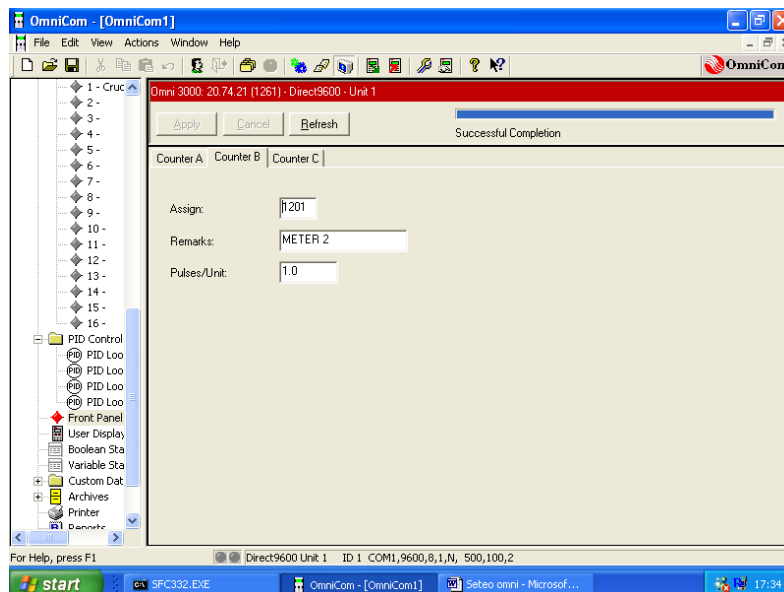


Figura 2.19. Configuración de los contadores mecánicos.

Se asigna el contador mecánico C como totalizador A+B, para la suma de los volúmenes de los dos medidores.

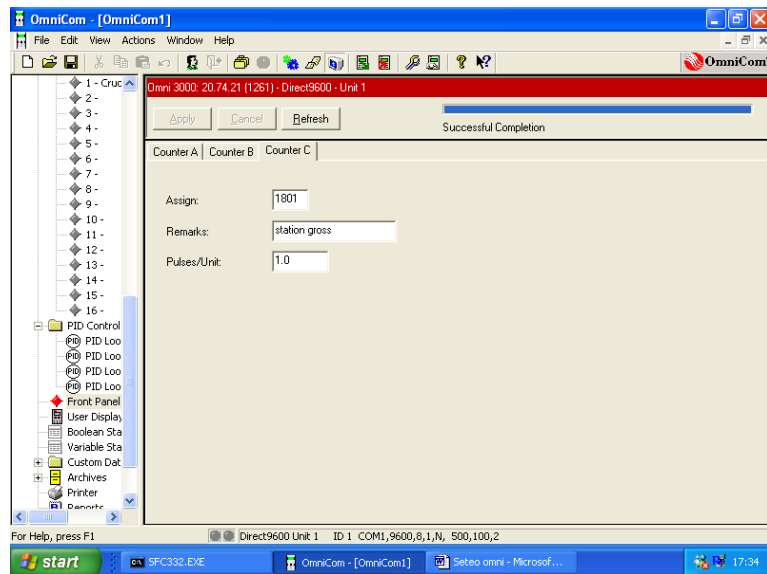


Figura 2.20. Configuración de los contadores mecánicos.

2.1.3.6 Configuración para Reportes de Producción.

Se selecciona la hora de impresión de los reportes diarios y se habilita el tipo de reporte por default.

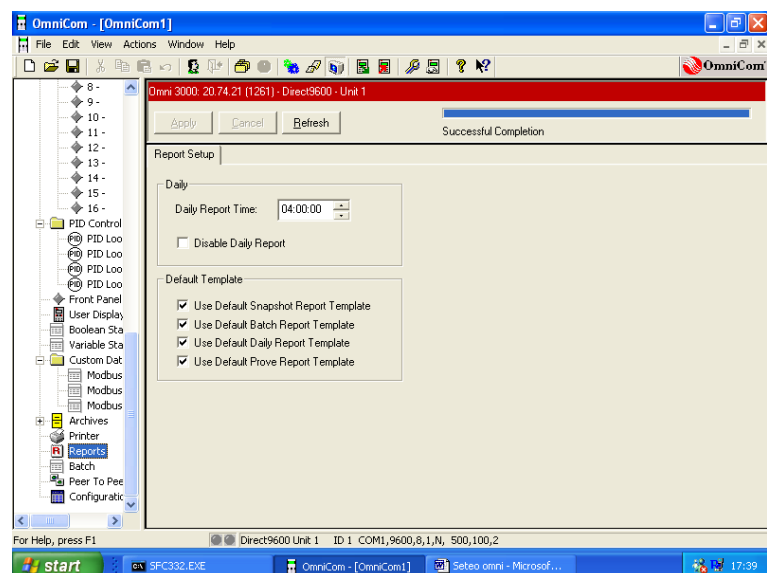


Figura 2.21. Configuración de los reportes.

2.1.3.7 Configuración para Cálculos Volumétricos.

Se ingresa el nombre del producto a registrar y el factor de los medidores 1 y 2.

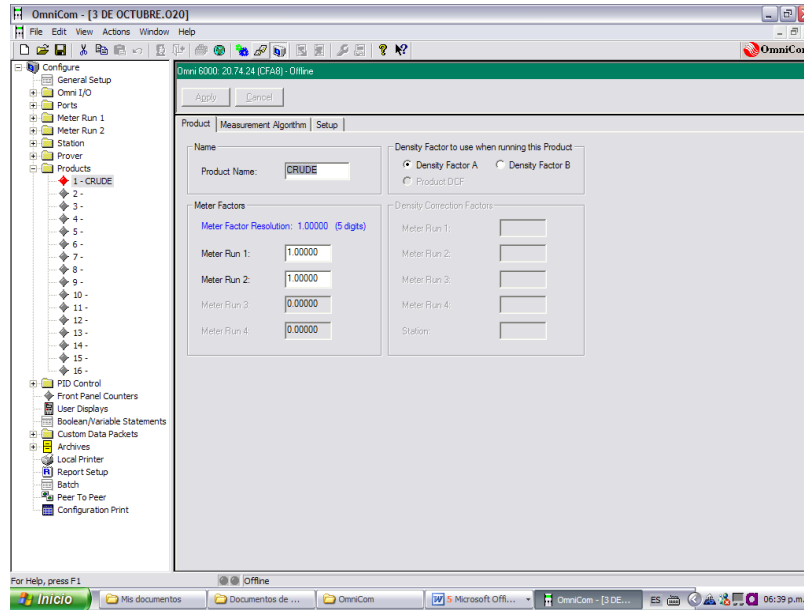


Figura 2.22. Configuración de parámetros de cálculo.

Se selecciona las tablas API del MPMS, Capítulo 11, Tablas de Medición de Petróleo a ser utilizadas por el computador.

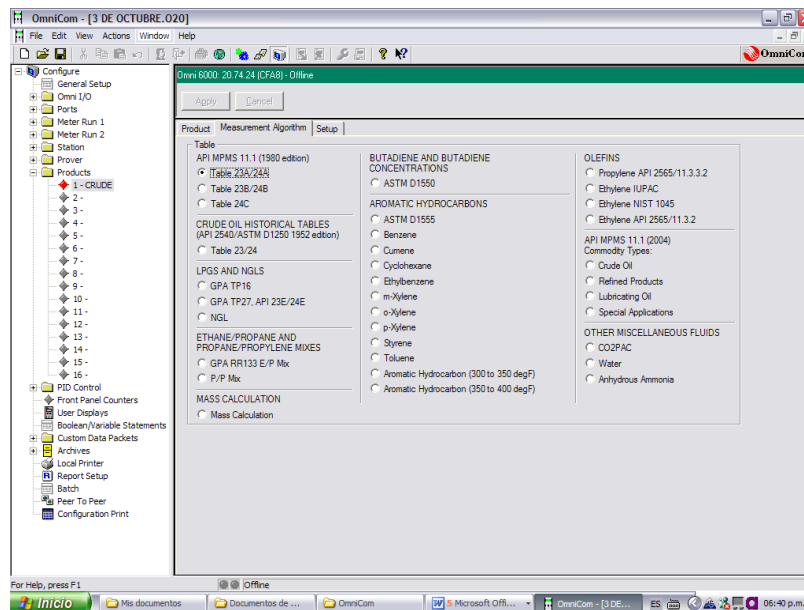


Figura 2.23. Configuración de tablas de medición.

Se ingresan los datos del grado API del crudo que ha sido previamente analizado y determinado en el laboratorio de la unidad LACT.

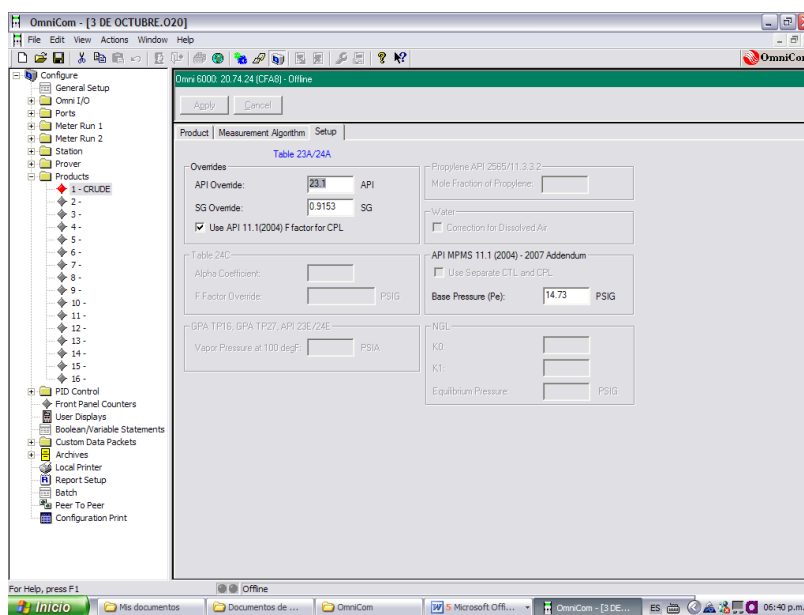


Figura 2.24. Ingreso de grado API del crudo.

Una vez finalizada la configuración en el software OmniCom, se debe conectar en línea (on-line) con el computador de flujo para cargar la programación. La configuración completa cargada en el computador de flujo Omni 3000, se detalla en el anexo I.

2.1.5 Simulación y pruebas del computador de flujo.

El computador de flujo OMNI 3000 fue configurado y probado en el laboratorio de Incopro S.A., con el fin de garantizar el óptimo funcionamiento del equipo antes de ser montado en el campo.

Para la simulación del computador de flujo en primera instancia se envió a construir un panel cuyo diseño este acorde con las especificaciones de seguridad y normas API recomendadas.

Se realizó la instalación de los elementos eléctricos y de protección como rieles DIN, borneras, porta fusibles e interruptores de a.c, en la parte posterior del panel

(caja), con el propósito de que señales de campo no ingresen directamente al computador de flujo, sino a través de un panel de conexiones (junction box) que la hemos denominado JB – 02, como se muestra en la figura 2.25.



Figura 2.25. Panel de conexiones JB - 02.

Se montó provisionalmente el computador de flujo en el panel (caja), para realizar las conexiones necesarias para simulación de los equipos a ser utilizados en la prueba de funcionamiento (fig. 2.26).

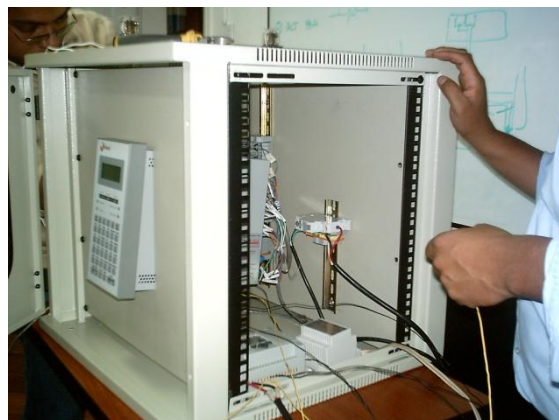


Figura 2.26. Montaje para pruebas.

Se utilizó un PLC (Controlador Lógico Programable) para la simulación de los pulsos de los medidores y de los detectores del probador, para el control del actuador de la válvula de cuatro vías se utilizaron dos relés y por último para las

entradas de los transmisores se requirió una señal de 4-20mA con un calibrador de lazo (fluke 744) en modo de transmisor (fig. 2.27).

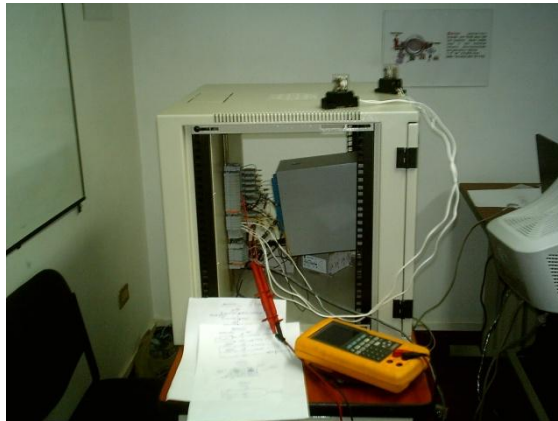


Figura 2.27. Simulación de las señales de campo.

Se utilizó dos computadores, uno para el manejo del PLC y el otro para el manejo de software del computador de flujo OMNI como se muestra la figura 2.28.



Figura 2.28. Simulación y Pruebas.

Después de realizar varias pruebas de funcionamiento mediante la simulación de las señales de entrada y salida del proceso, se pudo concluir en base a los resultados, que el equipo está totalmente operable para registrar, monitorear y controlar el proceso de transferencia en forma automática, para el montaje en campo y para la puesta en servicio.

2.3 MONTAJE DEL COMPUTADOR DE FLUJO.

2.2.1 Actividades Complementarias.

El levantamiento de información de campo, se realizó para determinar el estado de funcionamiento de los equipos, los requerimientos para el montaje y el desarrollo de la ingeniería de básica con el fin establecer las actividades y procedimientos a ser realizadas por la contratista, las mismas que fueron propuestas en la ingeniería básica presentada y aprobada.

La planta requirió de actividades complementarias para la puesta en servicio del computador de flujo, que se presentarán a medida del desarrollo del capítulo.

En la planta existe un panel de conexiones (Junction Box), que en ingeniería se le asignó la nomenclatura (TAG) JB-01. En este panel ingresan todas las señales de los instrumentos de campo, estas conexiones fueron revisadas y probadas, presentándose ciertas falencias debido a los daños producidos por corrosión en el cable, en el trayecto desde los instrumentos al panel y una gran dificultad en la identificación de los instrumentos en las borneras, por lo que entre las actividades que se realizaron fueron el cambio de los cables en mal estado y la reconexión del panel de acuerdo a la ingeniería realizada.

La figura 2.29, muestra los daños producidos por el medio ambiente y la falta de mantenimiento en el cableado.



Figura 2.29. Daños del cable.

Para esto se utilizó los siguientes cables para instrumentación;

- Belden 1030A 1 PR # 16 AWM 300V.
- Belden-M 1031A 1 TR # 16 AWM 300V.

La figura 2.30, muestra el panel de campo JB-01, en el que se realizó la reconexión total, se eliminó conexiones innecesarias, las entradas y salidas de las borneras debidamente identificadas (marquilladas) y se mejoró la presentación del panel con el peinado del cable que se basa en la utilización de tayas y adhesivos para sujetar y distribuir adecuadamente el cable. En el Set de Planos Cabinet Location Plan del anexo H, se detalla la ubicación de las Junction Box de campo.

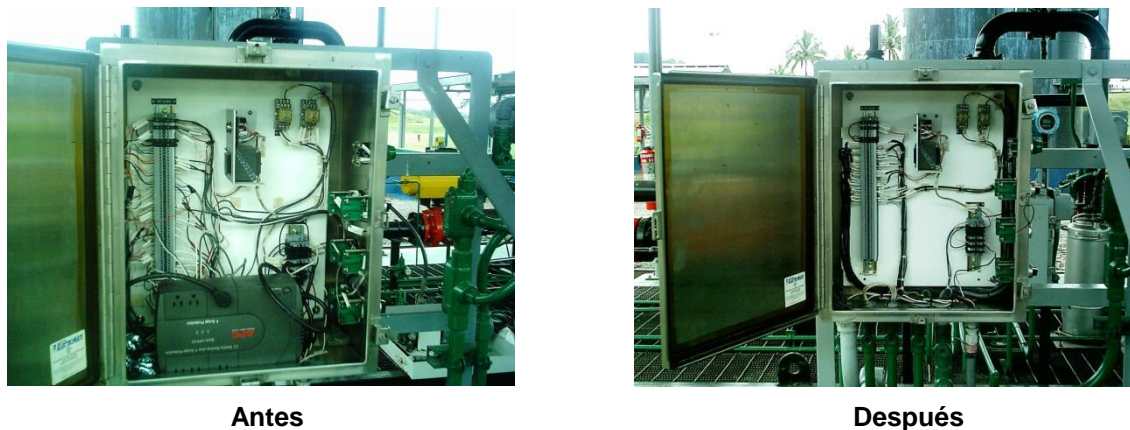


Figura 2.30. Interior del panel de campo JB - 01.

El detalle de los componentes y conexiones del panel JB-01, se encuentran en el Set de Planos Control Panel Layout y la ruta de cables desde los instrumentos al panel se encuentran en el Set de Planos Cable Routing Plan en el anexo H.

Desde este panel se dirigen todas las señales por medio de tubo conduit hacia el panel JB – 02, que será ubicado en el cuarto de control (ver fig. 2.31).

Para el montaje de los instrumentos previamente fue necesaria la elaboración de una ingeniería de detalle, cuyos documentos son la base para la instrumentación y para los procedimientos generales de trabajo.

2.2.2 Instalación de Tubo Cónduit y Tendido de Cable.

Se excavó una zanja, para la instalación de conduit y tendido de cable comprobándose que este libre de obstáculos o elementos extraños que pueden dañar el cable. La ruta del tendido de cable se detalla en los planos de ruta de cables (Cable Routing Plan) del anexo H.



Figura 2.31. Excavación de la zanja.

El conduit empleado, fue suministrado por la Contratista, tubo rígido de acero estirado en frío, galvanizado interior y exteriormente. El tamaño de los tubos conduit se determina teniendo en cuenta que 3 o más cables no deben ocupar más del 40% de la sección del tubo, 2 cables más del 30% y 1 cable más del 50%.



Figura 2.32 Instalación de conduit.

Las rebabas interiores producidas por el corte del tubo, fueron eliminadas mediante una lima redonda, matando las aristas que puedan producir cortes en el aislamiento de los cables.

En las instalaciones a la intemperie y pavimentadas, el sellado de todas las uniones roscadas se empleó pasta Sicabun, con fin de dar a la instalación la adecuada protección contra agua.



Figura 2.32 Instalación de Conduit.

El suministro del tubo, en bruto, fue provisto por la Contratista, debiendo este cortarlo, curvarlo, roscarlo, colocarlo y fijarlo convenientemente en su lugar.

Todas las tiradas de cables se midieron cuidadosamente y se cortaron a las longitudes requeridas, dejando un margen razonable (60cm) en los extremos para su conexión a los equipos.

Los cables se tendieron con la holgura necesaria para evitar tensiones, y antes de cubrir la zanja de arena, se realizó un ensayo de aislamiento de cada uno de ellos, en presencia de los fiscalizadores del proyecto.

Los cables se pasaron por las conducciones con gran cuidado para evitar daños, en algún caso cuando sea preciso, se utilizará talco u otro producto aprobado para facilitar el movimiento del cable.

2.2.3 Montaje y Conexión de los Transmisores.

La unidad LACT cuenta con transmisores de temperatura y presión instalados tanto en el sistema de medición como en el sistema de prueba, el MPMS de API recomienda que los transmisores deben ser instalados aguas abajo de los sistemas de medición y prueba, por lo que en ingeniería se propuso el cambio de posición de los transmisores.

En el levantamiento de información de campo se determinó que los transmisores de presión se encontraban operablemente en buen estado, mientras que los transmisores de temperatura no se encontraban operables, de igual manera en ingeniería se propuso cambiarlos por los transmisores inteligentes de temperatura Smar TT 301.

2.2.3.1 Calibración de los Transmisores²⁷.

El Transmisor Inteligente es un instrumento digital con las características más modernas que un dispositivo de medición puede ofrecer. Su protocolo de comunicación digital (HART), permite conectar el instrumento a una computadora para ser configurado de una manera muy simple y completa.

Smar desarrolló dos tipos de configuradores para sus dispositivos HART, configurador HT2 (anterior) y configurador HPC301 (actual). El configurador HT2 usa la plataforma de la computadora de bolsillo PSION y el HPC301 usa la tecnología moderna de las computadoras portátiles Palm Vx. Los detalles operacionales de cada configurador están descritos en sus manuales específicos.

➤ Tipos de calibración de los transmisores inteligentes.

Calibración con referencia: Se usa para ajustar el rango de trabajo del transmisor, usándose una presión o temperatura estándar como referencia.

²⁷ Operation & Maintenance Instructions Manual.

Calibración sin referencia: Se usa para ajustar el rango de trabajo del transmisor, simplemente teniéndose los valores límites informados por el usuario. El transmisor inteligente puede configurarse como transmisor o como controlador. En la modalidad de transmisor, el valor inferior corresponde siempre a 4mA y el valor superior a 20mA. En la modalidad del controlador, el valor inferior corresponde a PV=0% y el valor superior a PV=100%.

Esta función afecta directamente la salida de 4-20mA del transmisor. Es usada para definir el rango de trabajo del transmisor y en este documento es llamada calibración del transmisor.

Las funciones que ocurren entre el configurador y el transmisor no interrumpen la medición, y no modifican la señal de salida. El configurador puede conectarse en el mismo par de cables de la señal 4-20 mA, hasta 2 km lejos del transmisor.

El proceso de calibración calcula los valores INFERIOR y SUPERIOR de una manera completamente independiente. El ajuste de un valor no afecta el otro. Sin embargo, debe observarse que Los valores inferior y superior deberán estar dentro del espacio limitado por los rangos mínimos y máximos soportados por el transmisor. Como tolerancia, se aceptan valores que excedan tales límites por hasta 24%, aunque con alguna pérdida de precisión.

➤ **Programación usando el ajuste local**

En la modalidad de transmisor puede ser fácilmente calibrado, y requiere solamente el ajuste en Cero y Span, según el rango de trabajo.

Si el transmisor tiene un visor y está configurado para Ajuste Local Completo, el destornillador magnético será casi tan poderoso como la configuración HART, lo que elimina la necesidad de una herramienta de configuración en la mayoría de las aplicaciones básicas.

El transmisor tiene abajo de la placa identificadora los orificios para dos llaves magnéticas activadas por el destornillador magnético (Figura 2.33).

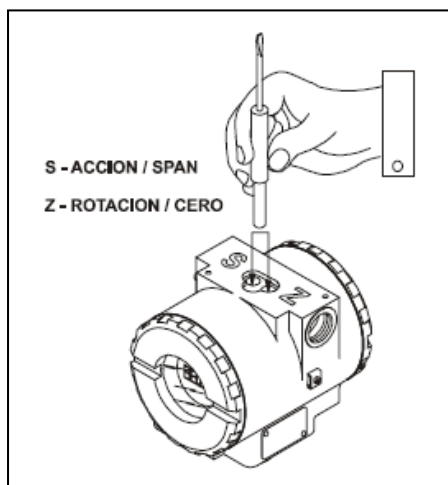


Figura 2.33. Ajuste local de cero y span.

Los orificios están marcados con una Z (por Cero) y una S (por Span), la tabla 2.1, muestra la acción realizada por el destornillador magnético mientras esté introducido en (Z) y (S), de acuerdo con el tipo de ajuste seleccionado.

Tabla 2.1. Descripción del ajuste local.

A C C I O N	AJUSTE LOCAL SIMPLE		AJUSTE LOCAL COMPLETO
	MODO TRANSMISOR	MODO CONTROLADOR	
Z	Selecciona el Valor del Rango Inferior	Se desplaza entre las Opciones de OPERACIÓN y TOTAL	Los movimientos entre todas las opciones
S	Selecciona el Valor del Rango Superior	Activa las funciones seleccionadas	

Para una mirada a las funciones y sus ramos se realizan los siguientes pasos:

1 – Introducir el tirador del destornillador magnético en (Z) para que el transmisor pase de la medición normal al estado de configuración de Transmisor. El software de transmisión empieza automáticamente a exhibir las funciones disponibles en una rutina cíclica. El grupo de funciones exhibidas depende de la modalidad seleccionada, sea de Transmisor o de Controlador.

2 – Para alcanzar la opción deseada, verificar las opciones, esperar hasta que estén exhibidas en el visor y mueva el destornillador magnético de (Z) a (S). Para esto se consulta el Árbol de Programación de la figura 2.34. Usando el Ajuste

Local, para saber la posición de la opción deseada. Al reponer el destornillador en (Z), será posible optar por nuevas funciones en este nuevo ramo.

3 – La manera de alcanzar la opción deseada es similar a la descrita en el artículo anterior.

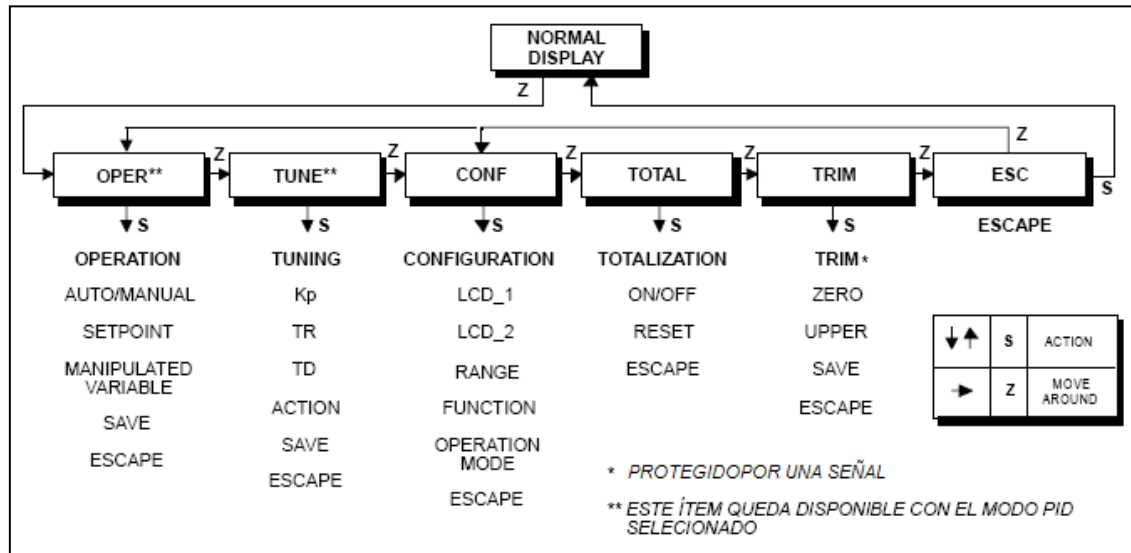


Figura. 2.34. Árbol de programación de ajuste local.

El ajuste local usa esta estructura de árbol, donde ubicando el destornillador magnético en (Z) es posible observar las opciones de un ramo y, ubicando la dicha herramienta en (S), se obtienen detalles de la opción seleccionada.

La actuación en (Z) activa el ajuste local. En la modalidad de transmisor, las opciones OPER y TUNE son desactivadas y el ramo principal empieza con la opción CONF.

OPERACIÓN (OPER) – Es la opción donde se configuran los parámetros relacionados con la operación del controlador, a saber, Auto/Manual, Setpoint y Manual Output.

SINTONIA (TUNE) – Es la opción donde los parámetros relacionados con el Algoritmo de PID son configurados: Action, Kp, Tr y Td.

CONFIGURACIÓN (CONF) – Es la opción donde los parámetros de salida y del visor son configurados: unidad, visor primario y secundario, calibración, función y modalidad de operación.

TRIM DE CORRECCIÓN (TRIM) – Es la opción usada para calibrar la caracterización “sin referencia” y la lectura digital.

Este árbol de programación puede variar dependiendo del tipo de transmisor ya sea este de presión o temperatura.

➤ **Ajuste local simple.**

El funcionamiento es diferente si un ajuste local simple es seleccionado en la modalidad de transmisor o en la modalidad de controlador. En la primera (transmisor), el ajuste es usado para calibración de Cero y Span, y en la segunda (controlador), el uso del árbol de configuración se restringe a las funciones OPERACIÓN y ZINTONIA.

➤ **Ajuste local completo.**

El transmisor debe ser equipado con el visor digital para posibilitar esta función. Las siguientes funciones estarán disponibles para el ajuste local: Constant Current (Corriente Constante), Table Points Adjustment (Ajuste de Tabla de Puntos), User Units (Unidades del Usuario), Fail/safe (A prueba de fallo), Current Trim y Characterization Trim (Trim de Corriente y Trim de Caracterización de Presión/temperatura, Totalization Parameters (Parámetros de Totalización), Address change (Cambio de Direcciones) y algunos puntos de la función INFORMATION.

➤ **Procedimiento de calibración.**

Para esto, el instrumento debe ser configurado como “transmitter” (XMTR). Por medio del configurador HART o por el uso del ítem “MODE” en la opción “CONF” de ajuste local.

La calibración de Cero con referencia se hace de la forma siguiente:

- Aplique la variable de Valor Inferior (Lower Value).
- Espere hasta que la variable se estabilice.
- Introduzca el destornillador magnético en el orificio de ajuste de Cero.
- Espere 2 segundos. El transmisor deberá indicar 4 mA.
- Retire el destornillador.

La calibración Cero con referencia no afectará el span. Para cambiarlo, realice lo siguiente:

- Aplique la variable Upper Value (Valor Superior).
- Espere hasta que la presión se estabilice.
- Introduzca el destornillador magnético en el orificio de ajuste de SPAN.
- Espere 2 segundos. El transmisor deberá mostrar la lectura 20 mA.
- Retire el destornillador.

El procedimiento de calibración consiste en una prueba de verificación ("valor encontrado"), ajuste al intervalo de tolerancia aceptable si es necesario, y una prueba de verificación final ("valor dejado").

Las siguientes tablas muestra el detalle de la calibración de los transmisores de presión y temperatura para ser puestos en servicio e instalados en campo con las unidades y los rangos de trabajo para el proceso.

Tabla 2.2. Ajuste de los transmisores de presión.

TRANSMISORES DE PRESIÓN			
MODELO	TAG ASIGNADO	VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO
SMAR LD - 291	PT – 100A	0 – 290 psi	0 – 300 psi
SMAR LD - 291	PT – 101B	0 – 290 psi	0 – 300 psi

Tabla 2.3. Ajuste de los transmisores de temperatura.

TRANSMISORES DE TEMPERATURA			
MODELO	TAG ASIGNADO	VALOR ENCONTRADO	VALOR DEJADO
SMAR TT - 301	TT – 100A	50 – 150 °F	0 – 200 °F
SMAR TT - 301	TT – 101B	50 – 150 °F	0 – 200 °F

2.2.3.2 Montaje de los Transmisores.

Comprende el montaje del instrumento en su soporte, el conexionado de las tomas primarias a proceso y conexionado del cable de señal, Las tomas primarias se conectaron, según se muestra en los esquemas de montaje de conexiones a proceso en el manual del fabricante. Se aplicó los criterios de instalación recomendados por el constructor del instrumento.

El montaje normalmente es directo, en posición vertical, orientado hacia el lugar de operación, sobre la tubería o equipo, siempre que quede accesible para la lectura y no haya excesivas vibraciones. El transmisor es diseñado para ser sólido y ligero al mismo tiempo, esto facilita su montaje.

El instrumento una vez montado debe ser protegido contra golpes u otra causa que pueda dañarlo.

Al apretar los transmisores no se debe efectuar esfuerzo alguno sobre la caja del mismo para evitar dañarla. Todo el esfuerzo de apretado se hará sobre la espiga de conexionado, utilizando una llave fija.

La figura 2.35, muestra los modelos de los transmisores instalados, el de presión y el de temperatura que fue reemplazado. Los detalles de las conexiones eléctricas en los terminales correspondientes se indican en el Set de Planos Electrical Termination Diagrams del anexo H.

Transmisor de Temperatura

Transmisor de Presión



Figura. 2.35. Transmisores de presión y temperatura.

La figura 2.36, muestra la nueva ubicación y el montaje de los transmisores de presión y temperatura del sistema de medición y prueba.

Sistema de prueba.

Sistema de Medición.



Figura 2.36. Ubicación de los Transmisores.

Los instrumentos llevan una tarjeta o cinta de acero inoxidable de identificación.

2.2.5 Instalación, Montaje y Conexiones de OMNI.

El computador de flujo Omni 3000, se instaló en el cuarto de control de la planta (Ver fig. 2.31), con el fin ubicar al equipo en un lugar adecuado para su operación.

Anteriormente el computador de flujo se encontraba en el proceso y corriendo el riesgo de sufrir daños. De esta manera el proceso es automático y localizado fuera del área de proceso mientras que el operador ya no tiene que trasladarse al lugar de los medidores para registrar el volumen transferido, la presión y temperatura del proceso.

La figura 2.37, muestra el lugar donde se montó el panel dentro del cuarto de control de la planta y donde está instalado el computador de flujo.

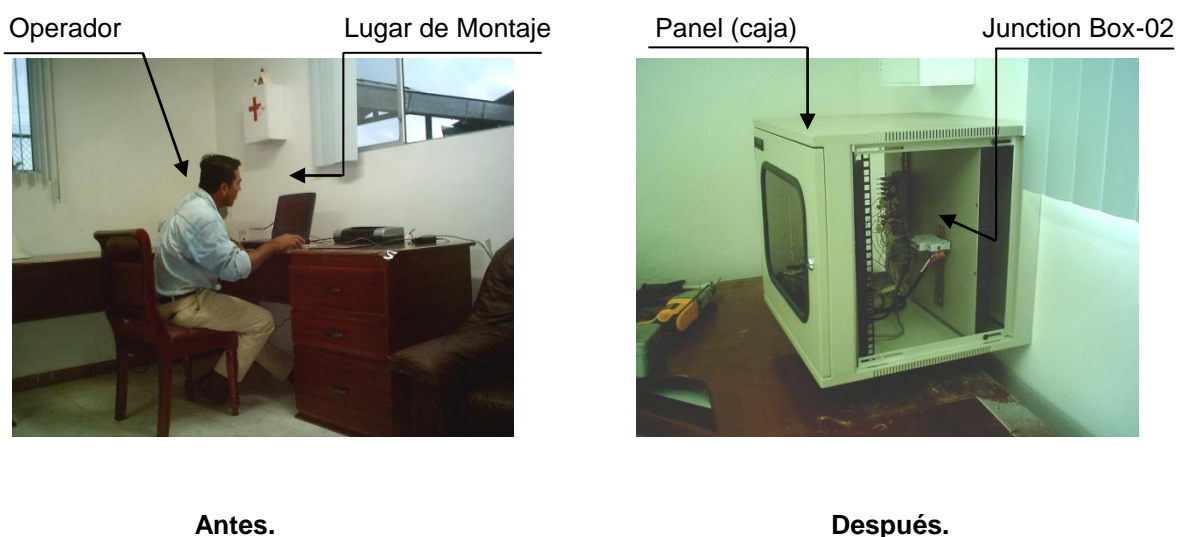


Figura 2.37. Ubicación del Panel del Computador de Flujo.

La caja fue puesta a tierra por medio de un tornillo apropiado. No se permite soldaduras sobre las cajas, el soporte de la caja fue de acuerdo con el lugar y la forma más adecuada para una perfecta sujeción. Para el trabajo se siguió los planos y esquemas de ingeniería Instrument Mounting Detail Installation detallados en el anexo H.

El Contratista protegió los paneles y armarios contra suciedades, polvo, agua, etc. tanto durante su almacenaje, y transporte, como cuando fueron instalados en el Cuarto de Control.

➤ **Selección de la instrumentación.**

En las compañías petroleras es prioridad la selección de equipos y materiales eléctricos y mecánicos acorde a la clasificación de área de la planta, para esto se emplea equipos a prueba de explosiones (explosion-proof). En los planos Instrument Mounting Detail Instalation se detallan los elementos eléctricos y mecánicos utilizados.

La Propiedad no suministró al Contratista los planos, materiales e instrucciones de Clasificación de Áreas Peligrosas, debiendo el mismo seleccionar el material adecuado a emplear en estas zonas de acuerdo con las normas sobre el particular. Cualquier modificación realizada sobre el material instalado equivocadamente por este motivo fue por cuenta del Contratista.

Los materiales necesarios para la realización del montaje tales como terminales, kits, herrajes, abrazaderas, tornillería, auto perforadores, etc., y en general cualquier otro no especificado claramente por la propiedad como de su suministro, fue de primera calidad, galvanizado o cadmiado, siempre que sea posible su adquisición prefabricada o por lo menos tratadas las superficies con recubrimiento anticorrosivo antes de su colocación. La utilización de estos materiales paso por la aprobación previa de la representación de la propiedad.

➤ **Conexionado de Omni.**

Una vez realizados los trabajos complementarios, pasado de cable a través del conduit y montaje del panel (caja) en el cuarto de control, se procedió al conexionado de los instrumentos de campo en la Junction Box JB - 02 y posteriormente en los terminales del tablero posterior del computador de flujo. El conexionado de las respectivas borneras de cada panel se encuentra en el set de planos Electrical Termination Diagrams del anexo H.

Como pre-requisito se requirió:

- Armado y pruebas de los componentes internos del panel.
- Preparar el equipo y herramientas necesarias para el montaje del panel.
- Instalación de la base para alojar el panel.
- Lista para del conexionado eléctrico del panel (planos).

Las actividades que se realizaron fueron:

- Solicitar permiso de trabajo.
- Verificar la locación donde debe ser instalado el panel o junction box.
- Instalar el panel conforme el plano de detalle de montaje.
- Verificar que el panel esté sellado para evitar infiltración de agua por los agujeros destinados para los cables de señal y control.
- Limpieza del lugar de manera que este quede ordenado y libre de materiales extraños.

➤ **Conexionado de cables.**

Los cables se pelaron de tal forma que la cubierta exterior quede dentro del prensaestopas o pasamuros, pero sin holgura, ya que no se aceptan conexionados en los que el cable haya sido pelado antes de llegar a éstos.

Los multicables, se conectaron en la caja por la parte inferior para evitar que entre el agua dentro de la misma. No se permite la entrada de cables por la parte superior.

El conexionado de la malla o pantalla del cable, se hizo según el esquema de tierras de instrumentación previsto.

Los terceros/cuartos hilos de cada cable, igualadores de potencial, se conectaron a la pletina que a tal efecto lleva la caja JB -01 en su parte inferior. De esta pletina se saca un cable independiente, aislado con cubierta amarillo/verde que tiene conexión a la malla de tierra de la planta.

En los conductores de cable flexible se pusieron los terminales apropiados para el ajuste en los paneles.

Para llevar las señales de los instrumentos de campo desde el panel JB - 01 hacia el panel JB-02, se utilizó los cables de instrumentación anteriormente mencionados, distribuyéndose de la siguiente manera:

- Cuatro pares de cable (Belden 1030A 1 PR # 16 AWM 300V), las sigla PR significa que es un par de cable (dos hilos), para las señales de los transmisores, un par para cada uno, un terminal (+) y un terminal (-) de alimentación 24 VDC, la señal de 4-20 mA es transmitida por el mismo par de cables.
- Dos triadas de cable (Belden-M 1031A 1 TR # 16 AWM 300V), las sigla TR significa que es un cable con tres hilos, para las señales de los transmisores de pulsos (2), un terminal (+) y un terminal (-) de alimentación 24 VDC, la señal de pulsos ingresa por el tercer terminal.
- Una triada de cable, para las señales de control del actuador de la válvula, un terminal para el giro en DIRECT y un terminal par el giro en REVERS y un Terminal común. Estas señales ingresan al rele de DC luego al actuador.
- Un par de cable, para las señales de los switch´s detectores del paso de la esfera, las señales de este primeramente ingresan a una bornera que une las señales de los dos detectores, de esta manera se ahorra un terminal, ya que solo se detecta en flanco de la señal, entonces se requirió solo de un terminal para el ingreso de la señal de los dos detectores y un terminal común.

En definitiva se introdujeron 7 cables entre triadas y pares en un tubo conduit rígido de 1¼", las longitudes del cable utilizado se encuentran en el Plano Schedule del anexo H.

La nomenclatura, lazo de conexiones y color de cada cable terminal de los instrumentos se encuentran en el Set de Planos Instrument Loop Diagrams del anexo H.

La figura 2.38, muestra el trabajo de conexionado del computador de flujo en el panel.

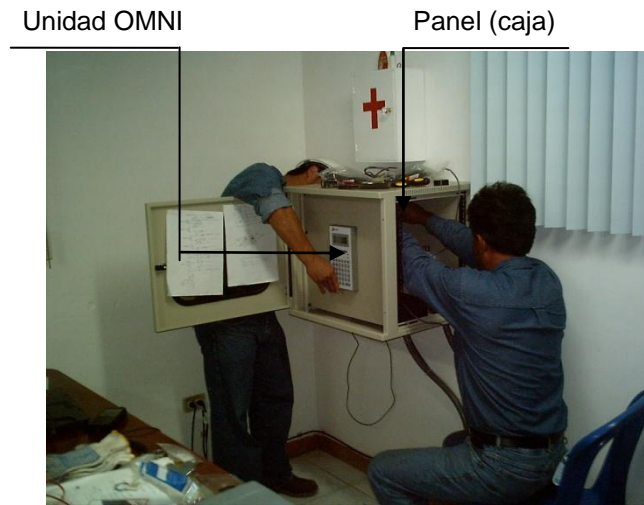


Figura 2.38. Conexión del computador de flujo.

En la figura 2.39, se muestra el conexionado del panel JB-02 hacia los terminales del tablero posterior del computador de flujo, para esto se utilizó un cable más pequeño (#16), este panel también se marquillo acorde a la nomenclatura asignada en el panel JB-01.

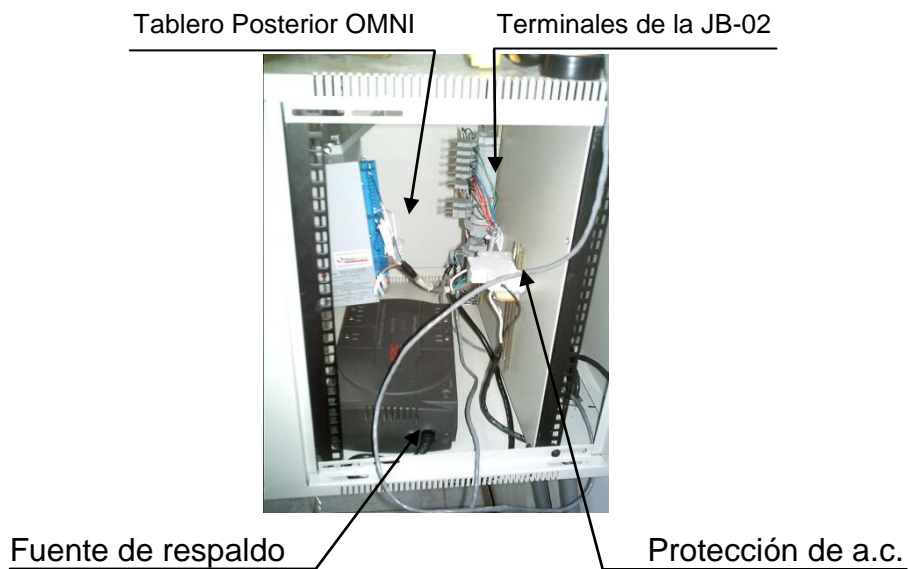


Figura 2.39. Conexión del tablero posterior de OMNI.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN Y PRUEBAS

3.1 DINÁMICA DEL PROCESO DE MEDICIÓN.

El montaje y operación del computador de flujo implicó un conocimiento amplio sobre la dinámica del proceso de medición y de todas las variables que intervienen en el mismo.

Por lo que es necesario conocer las características de operación de los instrumentos de la unidad LACT, que son de interés particular para el desarrollo del proyecto.

La ubicación del proceso de medición y las instalaciones de la unidad LACT, se pueden apreciar en el anexo H, Set de Planos Plot Plan. El sistema de medición y el sistema de prueba con sus respectivos instrumentos y accesorios se puede apreciar en el anexo H, Set de Planos P&ID.

3.1.1 Sistema de Medición.

La unidad LACT cuenta con dos medidores de desplazamiento positivo de alabes giratorios montados en paralelo (Ver fig. 3.1) de marca Smith Meter de 4", modelo F4-S3, incorporado con un transmisor de pulsos con un factor k de 8.400 pulsos/barril.



Figura 3.1. Sistema de medición.

El crudo que circula por el sistema de medición es registrado por el medidor (uno de los dos), este volumen es convertido a una señal de pulsos e ingresado al computador de flujo.

❖ **Cálculo del factor de medida.**

Algunas transferencias de petróleo medidas a través de un contador (medidor) son suficientemente pequeñas en volumen o valor o se realizan en condiciones esencialmente uniformes, de manera que el contador pueda ajustarse mecánicamente para que su lectura este dentro de una exactitud predeterminada. Sin embargo, en la mayoría de las transferencias de gran escala o a diferentes tasas de flujo, el ajuste del contador para cada cambio se vuelve impracticable. Así, el objetivo de determinar un factor de medida (MF) es asegurar la exactitud de la medida, sin considerar como cambian las condiciones de operación con respecto a las propiedades de densidad (gravedad), viscosidad, tasa, temperatura, presión o lubricación, probando el contador siempre bajo las condiciones de operación específicas encontradas.

Si cualquiera de estas condiciones cambia significativamente, deberá obtenerse un nuevo factor de medida.

El factor de medida es el número que se obtiene al dividir el volúmen real de un líquido al pasar a través de un contador durante la prueba, por el volumen registrado por dicho contador. De la definición es evidente que:

Resultado real del contador

$$\text{bajo condiciones operativas} = \text{Volúmen indicado} \times MF \quad (1)$$

Durante la prueba, la temperatura y presión existentes en el sistema de medición y en el sistema de prueba son importantes para calcular un factor de medida. Esto es así, por que debe determinarse indirectamente el volumen real de un líquido que pasa a través del contador durante la prueba, del volumen exacto conocido medido en el probador. Este cálculo involucra diferencias de presión y temperatura entre el probador y el contador. Como resultado, la práctica estándar de medida es corregir primero el volumen del líquido en el probador a condiciones estándar (60 °F y presión de equilibrio) y luego corregir también el volumen indicado durante la prueba al que se hubiera dado si el contador hubiera operado a condiciones estándar. Así, en términos prácticos:

$$MF = \frac{\text{Volúmen del líquido en el probador corregido a condiciones estándar}}{\text{Cambio en la lectura del contador corregido a condiciones estándar.}} \quad (2)$$

Debe enfatizarse en el hecho de que un factor de medida calculado de esta manera es válido sobre un rango de temperaturas y presiones operativas solamente por la consideración de que la temperatura y presión durante la medición no deberá diferir de la temperatura y presión durante la prueba, lo suficiente (5 °F) como para causar un cambio significativo en las dimensiones mecánicas del contador o en la viscosidad del líquido medido.

Si las diferencias son significativas se aplica el concepto de “volumen a condiciones estándar” donde deben convertirse a una cantidad representada por un volumen equivalente a condiciones estándar. Así;

$$\text{Volúmen real medid} = \text{Volúmen indicado} \times MF. \quad (3)$$

y

$$\text{Cantidad real medida} = \text{volúmen indicado} \times (MF \times C \dots \times C \dots). \quad (4)$$

Para esto el sistema de medición dispone de un transmisor de temperatura y un transmisor de presión instalados aguas abajo de los medidores, estas señales son ingresadas al computador de flujo para realizar los cálculos volumétricos.

3.1.2 Sistema de Prueba.

La unidad cuenta con un probador instalado aguas abajo del sistema de medición (Ver fig. 3.2) para realizar la calibración de los medidores.

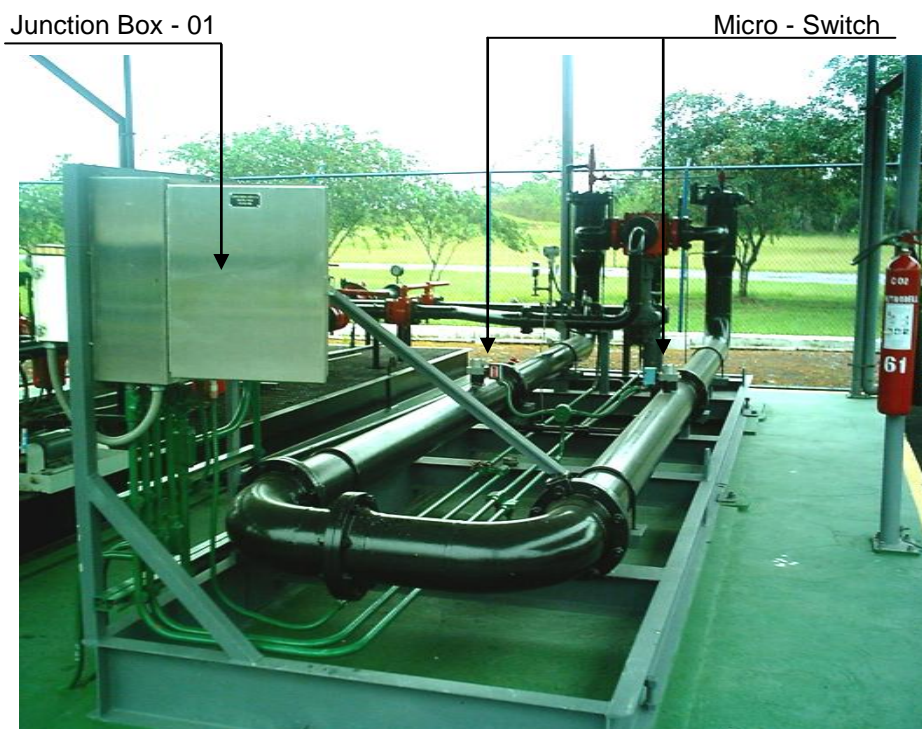


Figura 3.2. Sistema de prueba.

Este es un probador volumétrico de tubería tipo Bi-direccional de 8", con un volumen base certificado de 2.71656 Barriles entre los dos detectores electromecánicos (micro-switch), este sistema es manejado por el computador de flujo enviando las señales de control al actuador eléctrico para abrir y cerrar la válvula de cuatro vías.

Todas las señales de los instrumentos, tanto del sistema de prueba como del sistema de medición ingresan a la caja de conexiones de campo JB – 01.

Debido a que el probador de tubería esta sujeto a los efectos tanto de temperatura como de presión en el acero, tiene que corregirse su volúmen base para obtener su volúmen a condiciones de prueba.

El volúmen de líquido desplazado debe entonces corregirse al volúmen equivalente a temperatura y presión estándar. Este valor se convierte en el numerador para la ecuación (2) del MF y el volúmen corregido del contador se convierte en el denominador.

Para aplicar este procedimiento, el contador de desplazamiento debe tener una salida eléctrica de alta resolución, esto es por lo menos se obtengan 10.000 pulsaciones.

Este sistema de prueba también dispone de un transmisor de temperatura y un transmisor de presión instalados aguas abajo del probador, estas señales son ingresadas al computador de flujo para realizar los cálculos volumétricos.

La puesta en línea medidor probador se realiza a través de un arreglo de válvulas de operación manual, como se indica en la figura 3.3.



Figura 3.3. Puesta en línea medidor - Probador.

3.2 CÁLCULO DEL VOLUMEN FISCAL AUTOMATIZADO²⁸.

3.2.1 Factores de Corrección.

Se emplea símbolos al referirse a las diferentes correcciones para valores intermedios utilizados en el cálculo de volúmenes.

- “C” significa corrección.
- “t” significa temperatura.
- “p” significa presión.
- “l” significa líquido.
- “s” significa metal (acero u otro).

M, p, y m como subíndices finales significan medida, probador y contador respectivamente. Los símbolos pueden ser escritos ya sea como subíndices o en mayúsculas. Así:

MF, factor del contador (medidor).

²⁸ http://www.mem.gob.ve/norm_tec_hidrocarburos_liq/norm_tec_hidrocarburos_liq.pdf.

Cts (o CTS), factor de corrección para el efecto de la temperatura en el acero.
 Cps (o CPS), factor de corrección para el efecto de la presión en el acero.
 Ctl (o CTL), factor de corrección para el efecto de la temperatura en un líquido.
 Cpl (o CPL), factor de corrección para el efecto de la presión en un líquido.
 Csw (CSW), factor de corrección para sedimento y agua. Se utiliza solamente en medición de petróleo crudo.

3.2.2 Cálculos Volumétricos.

La secuencia de cálculos se realiza para obtener el volúmen neto referido a condiciones base o estándares de referencia, en operaciones de transferencia de custodia de líquidos.

a) El Computador de flujo calcula y registra el valor indicado por el medidor de flujo (volúmen acumulado), inmediatamente antes de iniciar el movimiento. Esta lectura será denominada *MRO*.

b) Con el valor de densidad obtenido del medidor de densidad en línea (densidad observada) y la temperatura señalada por el medidor de temperatura en línea (temperatura observada), la Omni deberá obtener la densidad a la temperatura de referencia.

c) Durante toda la operación (recibo o entrega de líquidos), la Omni deberá obtener el promedio ponderado de la temperatura (*TWA*), el cual será calculado sumando los valores de temperatura obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volúmen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volúmen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$TWA = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times V_i}{V_t} \quad (5)$$

Donde:

T_i , es el valor de temperatura medido en cada intervalo i .

V_i , es el volúmen medido desde la última lectura de temperatura.

V_t , es el volúmen total medido durante la operación.

d) Durante toda la operación (recibo o entrega de crudo), la Omni debe obtener el promedio ponderado de la presión (PWA), el cual será calculado sumando los valores de presión obtenidos durante un intervalo de tiempo, multiplicados por el volúmen determinado para ese mismo intervalo de tiempo, y dividiéndolo entre el volúmen total medido durante la operación. Esto se puede resumir en la siguiente expresión:

$$PWA = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \times V_i}{V_t}$$

(6)

Donde:

P_i , es el valor de presión medido en cada intervalo i .

V_i , es el volúmen medido desde la última lectura de presión.

V_t , es el volúmen total medido durante la operación.

e) Con el TWA y la densidad de referencia, el software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la temperatura en el líquido (CTL), de la tabla API 6A, 6B, 6C o de las tablas 24A, 24B y 24C del Capítulo 11.1 del MPMS. Con estos datos base se debe obtener el factor de compresibilidad del líquido (F).

Para convertir volúmenes líquidos a cualquier temperatura t a volúmen equivalente a una temperatura estándar de 60°F o viceversa:

$$V_{60} = V_T \times Ctl \quad ; \quad V_T = V_{60} / Ctl \quad (7)$$

Donde;

V_T = el volumen de cualquier temperatura t .

f) El software de cálculo debe obtener el factor de corrección por efecto de la presión en el líquido (CPL), mediante la siguiente ecuación:

$$CPL = \frac{1}{(1 - [PWA - (P_e - P_b)] \times F)}$$
(8)

Donde:

P_e es la presión en libras por escala de pulgadas cuadradas (psi).

P_b es la presión base o de referencia, presión de vapor de equilibrio a temperatura de medida, en libras por escala de pulgadas cuadradas (psi). P_b es considerada 0 para líquidos que tienen una presión de vapor de equilibrio menor a la presión atmosférica (14,73 libras a escala absoluta) a la temperatura de medida.

F , es el factor de compresibilidad de hidrocarburos, dependen de la gravedad API y de la temperatura.

g) Para efectuar el ajuste del volumen medido, a condiciones base o estándares de referencia, el software debe calcular el factor de corrección compuesto (CCF), el cual viene dado por:

$$CCF = CTL \times CPL \times MF$$
(9)

Donde:

MF es el Factor del Medidor válido para la operación.

h) Para calcular el Factor del Medidor (MF), se efectúa el siguiente cálculo:

$$MF = NPV \div NMV$$
(10)

Donde:

NPV = Volumen Neto en el Probador

NMV = Volumen Neto en el Medidor

i) Para el cálculo del Volúmen Neto del Probador (*NPV*), se utiliza el Volúmen Base del Probador (*BPV*), el cual es determinado a condiciones estándar de referencia utilizando métodos de laboratorio tales como “water draw” o medidores maestros que deben estar certificados.

j) El volumen del probador en condiciones de operación puede ser mayor o menor que el *BPV* debido al efecto de la temperatura y la presión en el metal del probador y en el líquido, por lo tanto se deben usar factores de corrección para ajustar el Volumen Base del Probador (*BPV*) por esos efectos:

$$NPV = BPV \times (CTS_p \times CPS_p \times CTL_p \times CPL_p) \quad (11)$$

Donde, los factores de corrección que afectan el metal del probador son:

CTS_p: Corrección por la expansión y/o contracción térmica del metal del probador por efecto del promedio de la temperatura del líquido en el probador. El cual se representa por la siguiente ecuación:

$$CTS_p = 1 + [(T - T_b) \times G_c] \quad (12)$$

Donde:

G_c = es el coeficiente de expansión por grado de temperatura del material del cual está fabricado el Probador, determinado de las tablas publicadas por las industrias estándares.

T_b = Temperatura Base.

T = Temperatura del líquido en el Probador.

CPS_p: Corrección por la presión de expansión y/o contracción del metal del probador por efecto del promedio de la presión del líquido en el probador.

$$CPS_p = 1 + [(P - P_b) \times (ID)] \div (E \times WT) \quad (13)$$

Donde:

P = Presión Interna de operación del probador.

P_b = Presión base.

ID = Diámetro Interno del probador.

E = Módulos de Elasticidad del material del probador, el cual puede ser determinado de valores utilizados en los estándares de la industria.

WT = Espesor de la pared del recubrimiento del probador.

Los factores de corrección que afectan el líquido en el probador los podemos dividir en:

$CTLp$: Corrección por el efecto del promedio de temperatura del Probador sobre la densidad del líquido.

$CPLp$: Corrección por efecto de compresibilidad o promedio de la presión en el probador.

Estos factores de corrección son determinados de la misma manera que se describió anteriormente.

k) Para el cálculo del Volúmen Neto del Medidor (NMV), se utiliza el mismo procedimiento para determinar el Volúmen del Probador, es decir primero se determina el Volúmen indicado por el Medidor y se ajusta o corrige por el efecto de la temperatura del medidor y la presión sobre el líquido.

$$NMV = IVm \times [CTLm \times CPLm] \quad (14)$$

Para la determinación $CTLm$ y $CPLm$ se utiliza el mismo método descrito anteriormente.

El volúmen indicado por el Medidor (IVm), se calcula, dividiendo el número de pulsos (N) generados durante la corrida de la prueba, entre el valor nominal de pulsos por unidad de volúmen (Factor K).

$$IVm = N \div KF \quad (15)$$

Donde:

IVm = Indicación de volúmen de líquido a través del medidor.

N = Número de pulsos generados durante la corrida de la prueba.

KF = Pulsos nominales por unidad de volumen.

Una vez calculados los volúmenes corregidos del medidor y del probador, podemos calcular el factor del medidor:

$$MF = NPV \div NMV \quad (16)$$

$$MF = [BPV \times (CTSp \times CPSp \times CTLp \times CPLp) \div [IVm \times (CTLm \times CPLm)]] \quad (17)$$

l) El software de cálculo debe registrar el valor indicado por el medidor de flujo (volumen acumulado), inmediatamente después de finalizar el movimiento. Esta lectura será denominada MRc .

Con este valor y con el MRO , se procede a calcular el volumen indicado (IV), mediante:

$$IV = MRc - Mro \quad (18)$$

m) Para obtener el volumen referido a condiciones base o estándares de referencia (GSV), se le aplica el CCF al IV . Esto es:

$$GSV = IV \times CCF \quad (19)$$

n) La cantidad neta de crudo correspondiente a la operación de transferencia de custodia, venta o fiscalización se obtiene al deducir del GSV , el contenido de agua y sedimentos, medido del instrumento de corte de agua en línea. El volumen neto total, con agua y sedimentos extraídos, se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$NSV = GSV \times (1 - (\%A\&S \div 100)) \quad (20)$$

$$NSV = (IV \times (CTL \times CPL \times MF) \times (1 - (\%A\&S \div 100))) \quad (21)$$

Donde el factor $\%A\&S$, representa el contenido de agua y sedimentos presentes en el líquido, el cual se obtiene del promedio ponderado de la lectura del medidor en línea. El porcentaje de agua y sedimentos es tomado durante el intervalo de tiempo que dure la operación de fiscalización o transferencia de custodia y el software de cálculo realiza y genera los cálculos finales con la respectiva documentación.

Los valores de los coeficientes, módulos de elasticidad y valores de presión y temperatura en condiciones estándares (60 °F), se encuentran en las tablas API del MPMS Capítulo 11 Tablas de Medición de Petróleo.

3.3 PRUEBAS EXPERIMENTALES.

3.3.1 Generalidades.

Los medidores deberán ser probados bajo las condiciones normales de operación de flujo, presión y temperatura. Estos medidores serán utilizados para contabilizar los diferentes tipos de fluidos, los cuales deberán ser probados con cada uno de los fluidos manejados. Las desviaciones de este procedimiento pudieran considerarse necesarias en casos especiales, por ejemplo la medición de fluidos muy viscosos.

Los resultados de las pruebas no tendrán carácter retroactivo y cualquier modificación sobre el cálculo de flujo será validada una vez que las pruebas sean aceptadas por la DNH.

3.3.2 Frecuencia de Realización de Pruebas e Inspecciones.

La frecuencia de realización de las pruebas de calibraciones e inspecciones de las Estaciones de Medición y Probadores de Medidores en línea, deberán efectuarse diariamente para equipos nuevos. Posteriormente, siempre que los

resultados de las pruebas sean consistentes, es decir que muestren repetitibilidad, se ampliará gradualmente su período hasta llegar a ser mensual. Si durante los tres (3) meses siguientes, se obtienen resultados consistentes, entre la DNH y la operadora, se llegará a un acuerdo para fijar un tiempo mayor, sin que esto signifique que la DNH pueda requerir una auditoria independiente cuando lo considere conveniente, previo aviso a la operadora.

En cualquier momento, la operadora podrá realizar pruebas extraordinarias, previamente aprobadas por la DNH, si se presentan algunas de las siguientes situaciones:

- a) Si el medidor o cualquiera de sus accesorios son reparados.
- b) Si existen cambios considerables en las condiciones de operación, tales como: cambios de viscosidad, gravedad API, temperatura, presión y caudal de flujo.
- c) Desconfianza sobre la exactitud del medidor.
- d) Diferencias considerables en los balances volumétricos del campo.

Los medidores nuevos y los reparados o sometidos a evaluación, que operen en forma continua, deberán ser probados diariamente durante los primeros diez (10) días de operación. Esto permitirá determinar la característica del factor del medidor. Si la tendencia de la repetibilidad del factor del medidor se mantiene dentro de su valor promedio de más o menos cinco centésimas por ciento ($\pm 0,05\%$), considerando como mínimo los últimos cinco (5) factores obtenidos durante los diez (10) días antes indicados, se iniciarán pruebas semanales a partir de ese momento durante un mes.

En caso contrario, se deberá revisar, detectar y corregir la desviación. Luego de solventar el problema se reiniciará la prueba de los diez (10) días.

Si después del primer mes, la tendencia del factor del medidor se mantiene dentro de más o menos cinco centésimas por ciento ($\pm 0,05\%$), se procederán a realizar pruebas mensuales.

3.3.3 Personal que debe Presenciar las Pruebas.

Las pruebas deberán ser presenciadas y aprobadas por escrito de mutuo acuerdo entre un representante de la Dirección Nacional de Hidrocarburos y de Petroecuador.

Una vez aceptadas las pruebas, se llenará el formato de aceptación de pruebas. Caso contrario, donde no se consideren válidos los datos obtenidos se deberá llenar el formato de rechazo de pruebas, el cual será enviado al departamento técnico para tomar las acciones necesarias.

En caso de que existan discrepancias en la prueba, se deberá llenar el respectivo formato y enviarlo al departamento técnico del MEM para procesar el reclamo.

3.3.4 Cálculo del Factor de Medición.

En el caso de probadores de volumen pequeño, un paso lo constituye el desplazamiento completo del pistón entre sus interruptores. El desplazamiento de retorno del pistón a su posición original no es considerado parte del paso.

En el caso de probadores de bola, un paso lo constituye el recorrido de ida y vuelta de la bola entre los detectores del probador. Para el caso del probador de volumen pequeño, una corrida estará formada por cinco (5) pasos.

El factor del medidor viene dado por el valor promedio de cinco corridas consecutivas que presenten una repetibilidad de más o menos cinco centésimas por ciento ($\pm 0,05\%$) con respecto a dicho valor promedio. Es decir, la diferencia entre cada uno de los cinco factores encontrados y el valor promedio de los mismos, debe ser menor o igual a más o menos cinco diez milésimas ($\pm 0,0005$).

Se establecen diez corridas como número máximo para obtener cinco factores válidos de acuerdo con lo establecido en el párrafo anterior. Si después de haber realizado las diez corridas permitidas no ha sido posible lograr cinco corridas consecutivas válidas, se deberá verificar y garantizar que las condiciones de operación permanezcan estables durante la realización de las pruebas.

El valor final del factor del medidor se define como el valor promedio de los factores obtenidos en las cinco corridas consecutivas válidas.

3.3.5 Modificación del Factor del Medidor.

Si el factor del medidor determinado durante las pruebas se encuentra dentro de los límites de control establecidos (promedio $\pm 0,05\%$), deberá ser fijado en el sistema inmediatamente después de la finalización y aceptación de la prueba.

En el caso de que el factor del medidor exceda los límites de control establecidos o la prueba no sea aceptada por alguna de las partes, se mantendrá el factor existente y se procederá inmediatamente a la utilización del medidor de respaldo certificado.

El factor del medidor sólo podrá ser cambiado por los representantes de la empresa que realizaron las pruebas de calibración y deberá ser modificado en el computador de flujo de la unidad de medición automática en línea.

El computador de flujo recibirá previamente el nuevo factor del probador, calculará y presentará el valor final obtenido para el factor del medidor, debiendo mostrar la opción de aceptar o rechazar la modificación del mismo.

3.3.6. Causas de Rechazo de las Pruebas.

- Cuando el número de corridas permitidas haya sido excedido durante la realización de las pruebas, sin alcanzar la condición de aceptación.

- Por la ausencia de los representantes autorizados para presenciar la prueba.
- Cuando los procedimientos sean diferentes a los estipulados en normas ISO y API, de acuerdo con la autorización previa y de mutuo acuerdo entre la DNH y la operadora, antes del diseño y selección de los equipos de medición.
- Cuando existan fallas del medidor o probador durante la prueba.
- Cuando existan fallas de alimentación eléctrica.

3.3.7 Instrumentos y Equipo.

- Probador bi-direccional con volumen certificado a condiciones de referencia.
- Sensores de temperatura, tanto en el probador como en el medidor a calibrar. Incertidumbre en la medición de temperatura $\pm 0,2$ °C o mejor. En mediciones de hidrocarburos se recomienda una incertidumbre de medición de temperatura $\pm 0,05$ °C.
- Sensores de presión, tanto en el probador como en el medidor en calibración. Incertidumbre en la medición de presión $\pm 0,05$ MPa o mejor. En mediciones de hidrocarburos se recomienda una incertidumbre de $\pm 0,025$ Mpa o mejor.
- Mangueras flexibles o tubería acoplada.
- Cable para toma de señal de pulsos.
- Computadora con programa de aplicación para el probador o instrumentos para colección y despliegue de temperatura, pulsos, presión y señal eléctrica.

3.3.8 Procedimiento General de Calibración.

➤ Requerimientos.

- El medidor de flujo debe de ser calibrado con el líquido o líquidos con los que opera normalmente el sistema de medición a emplear.

- No debe existir vibración o pulsaciones en la tubería que puedan afectar el comportamiento del medidor de flujo.
- **Actividades preliminares.**
- Conectar los instrumentos del sistema de prueba y del sistema de medición al computador de flujo.
 - Conectar la señal de pulsos del medidor al computador o contador.
 - Verificar que las señales del proceso de medición ingresen al computador.
- **Procedimiento de Calibración.**
- 1) Poner en línea el medidor y probador.
 - 2) Definir el número de corridas del probador.
 - 3) Iniciar la prueba (cambio de posición de la válvula de 4 vías).
 - 4) Tomar los datos de temperatura presión y pulsos del medidor.
 - 5) Cálculo del volumen transferido con los datos obtenidos.

Las pruebas se realizaron desde el cuarto de control de la unidad LACT en presencia de los fiscalizadores de la DNH y de la compañía productora. La figura 3.4, muestra el computador de flujo instalado y las pruebas experimentales realizadas.

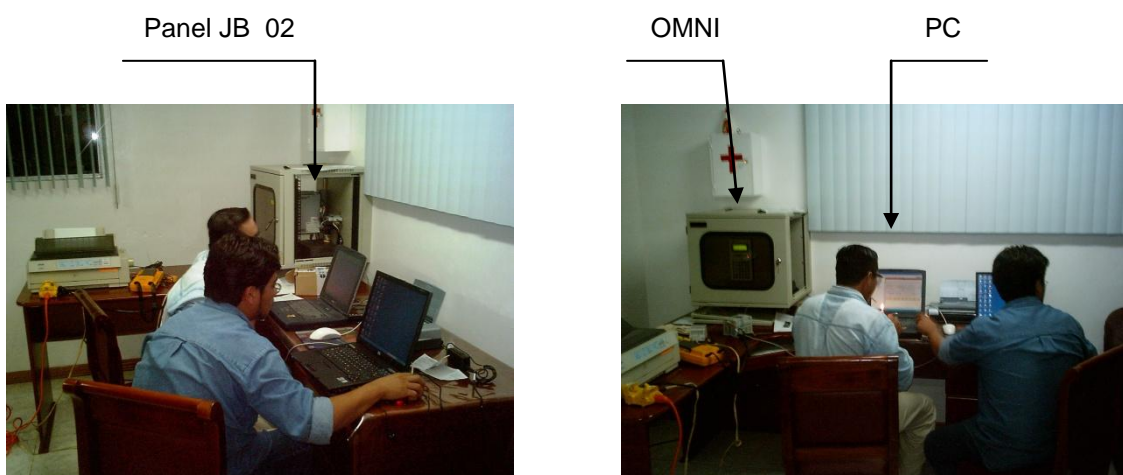


Figura 3.4. Pruebas Experimentales.

3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Para el análisis de los resultados se consideran los informes o reportes de producción y calibración del medidor, generados por el computador de flujo como resultado de la automatización del proceso de medición.

En el anexo L, se adjunta el procedimiento para la operación y el manejo del computador de flujo para la realización de las pruebas y calibraciones del proceso de medición, mediante el software OmniCom o el panel frontal (Front panel) del computador de flujo.

En la figura 3.5, se muestra la rata de flujo y el registro de la señal de pulsos del medidor en la pantalla del computador de flujo.



Figura 3.5. Monitoreo y registro del volumen transferido.

En la figura 3.6, se muestra el monitoreo y registro de temperatura y presión del sistema de prueba en campo.

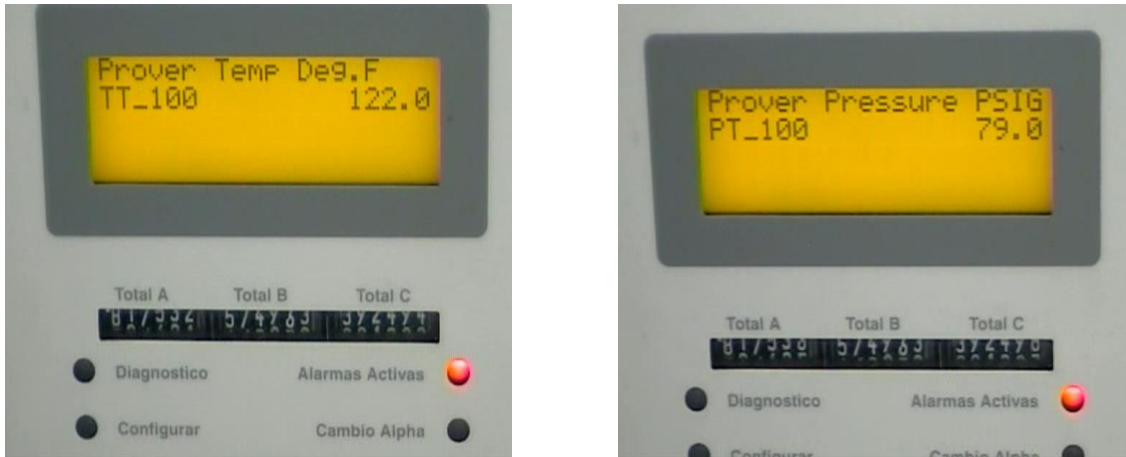


Figura 3.6. Temperatura y presión del sistema de prueba.

En la figura 3.7, se muestra el monitoreo y registro de temperatura y presión del sistema de medición en campo.

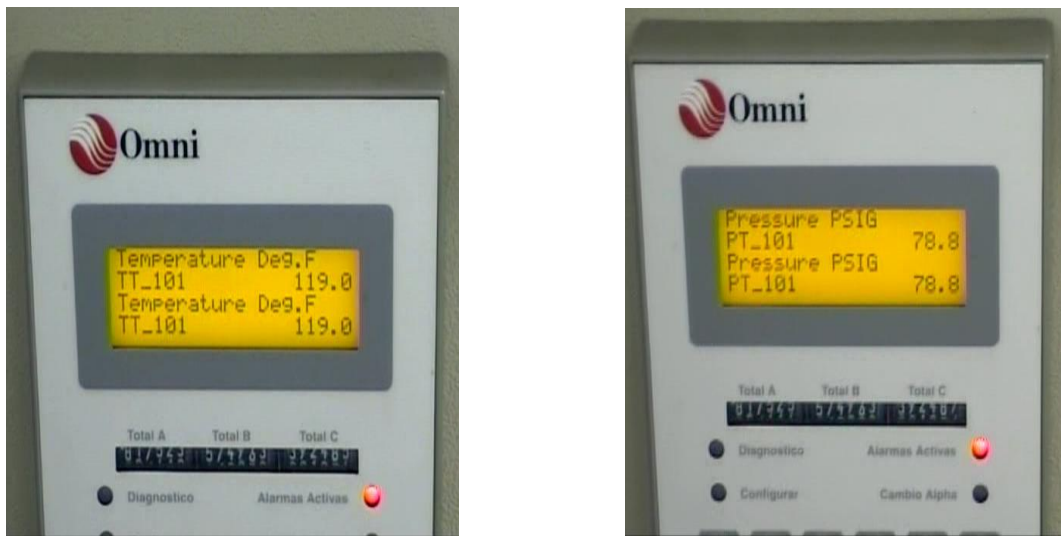


Figura 3.7. Temperatura y presión del sistema de medición.

3.4.1 Reportes de Producción y Calibración.

Los reportes de producción y calibración son el resultado de una serie de cálculos en base a los datos obtenidos de los transmisores, medidores, factores y constantes de cálculo.

➤ **Reporte de Producción.**

Se realiza en la práctica la labor de fiscalización de petróleo en el punto de transferencia de custodia previamente autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, para la supervisión de la producción diaria de petróleo todos los días a las 07:00 AM (esta hora puede variar según solicitud presentada y con los soportes debidamente sustentados y previamente aprobados por la DNH).

En la unidad LACT de Cononaco, este reporte se imprime automáticamente todos los días a las 04:00 AM (configurado acorde a las disposiciones solicitadas por la operadora y la DNH). El volúmen de crudo es medido en barriles (BBL), de una capacidad igual a 42 galones en unidades Americanas.

El reporte de producción (Fig. 3.8) impreso por el computador de flujo Omni 3000 instalado en la unidad LACT, tiene el siguiente formato:

Daily Historical Report (First)		ID:33408	07/31/07	06:54	Page 1
PETROBELL TIGUINO Daily Report					
Date :	07/31/07	Time :	04:00:00	Computer ID:	33408 Rev:20.74.21-1261
Meter ID Number	FT_101	FT-102	1+2		
Product Number	1	1			
Product ID	CrudeOil	CrudeOil			
API TableSelected	11.1Crud	11.1Crud			
Day Start Date	07/30/07	07/30/07			
Day Start Time	04:00:00	04:00:00			
Day End Date	07/31/07	07/31/07			
Day End Time	04:00:00	04:00:00			
Daily G(IV) BBL	221	2354	2575		
Daily N(GSV) BBL	218	2328	2546		
Daily Mass KLB	70	748	818		
Opening G(IV)BBL	807474	591561	1399030		
OpeningN(GSV)BBL	789738	592575	1382308		
Opening Mass KLB	255878	191978	447854		
Closing G(IV)BBL	807695	593915	1401605		
ClosingN(GSV)BBL	789956	594903	1384854		
Closing Mass KLB	255948	192726	448672		
Daily Flow Weighted Averages :					
Temperature Deg.F	92.8	88.2	88.6		
Pressure PSIG	82.8	58.3	60.4		
Flowing Den GM/CC	.9042	.9071	.9068		
Density T Deg.F	.0	.0	.0		
Density Pres PSIG	.0	.0	.0		
Flowing Sp. Gr.	.9051	.9080	.9077		
Flowing API	24.8	24.3	24.4		
Sp. Gr. @60 Deg.F	.9170	.9182	.9181		
API @ 60 Deg.F	22.8	22.6	22.6		
VCF	.98663	.98852	.98836		
CPL	1.00038	1.00030	1.00031		
CTPL	.98701	.98882	.98867		
Meter Factor	1.0000	1.0008	1.0007		
K Factor	8400.0	8400.0	8400.0		
MF UsedInNet (GSV)	NO	NO			

Figura 3.8. Reporte de Producción.

En este reporte se muestran los datos del registro del volumen transferido a través del medidor 1 (METER 1) con el TAG FT_101, medidor 2 (METER 2, FT_102) y del totalizador (1+2), entre los más importantes también se indican los siguientes datos:

- Producción diaria en barriles brutos.
- Producción diaria en barriles netos.
- La apertura de producción diaria.
- El cierre de producción diaria.

- La producción acumulada hasta la fecha.
- Medición de temperatura en operación.
- Medición de presión en operación.
- Factor diario.
- El API calculado.

➤ **Reporte de Calibración.**

La calibración del medidor se basa en el método de comparación volumétrica, que consiste en la comparación del volumen indicado en un patrón volumétrico (prover) contra el volumen indicado en el medidor, expresado a condiciones estándar, todo el desarrollo y los cálculos de la calibración se detallan el reporte de calibración.

En las figura 3.9, se muestra el instante en que se realizan las pruebas y el análisis de los respectivos reportes impresos.



Figura 3.9. Pruebas e impresión de los reportes.

El reporte de calibración (Fig. 3.10) impreso por el computador de flujo Omni 3000 instalado en la unidad LACT tiene el siguiente formato:

```

Prove Historical Report (First)   ID:33408           07/31/07 16:35 Page 1
                                PETROBELL

                                Meter Proving Report  Computer ID:   33408 Rev:20.74.21-1261

Date : 07/31/07   Time : 17:18:46                       Report Number : 332
Location : TIGUINO
=====
Prove Data :
Diameter Inches : 7.9810 Wall Thick In : .3220 Elasticity: 30000000
Cubic Exp : .0000186 Table Selected: 11.1Crud Product Name : CrudeOil
=====
Meter Data :
Serial Number:           Meter ID : FT-102
Meter Size : 4"         Meter Model : F4-S3 Total BBLs : 595038
Previous M.F. : 1.0005 @ G.BBL/Hr: 552.2 Date : 07/31/07 Time : 17:14:09
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run  Pulse Counts Temperature Deg.F Pressure PSIG Flowrate Gravity Meter
      Forward Total Prover Meter Prover Meter N.BBL/Hr @ 60F Freq
1    11405 22802 117.8 114.6 72.8 72.7 539.0 22.8000 1286
2    11403 22802 117.8 114.7 72.8 72.6 538.7 22.8000 1285
3    11404 22804 117.7 114.6 72.7 72.6 538.2 22.8000 1284
4    11405 22801 117.7 114.6 72.7 72.6 538.1 22.8000 1283
5    11403 22803 117.6 114.5 72.7 72.6 537.9 22.8000 1283
Averages 22802.4 117.7 114.6 72.7 72.6 538.4 22.8000 1284.2
K Factor Pulses/BBL : 8400.000
Maximum Count Deviation Between Runs .01%

Calculated Data For Prover
1. Base Volume of Prover, Barrels ..... 2.71656
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.00107
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) .... 1.00005
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .97638
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.00036
5a Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLp).. .97673
6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .97783
7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... 2.65633

Calculated Data For Meter
8. Metered Volume, Barrels ..... 2.71457
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .97767
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM).. 1.00036
11. Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLm).. .97801
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... 2.65488

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... 1.0005
13a. Actual Meter Factor Result ..... 1.0005
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 8395.802
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor ..... .000

Manual prove requested MF is automatically implemented
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

Signature Date Company Represented

_____
_____
_____

```

Figura 3.10. Reporte de calibración.

En la parte superior de este reporte se indican los datos de la unidad LACT como el nombre de la compañía, la ubicación, fechas, número de reporte y la revisión del computador de flujo.

La siguiente sección del reporte contiene los datos del probador bi-direccional, tabla API utilizada para los cálculos y el nombre del producto medido. También contienen los datos del medidor, el total de los BBL medidos y el Meter Factor con el que se ha trabajado (anterior).

Por último el reporte contiene los siguientes datos:

- Los datos de cada una de las corridas consecutivas (cinco):
 - Promedio del conteo de los pulsos del medidor durante la prueba.
 - Temperatura promedio de las cinco corridas en el probador.
 - Temperatura promedio de las cinco corridas en el medidor.
 - Presión promedio de las cinco corridas en el medidor.
 - Presión promedio de las cinco corridas en el probador.
 - La desviación máxima de conteo entre corridas (0.01%).

- Datos calculados para el probador:
 - Volumen base del probador.
 - Factor de corrección para el efecto de la temperatura en el acero CTSP.
 - Factor de corrección para el efecto de la presión en el acero CPSP.
 - Factor de corrección para el efecto de la temperatura en un líquido CTLP.
 - Factor de corrección para el efecto de la presión en un líquido CPLP.
 - Factor de corrección para el efecto de la temperatura&presión CTPLp.
 - Volumen del probador corregido.

➤ Datos calculados para el medidor:

- Volumen medido por el medidor.
- Factor de corrección para el efecto de la temperatura en un líquido CTLM.
- Factor de corrección para el efecto de la presión en un líquido CPLM.
- Factor de corrección para el efecto de la temperatura & presión CTPLm.
- Volúmen del medidor corregido.

➤ Calculo del factor del medidor:

- El nuevo factor de los medidores para la siguiente quincena
- El K factor actual en pulsos por barril.

El meter factor (1.0005), representa el factor del medidor utilizado para compensar la desviación de medición ocasionada por desgastes y variaciones de condiciones operacionales.

3.5 PRUEBAS FINALES Y COMPARACIONES.

3.5.1 Pruebas Finales.

Las pruebas finales de calibración, se realizaron con la presencia de los fiscalizadores del proyecto y de la DNH. Para validar el funcionamiento del computador de flujo se calibraron los dos medidores tanto con la utilización del computador de flujo como con el master meter (medidor patrón).

Los reportes de calibración fueron impresos y en base al análisis de los mismos se hizo la entrega definitiva del proyecto.

El reporte de calibración (Fig. 3.11) impreso en las pruebas finales por el computador de flujo para el medidor 1 es el siguiente:

```

Prove Historical Report (First)   ID:33408           10/23/07  23:16  Page 1

                PETROBELL

                Meter Proving Report  Computer ID:   33408 Rev:20.74.21-1261

Date : 10/23/07   Time : 23:02:01                   Report Number : 382
Location : TIGUINO
=====
Prove Data :
Diameter Inches : 7.9810  Wall Thick In : .3220  Elasticity: 30000000
Cubic Exp : .0000186  Table Selected: 11.1Crud  Product Name : CrudeOil
=====
Meter Data :
Serial Number:           Meter ID : FT-102
Meter Size : 4"         Meter Model : F4-S3  Total BBLs : 780266
Previous M.F. : 1.0008 @ G.BBL/Hr: 644.4  Date : 10/23/07  Time : 22:55:50
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run   Pulse Counts  Temperature Deg.F  Pressure PSIG  Flowrate Gravity  Meter
      Forward  Total  Prover  Meter  Prover  Meter  N.BBL/Hr @ 60F  Freq
1     11406  22791  84.3   83.1   79.1   78.5   638.4  23.2000  1503
2     11405  22792  84.3   83.1   79.1   78.5   638.4  23.2000  1503
3     11411  22799  84.4   83.1   79.2   78.5   638.5  23.2000  1503
4     11404  22790  84.4   83.1   79.2   78.5   639.1  23.2000  1504
5     11407  22793  84.4   83.1   79.0   78.4   639.1  23.2000  1504
Averages  22793.0  84.4   83.1   79.1   78.5   638.7  23.2000  1503.4
K Factor Pulses/BBL : 8400.000
Maximum Count Deviation Between Runs .04%

Calculated Data For Prover
1. Base Volume of Prover, Barrels ..... 2.71656
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.00045
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) ... 1.00005
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .99002
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.00036
5a Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLp).. .99037
6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .99087
7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... 2.69176

Calculated Data For Meter
8. Metered Volume, Barrels ..... 2.71345
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .99054
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM).. 1.00035
11. Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLm).. .99089
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... 2.68873

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... 1.0011
13a. Actual Meter Factor Result ..... 1.0011
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 8390.771
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor ..... .030

Manual prove requested MF is automatically implemented
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

Signature           Date           Company Represented

_____
_____
_____

```

Figura 3.11. Reporte de calibración de pruebas finales (medidor 1).

El reporte de calibración (Fig. 3.12) realizado e impreso para validar las pruebas finales con el master meter sobre el medidor 1 es el siguiente:

	CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO MEDIDOR MASTER	Rev: 0 Fecha: 23/07/04 Pag: 1 de 1 Código: R-IS-03
--	---	---

LOCALIZACION DE MEDIDOR	FECHA	REPORTE N°:-
PETROBELL	23-Oct-07	

DATOS /MEDIDOR	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR
MASTER	SMITH	4"	F4 - S1	XG - 08652	1.0443

DATOS /MEDIDOR	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°:-	TEMP. COMP.	MED. N°:-
EN PRUEBA	SMITH	4"	F4 - S3	S/N	NO	I

DATOS/MEDIDOR MASTER

1	LECTURA INICIAL	145130.0				
2	LECTURA FINAL	145230.0				
3	VOLUMEN MEDIDO (2-1)	100				
4	TEMP. DEL MEDIDOR	86 F				
5	PRESION DEL MEDIDOR	132 PSI				
6	FACTOR DEL MEDIDOR	1.0443				
7	CTL	0.98933				
8	CPL	1.00057				
9	CCF (6x7 x 8)	1.03375				
10	VOLUMEN NETO (3 x 9)	103.37500				

DATOS/MEDIDOR EN PRUEBA

11	LECTURA INICIAL	6417162.80				
12	LECTURA FINAL	6417267.25				
13	VOLUMEN MEDIDO (12-11)	104.45				
14	TEMP. DEL MEDIDOR (°F)	86.5 F				
15	PRESION DEL MEDIDOR	90 PSI				
16	CTL	0.98912				
17	CPL	1.00039				
18	CCF (16 x 17)	0.98951				
19	VOLUMEN NETO (13 x 18)	103.35432				
20	FACTOR MEDIDA (10/19)	1.0002				

DATOS DEL	TIPO	BSW	GRAV. OBS.	TEMP. OBS.	GRAV. APL. A 60° F.
LIQUIDO	PETROLEO	0.1	24.9	85	23.3

REPORTE ANTERIOR	REPORTE ACTUAL
-------------------------	-----------------------

RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR

RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR
606	23-Oct-07	1.0002

COMENTARIOS: FACTORES ANTERIORES:

NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE
			DNH AMAZONICA
			PETROPRODUCCION
			PETROBELL INC - GRANTMINING
WILLIAM ORDOÑEZ			MINGA STP

Figura 3.12. Reporte de calibración empleando el master meter.

El reporte de calibración (Fig. 3.13) impreso en las pruebas finales por el computador de flujo para el medidor 2 es el siguiente:

```

Prove Historical Report (Seventh)   ID:33408           10/23/07  23:21  Page 1

      PETROBELL

      Meter Proving Report   Computer ID:   33408 Rev:20.74.21-1261

Date : 10/23/07   Time : 22:44:29           Report Number : 376
Location : TIGUINO
=====
Prove Data :
Diameter Inches : 7.9810  Wall Thick In : .3220  Elasticity: 30000000
Cubic Exp : .0000186  Table Selected: 11.1Crud  Product Name : CrudeOil
=====
Meter Data :
Serial Number: E1-15588   Meter ID : FT_101
Meter Size : 4"   Meter Model : F4-S3   Total BBLs : 1032772
Previous M.F. : .9332 @ G.BBL/Hr: 514.3  Date : 11/13/06  Time : 20:35:19
=====
Data From Consecutive Prove Runs:
Run  Pulse Counts  Temperature Deg.F  Pressure PSIG  Flowrate  Gravity  Meter
      Forward  Total  Prover  Meter  Prover  Meter  N.BBL/Hr @ 60F  Freq
1  11416  22842  84.4  83.1  79.2  78.6  639.6  23.2000  1506
2  11417  22844  84.4  83.1  79.2  78.5  640.6  23.2000  1508
3  11420  22845  84.4  83.1  79.0  78.4  639.6  23.2000  1505
4  11424  22848  84.4  83.1  79.2  78.6  639.8  23.2000  1506
5  11421  22844  84.4  83.1  79.1  78.5  640.3  23.2000  1507
Averages  22844.6  84.4  83.1  79.2  78.5  640.0  23.2000  1506.4
K Factor Pulses/BBL : 8400.000
Maximum Count Deviation Between Runs .03%

Calculated Data For Prover
1. Base Volume of Prover, Barrels ..... 2.71656
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP).. 1.00045
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP) .... 1.00005
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) .99001
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP).. 1.00036
5a Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLp).. .99036
6. Combined Correction Factor (CCF) ..... .99085
7. Corrected Prover Volume, Barrels (Line 1 x Line 6) ..... 2.69170

Calculated Data For Meter
8. Metered Volume, Barrels ..... 2.71960
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) .99053
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM).. 1.00035
11. Correction Factor for the Effect of Temperature&Pressure(CTPLm).. .99088
12. Corrected Meter Volume, Barrels (Line 8 x Line 11) ..... 2.69479

Calculated Meter Factor
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12) ..... .9989
13a.Actual Meter Factor Result ..... .9989
14. Actual K Factor Pulses/Barrel ..... 8409.250
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor ..... 7.040

Manual prove requested MF is not implemented.
Remarks, Repairs, Adjustments, Etc., _____

Signature Date Company Represented

_____
_____
_____

```

Figura 3.13. Reporte de calibración de pruebas finales (medidor 2).

El reporte de calibración (Fig. 3.14) realizado e impreso para validar las pruebas finales con el master meter sobre el medidor 2 es el siguiente:

	CALIBRACION DE MEDIDORES USANDO MEDIDOR MASTER	Rev: 0 Fecha: 23/07/04 Pag: 1 de 1 Código: R-IS-03												
LOCALIZACION DE MEDIDOR PETROBELL	FECHA 23-Oct-07	REPORTE N°.-												
DATOS/MEDIDOR MASTER	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>MARCA</th> <th>TAMAÑO</th> <th>MODELO</th> <th>SERIE</th> <th>FACTOR</th> </tr> <tr> <td>SMITH</td> <td>4"</td> <td>F4-S1</td> <td>XG-08652</td> <td>1.0443</td> </tr> </table>	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR	SMITH	4"	F4-S1	XG-08652	1.0443			
MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE	FACTOR										
SMITH	4"	F4-S1	XG-08652	1.0443										
DATOS/MEDIDOR EN PRUEBA	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>MARCA</th> <th>TAMAÑO</th> <th>MODELO</th> <th>SERIE N°.-</th> <th>TEMP. COMP.</th> <th>MED. N°.-</th> </tr> <tr> <td>SMITH</td> <td>4"</td> <td>F4-S3</td> <td>EJ-155882</td> <td>NO</td> <td>2</td> </tr> </table>	MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°.-	TEMP. COMP.	MED. N°.-	SMITH	4"	F4-S3	EJ-155882	NO	2	
MARCA	TAMAÑO	MODELO	SERIE N°.-	TEMP. COMP.	MED. N°.-									
SMITH	4"	F4-S3	EJ-155882	NO	2									
DATOS/MEDIDOR MASTER														
1	LECTURA INICIAL	144920.0												
2	LECTURA FINAL	145020.0												
3	VOLUMEN MEDIDO (2-1)	100												
4	TEMP. DEL MEDIDOR	85.5 F												
5	PRESION DEL MEDIDOR	132 PSI												
6	FACTOR DEL MEDIDOR	1.0443												
7	CTL	0.98953												
8	CPL	1.00057												
9	CCF (6x7 x 8)	1.03396												
10	VOLUMEN NETO (3 x 9)	103.3960												
DATOS/MEDIDOR EN PRUEBA														
11	LECTURA INICIAL	5632199.40												
12	LECTURA FINAL	5632303.80												
13	VOLUMEN MEDIDO (12-11)	104.40												
14	TEMP. DEL MEDIDOR (°F)	86 F												
15	PRESION DEL MEDIDOR	88 PSI												
16	CTL	0.98933												
17	CPL	1.00038												
18	CCF (16 x 17)	0.98971												
19	VOLUMEN NETO (13 x 18)	103.32572												
20	FACTOR MEDIDA (10/19)	1.0007												
DATOS DEL	TIPO	BSW	GRAV. OBS.	TEMP. OBS.	GRAV. API. A 60° F.									
LIQUIDO	PETROLEO	0.1	24.9	85	23.3									
REPORTE ANTERIOR			REPORTE ACTUAL											
RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR	RATA (BLS/HR)	FECHA	FACTOR									
			612	23-Oct-07	1.0007									
COMENTARIOS: FACTORES ANTERIORES:														
NOMBRE	FIRMA	FECHA	REPRESENTANTE											
			DNH AMAZONICA											
			PETROPRODUCCION											
			PETROBELL INC - GRANTMINING											

Figura 3.14. Reporte de calibración empleando el master meter.

3.5.2 Cuadro Comparativo.

En base a los reportes de calibración realizadas posteriores a la automatización de la unidad LACT por las compañías acreditadas por la DNH para la calibración de medidores de volúmen con la utilización de un patrón de medida (master meter), se puede realizar el siguiente cuadro comparativo (tabla 3.1).

CUADRO COMPARATIVO			
	OMNI	MASTER METER	UNITS
IV	10,000	10,000	BPD
MF	1.0005	1.0007	Adimensional
GSV	10005	10007	BPD
Diferencia	5	7	BBL
Diferencia Omni/Master Meter	2		BBL
Precio	\$85.00		
Total Perdida/Ganancia (365 días)	\$62,050.00		
IV= Volumen indicado.		BPD= Barriles por día.	
MF=Meter Factor.		BBL= Barriles.	
GSV= Volúmen Bruto.			

Tabla 3.1. Reporte de calibración.

En la tabla anterior se puede apreciar la necesidad de estandarizar e incrementar la precisión en la medición de crudo, ya que en periodos largos de tiempo o miles de barriles transferidos, esto representaría grandes pérdidas o ganancias para las compañías.

3.6 COSTO DEL PROYECTO

En la tabla 3.2, se detallan los costos de los trabajos realizados por la contratista para la automatización de la unidad LACT.

COSTOS DE PROYECTO
PRECIOS UNITARIOS PARA LOS TRABAJOS DE AUTOMATIZACION DE LA UNIDAD LACT

RUBRO	DESCRIPCION	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD ESTIMADA	PRECIO UNITARIO US\$	PRECIO TOTAL US\$
1.- GENERALES					
1.1	Movilización	Global	2	\$ 1,840.12	\$ 1,840.12
1.2	Desmovilización	Global	2	\$ 1,226.75	\$ 1,226.75
1.3	Alimentacion		2	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
SUB-TOTAL ITEM 1				\$	4,066.87
2.- INSTALACION					
2.1	Armado e instalación de panel	Global	1	\$ 3,297.04	\$ 3,297.04
2.2	Montaje e instalación de instrumentos y OMNI 3000	Global	1	\$ 5,000.00	\$ 5,000.00
2.3	Calibración o constatación de calibración de instrumentos.	Global	1	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
2.4	Configuración y programación de la OMNI	Global	1	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00
2.5	Instalación de cables	Global	1	\$ 5,972.36	\$ 5,972.36
2.6	Pruebas	Global	1	\$ 800.00	\$ 800.00
2.7	Elaboración de plan de mantenimiento y calibración	Global	1	\$ 456.02	\$ 456.02
2.8	Planos AS- Built	Global	1	\$ 1,500.00	\$ 1,500.00
SUB-TOTAL ITEM 2				\$	19,025.42

DESCRIPCION	US\$
SUBTOTAL ITEM 1 (GENERALES)	\$ 4,066.87
SUBTOTAL ITEM 2 (INSTALACION)	\$ 19,025.42
SUBTOTAL	\$ 23,092.29
IVA (12%)	\$ 2,771.07
COSTO TOTAL ESTIMADO DEL PROYECTO	\$ 25,863.36

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo del proyecto “Automatización de una Unidad de Custodia de Transferencia Automática (LACT) para la Medición de Petróleo mediante la puesta en servicio de un Computador de Flujo, se fueron cumpliendo y plasmando cada uno de los objetivos propuestos, superando las falencias e inconvenientes presentados, con el fin de satisfacer los requerimientos del cliente y automatización de la planta, dentro de la seguridad para los equipos y personas, de acuerdo a la planificación, dentro de los costos establecidos y manteniendo la calidad del trabajo. Una vez finalizado el proyecto y haber alcanzado las metas y objetivos propuestos se pone a consideración las siguientes conclusiones y recomendaciones.

4.1 CONCLUSIONES.

- La automatización de la unidad LACT, se alcanzó mediante la puesta en servicio del computador de flujo, montada y conectionada en el panel JB-02 ubicada en un lugar más adecuado para el equipo dentro del cuarto de control de la planta.
- Se configuró el computador de flujo Omni 3000 revisión del firmware 20.74.21 para la medición de crudo en unidades americanas, cuya función es realizar el cálculo de los factores de corrección volumétricos, factor del medidor, volumen neto transferido, controlar el proceso de calibración del medidor y registrar automáticamente la transferencia de custodia de crudo.

- Se adecuó y/o implementó técnicamente el sistema de medición y el sistema de calibración (prover) de la unidad LACT, lo que permitió determinar en forma precisa los factores de medición de cada medidor volumétrico a ser calibrado, dando como resultado un factor del medidor en operación de 1,0005 el mismo que se encuentran dentro de valores establecidos y solicitados por la Dirección Nacional Hidrocarburos.
- Para una medición más efectiva y precisa de los volúmenes de hidrocarburos, la industria petrolera tiene como guía el Manual API de Normas de Medición Petrolera (MPMS), entre las que se aplican en este proceso se mencionan las siguientes:

API MPMS Capítulo 4, Sección 1, 1998	Sistemas Probadores.
API MPMS Capítulo 4, Sección 2, 1998	Probadores de Tuberías Convencionales.
API MPMS Capítulo 4, Sección 8, 1995	Operación de los Sistemas de Prueba.
API MPMS Capítulo 5, Sección 2, 1997	Medición de Hidrocarburos Líquidos por Medidores de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 11	Tablas de Medición de Petróleo.
API MPMS Capítulo 12, Sección 2, 1996	Cálculo de Cantidades de Petróleo por Medidores de Desplazamiento.
API MPMS Capítulo 12, Sección 2.1, 1995	Cálculo de Cantidades Petroleras utilizando Métodos Dinámicos y Factores de Corrección de Volúmenes.

- Se montaron dos nuevos transmisores inteligentes de temperatura Smart TT-301, aguas abajo de los sistemas de medición y prueba acorde con las

especificaciones técnicas recomendadas en las normas API del MPMS, para el sensado y transmisión de la temperatura hacia el computador OMNI.

- Se realizó una revisión general del conexionado de las señales de entrada y salida del panel de conexiones de campo JB-01, donde se efectuó la reconexión total del cableado de la bornera ubicada dentro del panel, para una apropiada identificación de los instrumentos de campo, se eliminó la congestión del cableado, donde se prescindió de conexiones innecesarias.
- El desarrollo de este proyecto permitió incrementar la precisión en el proceso de medición de petróleo, sustituir las mediciones manuales del registro de crudo, prescindir de la calibración por parte de las compañías acreditadas, generar reportes de producción y calibración automáticamente sin intervención del personal.
- Las pruebas operacionales arrojaron resultados válidos, en base a estos se estableció un cuadro comparativo versus los datos de otro sistema de prueba como es el Master Meter, dando como resultado una diferencia de 2 barriles diarios y al cabo de un año a un precio aproximado de 85 dólares esto representa una ganancia ó pérdida para la compañía de 62,050 dólares anuales.
- El sistema de control automático implementado se lo puede monitorear y controlar mediante una PC con el software OmniCom desde el Winpanel, así como también, desde el panel frontal (front panel) de la OMNI 3000.
- La exactitud de la medición de líquido por el medidor depende de la condición del medidor, del sistema probador (Prover), de la frecuencia de la prueba del medidor (Meter Proving), de las correcciones realizadas en las pruebas y de las variaciones entre las condiciones de operación y prueba.

4.2 RECOMENDACIONES.

- Para realizar la instrumentación y automatización de un proceso es necesario un levantamiento de la información de campo para analizar las condiciones operacionales del proceso y considerar las propuestas del cliente, para plantear las soluciones y procedimientos a ser desarrollados en la ingeniería del proyecto.
- Es importante que los instrumentos a ser utilizados en el proceso tengan su respectivo certificado de calibración, para poder ser ajustados al rango de operación requerido acorde a la aplicación.
- Para la configuración, calibración e instalación de los instrumentos que conforman un proceso es muy importante regirse rigurosamente a las especificaciones y recomendaciones suministradas por el fabricante, en caso de que se presenten problemas técnicos en los instrumentos, para garantizar el correcto funcionamiento de todos los elementos del sistema.
- Cualquier modificación o alteración de la base de datos, algoritmos de cálculos, ajuste de factores de cálculos, entre otros, se deberá realizar siguiendo un procedimiento previamente establecido por la DNH.
- Es necesario considerar el respaldo de energía eléctrica para mantener los equipos de procesamientos y cálculos funcionando, aun cuando se interrumpa la energía. El respaldo de energía también garantiza la preservación de la información del flujo o volúmen total acumulado.
- Como medida de prevención se deberán establecer procedimientos de contingencia, en caso de fallas en algún equipo del proceso de medición.
- Todos los equipos del sistema deberán poseer protección contra alta tensión eléctrica y descarga atmosférica, además la instrumentación y los paneles deben ser aterrizados a tierra.
- Para garantizar la integridad de los valores de las mediciones, es necesario mantener los ajustes de calibración y configuración en los elementos de medición, así como el uso de los valores adecuados de los factores,

constantes y ecuaciones de cálculos. Para evitar cambios no autorizados de dichos valores, se deberán restringir el acceso de personal para la realización de ajustes y modificaciones en los equipos del sistema.

- Cuando se realice la transferencia de crudo utilizar los medidores alternadamente y evitar utilizar los dos a la vez para evitar que trabajen con valores de flujo menor al mínimo requerido.
- Las calibraciones de los medidores instalados en las unidades LACT serán de responsabilidad exclusiva de cada uno de los usuarios y/u operadoras, las cuales se realizarán dos veces al mes, los días 1 y 16, y cuando sea necesario por funcionamiento defectuoso.
- El equipo de prueba (Prover) deberá ser seleccionado, operado y mantenido así como la instalación del medidor deberá ser operada y mantenida de manera tal que alcance el rendimiento esperado y exactitud deseada la cual debe ser establecida como una POLITICA, ACUERDO MUTUO Y/O REGULACION.



BIBLIOGRAFÍA Y ENLACES

- 1) INTERNATIONAL TRAINING & DEVELOPMENT, Lease Automatic Custody Transfer (LACT) System.
- 2) http://www.mem.gob.ve/norm_tec_hidrocarburos_liq/norm_tec_hidrocarburos_liq.pdf.
- 3) http://ramonmedina.name/files/instrum_g.pdf
- 4) <http://www.ceda.org.ec/descargas/biblioteca/Ley%20de%20Hidrocarburos.doc>
- 5) <http://info.smithmeter.com/literature/docs/mn01011s.pdf>
- 6) <http://www.monografias.com/trabajos11/valvus/valvus.shtml#CONTROL>
- 7) <http://tarwi.lamolina.edu.pe/~dsa/Medidores.htm>
- 8) http://www.ing.unlpam.edu.ar/~material/fluidos/pdf/clase_medidores_flujo.pdf
- 9) System Architecture and Installation Omni 3000 / 6000, Volúmen 1, User Manual
- 10) ARCO Oriente Inc, Flow Measurement Manual, rev A.
- 11) API, MPMS, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 4 – Proving Systems, Second Edition, May 1995.

ANEXO B

CONSULTORÍA TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

- **RESUMEN EJECUTIVO**
 - **OBJETO DEL CONVENIO**
 - **ALCANCE**
 - **CONCLUSIONES**
 - **RECOMENDACIONES**

	MEMORIAL DESCRIPTIVO	Nº: E-MD-OLADE-PPR-001	
	CLIENTE:	PETROECUADOR	HOJA: 1 de 6
	PROGRAMA:	CONSULTORÍA TÉCNICA DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE	
	AREA:	DISTRITO AMAZÓNICO – PETROPRODUCCIÓN	
	TITULO:	INFORME DE CONSULTORÍA TÉCNICA – PRIMERA FASE	

1. RESUMEN EJECUTIVO.-

Este informe de Consultoría Técnica (Primera Fase), presenta la metodología, conclusiones y recomendaciones, en base al Convenio de Cooperación Interinstitucional entre PETROECUADOR y PETROPRODUCCIÓN con OLADE, de fecha 17 de octubre de 2006. El informe es un trabajo independiente, neutral e imparcial de OLADE sobre el Objeto del Convenio.

1.1 OBJETO DEL CONVENIO.-

1.1.1 OLADE emita una opinión independiente e imparcial sobre las denuncias de supuesto robo de petróleo.

1.1.2 OLADE emita una opinión respecto al Informe de Auditoría elaborado por PETROECUADOR, sobre el mismo tema.

1.1.3 OLADE realice una evaluación técnica a los sistemas de producción y transporte de PETROECUADOR.

1.1.4 OLADE proponga la ingeniería conceptual de mejoras (Segunda Fase).

1.2 PERSONAL ASIGNADO A LA CONSULTORÍA TÉCNICA.-

El trabajo de Consultoría Técnica ha sido realizado por funcionarios de OLADE y expertos consultores.

1.3 ALCANCE.-

Los tres puntos descritos en el Objeto del Convenio se han evaluado en el presente informe. En la segunda fase se propondrá la Ingeniería Conceptual de Mejoras.

Para dar cumplimiento con el Objeto del Convenio, OLADE realizó entrevistas, efectuó relevamiento en estaciones y recopiló documentación técnica y legal.

Entrevistas.-

OLADE realizó entrevistas formales e informales a funcionarios y personal tercerizado de las unidades de PETROECUADOR (PETROPRODUCCION y RODA) y la DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Asimismo se mantuvieron entrevistas formales e informales con el personal de las empresas privadas y con el Presidente Ejecutivo de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador.

1.3.2 Relevamiento en Estaciones.-

Las visitas a las estaciones del Distrito Amazónico se realizaron del 2 al 9 de noviembre y del 16 al 17 de noviembre de 2006.

El listado y el cronograma de visitas a las estaciones de PETROPRODUCCION y las Empresas Privadas (CITY ORIENTE, SIPEC, PETROBELL, ANDES PETROLEUM, PETROSUD, PETROBRAS y PERENCO.

1.3.3 Documentación Técnica y Legal.-

Se recopiló documentación técnica y legal en copias duras y electrónicas de PETROECUADOR, PETROPRODUCCION, RODA, la DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS y las Empresas Privadas.

Los principales instrumentos normativos sobre las cuales se basa la presente Consultoría Técnica son: el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas aprobado por Acuerdo Ministerial No. 389 RO/671 de 26 de septiembre del 2002, y el Reglamento para el transporte del petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico aprobado por Decreto Ejecutivo No. 014. RO/280 de 26 de febrero de 2004.

1.4 CONCLUSIONES.-

Las entrevistas formales e informales, la evaluación de la documentación legal y técnica, y los hallazgos encontrados en las estaciones, han sido analizados

detalladamente en el Numeral 3 del presente informe. En base a este análisis OLADE arriba a las siguientes conclusiones:

1) La principal causa de la diferencia entre los datos de producción de campos y los volúmenes fiscalizados en Lago Agrio, se deben a la práctica de la recirculación del petróleo después de los sistemas de medición, en varias de las estaciones del Distrito Amazónico operadas por PETROPRODUCCION.

2) La evidencia más importante de que la discrepancia volumétrica fue causada por dicha práctica, radica en que una vez desarmados los sistemas de recirculación, a partir del 30 de julio de 2006, las diferencias de 11.21% entre datos de producción y fiscalización del año 2005, disminuyeron al 2.96% en septiembre del 2006.

3) OLADE, de las investigaciones documentales y principalmente de las entrevistas formales y no formales realizadas, infiere, que la razón de la práctica de la recirculación de petróleo por parte de ciertos funcionarios de PETROPRODUCCION, era proteger la imagen de su empresa, manteniendo niveles de producción de crudo más elevados de los reales, evitando, en datos, evidenciar la declinación de los campos.

4) Operativamente se estima, que en todo sistema de producción, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, existen diferencias que, en determinados rangos son tolerables. Así, la norma API (Instituto Americano del Petróleo), establece un porcentaje aproximado de mermas (diferencias) admisibles del 0,3%. Con relación a la diferencia actual entre los volúmenes de producción y fiscalización, de 2.96% correspondiente al mes de Septiembre, descontando las mermas admisibles, se llega a un valor de 2.63% ($2,96\% - 0,3\% = 2.63\%$). Las causas de este porcentaje radican en la sumatoria de los siguientes factores:

1.-Derrames menores en oleoductos originados por: robo de material tubular, intento de robo de producto, tentativa de algunos colonos asentados en el área de influencia del oleoducto de lograr indemnizaciones ambientales e insuficiente mantenimiento;

2.- Insuficiente fiscalización por parte de la DNH de los sistemas de medición y calibración, y en el aforamiento de tanques de propiedad de PETROPRODUCCION;

3.- No cumplimiento estricto por parte de PETROPRODUCCION y de las Empresas Privadas, de las Normas Técnicas Internacionales (Instituto Americano del Petróleo – Manual de los Estándares de Medición de Petróleo), del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y del Reglamento para el transporte del petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico;

4.- Insuficiente capacidad de almacenamiento en las estaciones de Auca Central y Sacha Central de PETROPRODUCCION y de ciertas estaciones de Empresas Privadas;

5) En relación al Informe de Auditoría elaborado por PETROECUADOR, OLADE concluye lo siguiente:

- Efectúa su análisis en las estaciones de Auca Central y Auca Sur y no en el resto de las estaciones, donde también se detectaron problemas de recirculación de crudo después de las unidades de medición;
- No examina las causas de las diferencias entre la producción y fiscalización, aún cuando la base de la auditoría, son las denuncias de recirculación;
- No determina las causas que generaron la recirculación;
- PETROECUADOR, ha realizado dentro del Informe de Auditoría, recomendaciones generales para el mejoramiento del sistema en el Distrito Amazónico, que OLADE las considera adecuadas pero no lo suficientemente detalladas. OLADE, en la Segunda Fase de esta Consultoría Técnica, propondrá mejoras de Ingeniería Conceptual para adecuar las instalaciones y operación de los Sistemas de Producción y Transporte de PETROECUADOR, con el objetivo de dar cumplimiento a la Norma API y situar la operación dentro el porcentaje de mermas admisibles del 0,3%.

6) OLADE como resultado de las investigaciones y hallazgos realizados, manifiesta que no ha encontrado evidencias y pruebas de robo de petróleo por parte de los trabajadores de PETROECUADOR.

1.5 RECOMENDACIONES.-

En base al análisis y evaluación realizada en el Numeral 3 y las conclusiones previamente expuestas, OLADE recomienda:

1) Considerar operativamente a PETROPRODUCCION como un usuario INDEPENDIENTE más de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, de tal forma

que se establezcan en forma conjunta con la DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, que todas las estaciones de propiedad de PETROPRODUCCION, sean centros de fiscalización, acorde con el Art. 41 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas;

2) Instituir un programa de mantenimiento correctivo en principio, y preventivo a futuro, de los medidores volumétricos instalados en las estaciones de propiedad de PETROPRODUCCION bajo los criterios técnicos señalados por los fabricantes. En la Ingeniería Conceptual de Mejoras a ser presentada en la Segunda Fase, se incluirán los manuales de mantenimiento del fabricante de los medidores de desplazamiento positivo instalados, para que PETROPRODUCCION los pueda utilizar en sus respectivos programas de mantenimiento;

3) Adecuar y/o implementar técnicamente los sistemas de medición de PETROPRODUCCION y de las empresas privadas, con unidades LACT de medición para una adecuada Transferencia Fiscal. Lo anterior permitirá medir y analizar con mayor exactitud y de acuerdo a la Norma API, la cantidad y calidad del crudo bombeado al RODA. OLADE presentará en la Segunda Fase la Ingeniería Conceptual de Mejoras para este tipo de unidades;

4) Una vez concluida las adecuaciones e implementaciones del punto 3), se debe adecuar y/o implementar técnicamente los equipos de calibración de propiedad de PETROPRODUCCION y de las empresas privadas. Lo anterior permitirá determinar en forma precisa los factores de medición de cada medidor volumétrico a ser calibrado. Las adecuaciones y/o implementaciones de los nuevos equipos de calibración serán recomendadas en la Segunda Fase de la Ingeniería Conceptual de Mejoras;

5) Cumplidos los puntos 3) y 4) precedentes, se debe capacitar al personal de PETROPRODUCCION, de las Empresas Privadas y de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, estableciendo nuevos procedimientos acordes a las tecnologías de medición a ser implementadas;

6) En la Segunda Fase, OLADE recomendará en la Ingeniería Conceptual de Mejoras, aumentar la capacidad de almacenamiento y prácticas adecuadas de mantenimiento;

7) Respecto a los derrames menores en oleoductos originados por robo de material tubular, intento de robo de producto y tentativa de algunos colonos asentados en el

área de influencia del oleoducto de lograr indemnizaciones ambientales, OLADE recomienda instituir sistemas de patrullaje sorpresa en oleoductos, así como en campos y estaciones;

8) El cumplimiento de las recomendaciones precedentes, evitará que en el futuro se repita la práctica de las recirculación después de los puntos de medición y situará la operación dentro del porcentaje de pérdidas admisibles del 0,3% de acuerdo a Normas Internacionales;

9) Analizar la modificación de los artículos pertinentes del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, de manera que se instituya unívoca y mandatoriamente el uso de los sistema de medición dinámica (tiempo real) en todas las estaciones de medición en el Ecuador. Lo anterior elevará los estándares operativos para una correcta Transferencia Fiscal;

10) En la Ingeniería Conceptual de Mejoras a ser presentada en la Segunda Fase, se incluirá un presupuesto estimativo de las instalaciones presentadas en este informe. OLADE recomienda ejecutar las adecuaciones y/o implementaciones durante la Gestión 2007, para lo cual es necesario incluir las inversiones en las partidas presupuestarias, tanto de PETROPRODUCCIÓN como de las Empresas Privadas;

ANEXO C

“DIFERENCIA ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y PRODUCCIÓN REPORTADA DE CAMPOS, OCASIONA PÉRDIDAS A PETROPRODUCCIÓN”

- **SITUACIÓN ACTUAL**
- **DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE CRUDO PRODUCIDO VS FISCALIZADO**
- **PRODUCCIÓN REPORTADA VS FISCALIZADA**



Relaciones Institucionales

rin@petroecuador.com.ec

Telfs: 2547 233

Alpallana E8-86 y Av. 6 de diciembre
2563 060 (ext. 2401)

BOLETIN DE PRENSA No. 82-RIN-2007

Quito, 30 de mayo del 2007

**“DIFERENCIA ENTRE PRODUCCIÓN FISCALIZADA Y PRODUCCIÓN
REPORTADA DE CAMPOS, OCASIONA PÉRDIDAS A
PETROPRODUCCIÓN”.**

El Vicepresidente de Petroproducción Ing. Oscar Garzón Quiroz, manifestó en Rueda de Prensa convocada por la Filial, que la diferencia entre la producción fiscalizada de la reportada en los diferentes campos, guarda diferencias que están perjudicando los objetivos de producción de PETROPRODUCCIÓN.

- **SITUACIÓN ACTUAL.**

- El Plan Operativo de PETROPRODUCCIÓN para el presente año aprobado por el Directorio Político de PETROECUADOR prevé producir un acumulado de 63.8 MMBL y una producción fiscalizada de 61.9 MMBL, para los primeros cuatros meses del presente año se estimó producir un acumulado de 20.904.266 barriles.

- En este mismo periodo de tiempo, PETROPRODUCCIÓN por operación directa reportó una producción de campos de 20.387.921 barriles, sin embargo al realizar el balance entre la producción entregada por el RODA y fiscalizada por la DNH en el único centro de medición del crudo fiscal que se encuentra ubicado en Lago Agrio (Lago Terminal y Ex Pam) al comparar con el volúmen de crudo reportado como producción de campos de PETROPRODUCCIÓN, más los volúmenes de crudo entregados para consumo de la refinería Amazonas y Lago Agrio, más los volúmenes en stock de tanques y los contabilizados en los once centros de medición de crudo

fiscal de las empresas operadoras privadas usuarias del RODA, se establece un diferencial de – 5.85 % (en menos) es decir, 19´193.004 bls.

- La diferencia de – 5.85 % determinada en el balance de movimiento de crudo, involucra a las actividades diarias realizadas por PETROPRODUCCIÓN como de las empresas operadoras privadas usuarias del RODA como son CITY ORIENTE, SIPEC, PETROBELL, ENCAN ECUADOR, PETROSUD PETRORIVA, PETROBRAS y PERENCO en cada uno de los centros de fiscalización y entrega de crudo determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, este porcentaje equivale a - 9.939,11 BPPD (en menos), porcentaje que supera la Norma API (Instituto Americano del Petróleo) que es del 0.3%.

➤ **Las causas y razones técnicas que se indican a continuación fundamentan la diferencia existente entre el volúmen de crudo fiscalizado y la producción reportada de campos:**

- No existe presencia fiscalizadora perenne y diaria de funcionarios de Hidrocarburos en cada uno de los ocho centros de fiscalización y entrega de crudo de empresas operadoras privadas y en tres centros de fiscalización en áreas del Bloque 15, centros que son de medición de crudo fiscal determinados por la Dirección Nacional de Hidrocarburos como lo establece el Art. 41 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

- Todos los centros de medición del crudo fiscal de las empresas operadores privadas se encuentran distantes de los equipos de bombeo de crudo, por ende, estos equipos de bombeo son operados íntegramente por las operadoras privadas.

- Algunos de los centros de fiscalización y entrega de crudo para cambio de custodia se encuentran distantes del Oleoducto Secundario, como es el caso de la medición de la producción del Bloque 27 operado por CITY ORIENTE, donde la DNH determinó que el centro de fiscalización sea en Tipishca y no en el sitio donde el Contrato de Participación lo determina que es la Estación Cuyabeno Central de PETROPRODUCCIÓN.

- En el numeral 3.3.1 del informe correspondiente a la Primera Fase, OLADE detalla claramente que las empresas CITY ORIENTE, SIPEC, PETROBELL, PETROSUD PETRORIVA, PETROBRAS y PERENCO cumplen parcialmente con la Norma API MPMS 6.1 y 6.2 y con lo establecido en los Art. 42 y 43 del Reglamento de

Operaciones Hidrocarburíferas al no disponer o tener operativo las Unidades de Rechazo con su respectivo Analizador de Corte de Agua de tal forma que se monitoree el porcentaje de BS&W en todo momento, y permita discriminar el crudo que tenga un BS&W superior al 1%.

- Al cumplir las operadoras privadas usuarias del RODA parcialmente con las Normas API MPMS 6.1 y 6.2, con lo establecido en los Art. 42 y 43 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y con los Art. 8 y 9 del Acuerdo Ministerial 014 “Reglamento para el Transporte de petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico”, no existe la confiabilidad y certeza para PETROPRODUCCIÓN que tanto los volúmenes de crudo medidos en los centros de medición como su especificación (% BS&W, API) sean los correctos.

➤ **Acciones que deben ser implementadas de inmediato:**

- Disponer a través de los Administradores de los Contratos y de la Dirección Nacional de Hidrocarburos el INMEDIATO cumplimiento por parte de las empresas operadoras usuarias del RODA de las Normas API MPMS 6.1 y 6.2, con lo establecido en los Art. 42 y 43 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y con los Art. 8 y 9 del Acuerdo Ministerial 014, esto es, que las empresas completen los centros de medición de crudo fiscal de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.3.1 del informe correspondiente a la Primera Fase de la Consultoría Técnica presentado por OLADE.

- Instar para que la Dirección Nacional de Hidrocarburos refuerce su acción fiscalizadora en forma perenne y diaria en las empresas operadoras privadas usuarias del RODA que tienen sus equipos de bombeo de crudo distantes de los centros de medición de crudo fiscal, como es el caso de Cononaco, Pindo, Yuca, Gacela, Coca, Indillana, Limoncocha, Shushufindi, Pata y Tipishca.

- Instar para que la Dirección Nacional de Hidrocarburos mantenga su acción fiscalizadora en forma perenne y diaria en todos los centros de fiscalización de crudo fiscal que provienen de empresas operadoras privadas usuarias del RODA.

- En consideración de que, de acuerdo a lo establecido en el Art. 14 del Acuerdo Ministerial 014, el RODA es el responsable del transporte del crudo de los usuarios luego de ser medido en las Unidades LACT de cada uno de los centros de

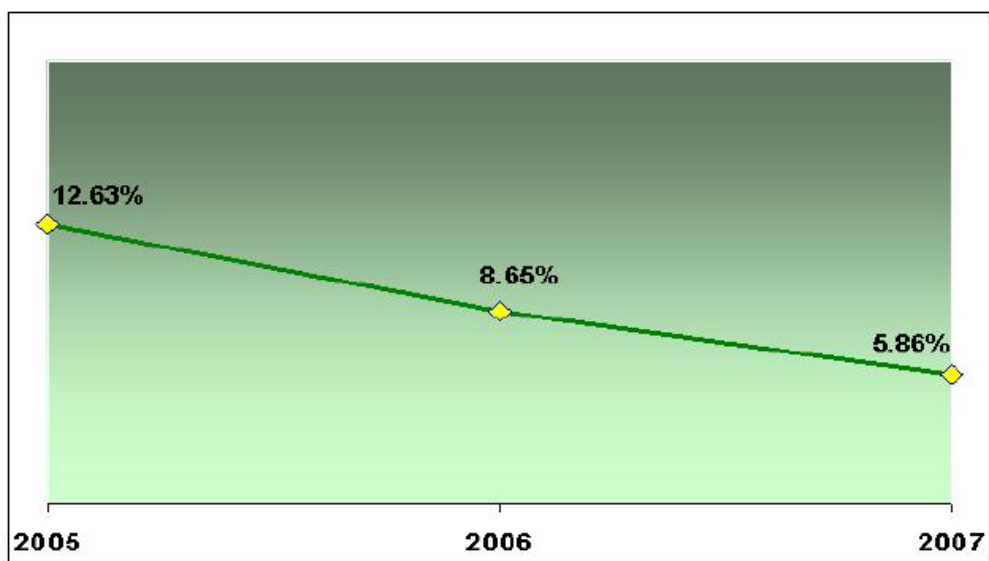
fiscalización y entrega, es estrictamente necesario que supervisores del RODA controlen las actividades de bombeo de crudo en aquellas estaciones indicadas en el punto anterior y constatar que el crudo bombeado cumpla con lo dispuesto en los Art. 8 y 9 del Acuerdo Ministerial 014, para que esto se cumpla, las operadoras privadas ineludiblemente deberán tener operativo las unidades de rechazo con su respectivo analizador de corte de agua de tal forma que se monitoree el porcentaje de BS&W en todo momento, y permita discriminar el crudo que tenga un valor de BS&W superior al 1%.

- Analizar la modificación de los artículos pertinentes del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas y Reglamento para el Transporte de petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico “Acuerdo Ministerial 014”, de manera que se instituya unívoca y mandatoriamente el uso de los sistema de medición dinámica (tiempo real) en todas las estaciones de medición de crudo fiscal de empresas privadas como de PETROPRODUCCIÓN, lo anterior elevará los estándares operativos para una correcta Transferencia Fiscal.

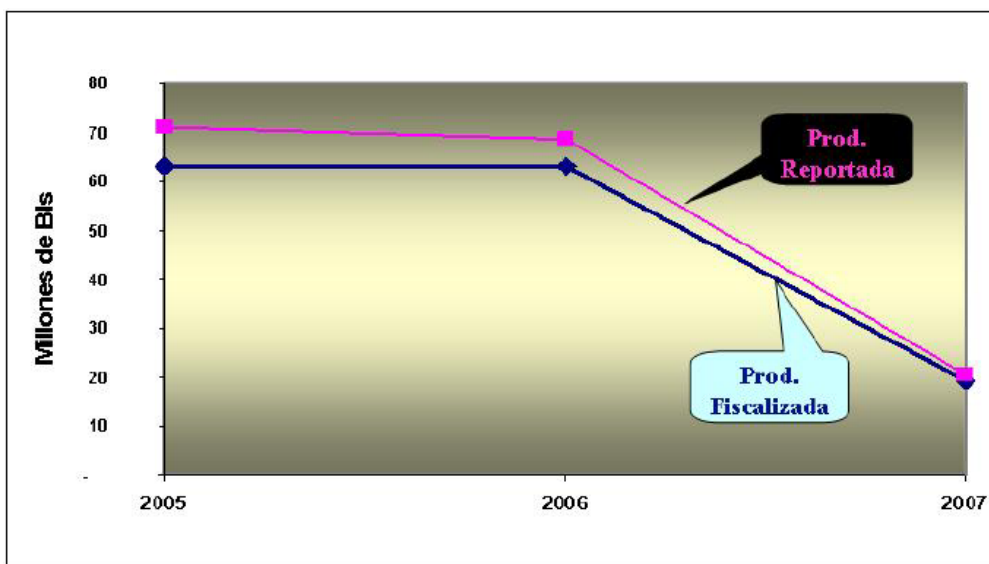
- Amerita la modificación del literal (a) del Art. 10 del Acuerdo Ministerial en el sentido de que el RODA no podrá recibir ni transportar un crudo proveniente de las áreas de contrato de las empresas operadoras privadas que contenga valores superiores al 0.5 % de BS&W.

- Considerar operativamente a PETROPRODUCCIÓN como un usuario INDEPENDIENTE más de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico, de tal forma que se establezcan en forma conjunta con la DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, que todas las estaciones de propiedad de PETROPRODUCCIÓN, sean centros de fiscalización, acorde con el Art. 41 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.

DIFERENCIA PORCENTUAL ENTRE CRUDO PRODUCIDO VS FISCALIZADO



PRODUCCIÓN REPORTADA VS FISCALIZADA



Relaciones Institucionales

rin@petroecuador.com.ec Alpullana E8-86 y Av. 6 de diciembre
Telfs: 2547 233 / 2563 060 (ext. 2401)

ANEXO D

“REGLAMENTO PARA EL TRANSPORTE DE PETRÓLEO CRUDO A TRAVÉS DEL SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUATORIANO Y LA RED DE OLEODUCTOS DEL DISTRITO AMAZÓNICO”

- **CAPITULO II**

- **DE LA OPERACIÓN DE TRANSPORTE**

No. 014

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS

Reglamento para el transporte del petróleo crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico.

CAPITULO II

DE LA OPERACIÓN DE TRANSPORTE

Art. 2.- Los usuarios entregarán a la operadora, el petróleo crudo para ser transportados por el sistema de oleoductos operados por PETROECUADOR, de conformidad con los convenios que la operadora firme con cada uno de ellos, en los lugares previamente acordados por las partes y aprobados por el Ministerio del ramo. Dichos convenios se sujetarán al presente acuerdo ministerial y demás disposiciones legales dictadas al respecto.

Art. 3.- La participación de los usuarios en el volumen de llenado total del Sistema de Oleoductos Operados por PETROECUADOR, en el volumen mínimo de reserva de seguridad nacional y el máximo de bombeo, será regulada por la DNH, en forma proporcional a sus tasas de producción previamente fijadas.

Art. 4.- En el caso de que los Sistemas de Oleoductos operados por PETROECUADOR se vean disminuidos en su capacidad de transporte en lo que respecta al crudo del área del contrato de las compañías productoras, ya sea por circunstancias de fuerza mayor, imprevistos no catalogados como fuerza mayor o caso fortuito, o por cualquier otra causa de orden interno o externo a la operación del mismo que implique la potencial disminución de transporte o una sobredemanda de su capacidad; la Dirección Nacional de Hidrocarburos podrá considerar en la regulación prevista en el artículo 3 del presente acuerdo, otros criterios como son los de: producción promedio mensual, gravedad del crudo, viscosidad cinemática del crudo u otros que técnicamente sean justificables. El volumen de crudo no bombeado por las compañías productoras a la red de oleoductos del Distrito Amazónico y consecuentemente al SOTE, deberán ser recibidos de manera proporcional a la regulación respectiva.

Art. 5.- Los usuarios contarán con las instalaciones adecuadas para efectuar las entregas de petróleo a la operadora, y realizarán el mantenimiento y operación de las mismas, de conformidad con las normas de seguridad utilizadas en la industria petrolera.

Las conexiones a los Sistemas de Oleoductos Operados por PETROECUADOR, serán aprobadas por PETROECUADOR y comunicadas a la DNH.

Los trabajos de conexión final a los Sistemas de Oleoductos Operados por PETROECUADOR solo podrán ser ejecutados por un contratista calificado y aprobado por PETROECUADOR y la operadora. La supervisión técnica de dichos trabajos será realizada por la operadora y su costo total deberá ser cubierto por el usuario a quien pertenezca dicha conexión.

Art. 6.- Los usuarios y/o las operadoras, conforme al Art. 41 del Reglamento sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, deberán solicitar a la DNH las inspecciones correspondientes, previa a la aprobación del sitio y a la autorización de operación de los centros de fiscalización y entrega de petróleo crudo.

Art. 7.- Los volúmenes de petróleo crudo entregados por los usuarios, serán registrados a través de las unidades LACT, instaladas tan cerca como fuere posible del respectivo punto de entrega a los Sistemas de Oleoductos Operados por PETROECUADOR.

Además se considerará como petróleo crudo, los derivados hidrocarburíferos y/o residuos entregados a la Operadora para ser transportados por el Sistema de Oleoductos operados por PETROECUADOR.

Las calibraciones de los medidores instalados en las unidades LACT y ACT serán de responsabilidad exclusiva de cada uno de los usuarios y/u operadoras, las cuales se realizarán antes de su uso y posteriormente dos veces al mes, los días 1 y 16, y cuando sea necesario por funcionamiento defectuoso de la misma, a solicitud de cualquiera de las partes contratantes o de la DNH, en función de las especificaciones dadas por el fabricante de los equipos y las normas bajo las cuales fueron fabricadas. Estas calibraciones serán realizadas por compañías inspectoras independientes calificadas por la DNH, presenciadas por las operadoras y certificadas por la DNH.

Cualquier mecanismo, dispositivo que por su uso o función afecte la precisión de la medición o control, debe ser suministrado con un medio para sellar con seguridad, los

cuales serán sellados por la DNH, y si eventualmente, se requiere realizar trabajos que impliquen la rotura los sellos de seguridad, los usuarios y las operadoras previamente notificarán a la DNH en la jurisdicción correspondiente.

De la rotura o colocación de sellos de seguridad, se dejará constancia en actas suscritas por representantes de la DNH, usuarios y/u operadoras según sea el caso.

Art. 8.- En la fiscalización de los volúmenes y calidad de petróleo crudo entregados por los usuarios a los Sistemas de Oleoductos (SOTE, RODA) Operados por PETROECUADOR y el bombeado transportado desde la estación No. 1 Lago Agrio hasta el Terminal Petrolero de Balao, en el caso del SOTE, se aplicarán las normas técnicas internacionales aceptadas por la DNH, que comprenden pero no se limitan a las descritas a continuación:

- Muestreo de petróleo. Norma ASTM D-4177.
- Determinación de agua por destilación. Norma ASTM D-4006.
- Determinación de sedimentos por extracción. Norma ASTM D-473.
- Determinación de viscosidad a 80°F, Norma ASTM D- 445.
- Determinación de porcentaje en peso de azufre. Norma ASTM D-4294.
- Determinación de gravedad API, Norma ASTM D-1298.
- Corrección de densidad y volumen a 60°F, Norma ASTM D-1250.
- Calibración de probadores volumétricos API MPMS capítulo 4.

Art. 9.- Los resultados de la fiscalización diaria de petróleo crudo (entregas a los sistemas de oleoductos operados por PETROECUADOR SOTE y/o RODA) se asentarán en el registro respectivo, que normalmente incluirá la siguiente información:

- Fecha de entrega.
- Lecturas iniciales, finales y diferencia.
- Temperatura observada.
- % en volumen de BS&W redondeado a una milésima.
- Gravedad API observada, API a 60°F y API seco resultante.
- Gravedad específica redondeada a una diez milésima.
- Factores de corrección de medidores redondeados a una diez milésima.
- Viscosidad en cSt a 80°F redondeado a una décima.
- Porcentaje del contenido en peso de azufre redondeado a una centésima.
- Volúmenes en barriles brutos a 60°F redondeado a una centésima.

- Volúmenes en barriles netos a 60°F redondeados a una centésima.
- Total diario, acumulado mensual y acumulado total de: barriles brutos, barriles netos y peso relativos.

Para efectos de redondeo, las operadoras y los usuarios del Sistema de Oleoductos Operados por PETROECUADOR deben sujetarse a las normas aplicables conforme el MPMS capítulo 12, sección 2 y/o similares.

Las operadoras y los usuarios elaborarán un registro mensual con los resultados de la fiscalización diaria, en la cual se incluirán los acumulados mensuales de los volúmenes en barriles brutos fiscalizados, barriles netos fiscalizados y peso relativo. Adicionalmente, se determinará en forma mensual la gravedad API seco, la viscosidad mezcla y el porcentaje en peso de azufre de acuerdo a las siguientes expresiones:

Los registros de producción fiscalizada diaria de petróleo crudo (Entregas a los Sistemas de Oleoductos Operados por PETROECUADOR) serán presentados diariamente a la DNH.

Art. 10.- El petróleo crudo producido por los usuarios no podrá ser recibido y/o transportado por las operadoras de existir una o más de las siguientes causas comprobadas por las operadoras o la DNH.

- a) Cuando tenga más del 1% de agua y sedimentos (BS&W);
- b) Cuando tenga sustancias y/o posea características que pudieran dañar las instalaciones de transporte y almacenamiento o interferir con el adecuado funcionamiento de las instalaciones, de conformidad con las prácticas normales de la industria petrolera;
- c) Cuando la gravedad API sea menor a los asignados en la correspondiente regulación emitida por la DNH;
- d) Cuando existiere orden del Ministerio del ramo que prohíba expresamente el transporte de dicho petróleo;
- e) Cuando existan condiciones operativas que impidan su recepción, siempre que no sean de aquellas contempladas en el artículo 15 del presente acuerdo ministerial; y,

f) Cuando la unidad LACT del usuario y las unidades ACT no se encuentren funcionando correctamente, situación que será determinada mediante el control diario de los medidores, conforme a lo establecido en el artículo 7 de este acuerdo.

Art. 11.- Cuando no haya sido posible recibir el petróleo crudo a los usuarios, para ser transportado por los Sistemas de Oleoductos Operados por PETROECUADOR, ésta deberá informar inmediatamente vía telefónica, fax, o correo electrónico y oficializar por escrito a la Dirección Nacional de Hidrocarburos y al usuario, dentro de los tres días laborables subsiguientes a la no recepción del petróleo crudo, indicando las razones que impidieron dicha recepción.

Art. 12.- El Ministerio del ramo en aplicación al artículo 33 de la Ley de Hidrocarburos, reformado por las leyes 101 y 44, podrá exigir a PETROECUADOR y a las demás compañías operadoras, el suministro de un porcentaje de su participación para el abastecimiento de las plantas refinadoras, plantas petroquímicas e industriales establecidas en el país, para satisfacer la demanda del mercado interno.

Art. 13.- El volumen de petróleo crudo disponible para exportación de cada uno de los usuarios en el Terminal Petrolero de Balao, será determinado de conformidad con lo que establece al respecto el Reglamento de Programación de Embarques de Petróleo Crudo, en vigor.

Art. 14.- La Operadora del Sistema de Oleoductos Operados por PETROECUADOR será responsable del petróleo crudo de los usuarios luego de ser medido en las unidades LACT de cada uno de los centros de fiscalización y entrega en Lago Agrio (SOTE) y/o desde los puntos de inyección a la línea principal del Sistema de Oleoductos Operados por PETROECUADOR en su trayecto hasta el Terminal Petrolero de Balao, mientras que la operadora del RODA será responsable del petróleo crudo de los usuarios luego de ser medido en las unidades LACT de cada uno de los centros de fiscalización y entrega y/o desde los puntos de inyección a la línea del RODA, pero no están obligadas a mantenerlo segregado, toda vez que por razones operacionales dicho petróleo crudo necesariamente se mezcla con el de todos los usuarios del SOTE o RODA. Terminará esta responsabilidad, para el caso de la operadora del RODA, cuando el petróleo crudo pase a través de las unidades LACT a los tanques de almacenamiento de la estación No. 1 de Lago Agrio o del punto de conexión de la línea de recepción de plantas refinadoras petroquímicas e industriales, y para el caso de la operadora del SOTE, cuando el petróleo crudo pase a través de las bridas de conexión del sistema de carga del Terminal Petrolero de Balao a las

líneas de recepción en un buque o del punto de conexión de la línea de recepción de plantas refinadoras petroquímicas e industriales a la línea del SOTE.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.- Es fiel copia del original.- Lo certifico.- Quito, a 16 de febrero del 2004.- Gestión y Custodia de Documentos.- f.) Lic. Mario Parra.

ANEXO E

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS DEL COMPUTADOR DE FLUJO OMNI 6000/3000

Características Físicas y Eléctricas del Computador de Flujo OMNI 3000.

➤ Montaje del Panel.

Se requiere de un tablero cortado con el tamaño correcto como el dimensionado que se muestra en la figura. Los tableros debe ser un mínimo de 1/8 pulgada de espesor a prueba de agua y explosiones, la norma NEMA que debe aplicar para el panel puede ser NEMA 4/4X.

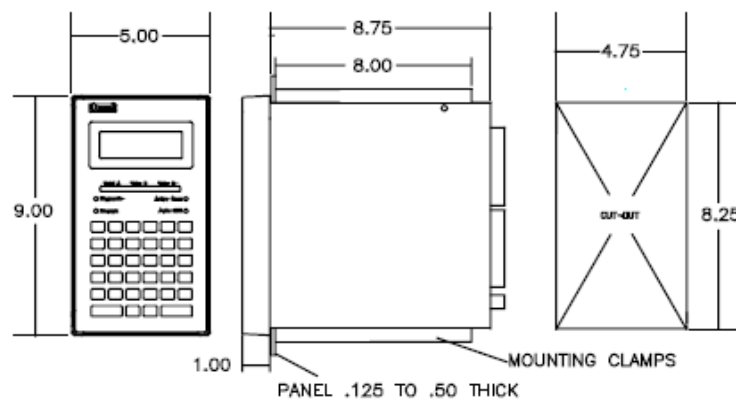
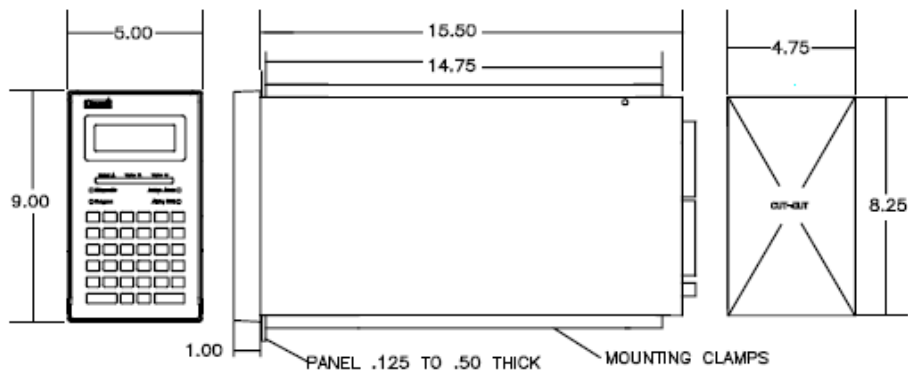


Figura E-1. Montaje del panel OMNI 3000/6000

➤ Dimensiones.

- Corte para el panel
8.25 in x 4.75 in (210 mm x 121 mm)
- Detrás del panel
8.75 in*/15.50 in (222 mm* x 394 mm)
- Marco (Bisel) del panel frontal
9 in x 5 in (229 mm x 127 mm)
- Peso
9* lbs/16 lbs (4.08 Kg/ 7.26 Kg)

➤ Medio Ambiente.

- Temperatura de operación
-10° a +60°C (+14° a +140°F)
- Temperatura de Almacenamiento
-20° a +70°C (-4° a +158°F)
- Humedad Relativa
90% no condensante
- Temperatura de Operación de la Pantalla de Cristal Líquido LCD
0° a +150°C (32° a +122°F)

➤ Voltaje de Alimentación.

- 110 Vac-120Vac, 220-240Vac ó 10-35 Vatios.

➤ Batería de Respaldo.

Los datos totales son retenidos por un mínimo de 30 días dentro de un ambiente controlado. Periódicamente deberá aplicársele energía para recargar las baterías, en caso que el equipo no sea instalado de inmediato.

➤ Energía/Fusibles.

Receptáculos de 110 Vac son el estándar, sin embargo también hay disponibles conexiones para corriente directa (DC). Las conexiones de energía y los fusibles primarios del sistema, ambos se encuentran en el panel trasero.

➤ **Protección Contra Sobrevoltaje/Sobre tensión.**

Cortacircuitos automáticos y dispositivos de absorción de corrientes de sobre tensión están ubicados en la fuente de energía. La fuente de energía tiene incorporado unos fusibles de auto reposición, los cuales desconectan la corriente para proteger al computador.

➤ **Unidad Central de Procesamiento (CPU)/Memoria.**

Microprocesador de 32 bits de memoria RAM de óxido metálico semiconductor complementario (CMOS RAM), con un coprocesador matemático de coma flotante, operación a 16 Mhz, reloj de tiempo real de hardware, y batería de respaldo del RAM. Según lo requerido, también hay disponibles 2 MB de memoria EPROM, 4 MB de SRAM y 8 de flash RAM

➤ **Entradas/Salidas Modulares**

De 4* o 10 ranuras para enchufar cualquier configuración de módulos de entrada/salida de medición, control, integrales proporcionales derivadas (PID), control secuencial, unidades de terminal remoto (RTU), o como un maestro suplementario de comunicaciones.

➤ **Conexiones del Cableado entradas/salidas**

De 4* o 10 regletas de terminales de tornillo de 12 posiciones están verticalmente montados en el panel trasero.

➤ **Aislamiento Óptico**

Cada entrada y salida esta fotopticamente aislada, con un máximo rechazo de modo común en entradas y salidas del +/- 250 VCD a tierra del chasis.

➤ **Entradas Analógicas/Detectores Termométricos de Resistencia (RTD)**

- Cantidad
Máximo 4 por módulo de combinación.
- Precisión
14 bits binarios.
- Exactitud
+/- 0.025% (+5° a +50°C)
- Tipo
4-20 mA ó 1-5 voltios ó RTD's de 4 alambres entrada diferencial o 100 ohms.

➤ **Transmisores Digitales Inteligentes.**

- Series Honeywell ST3000 y SMV3000
- Rosemount 3095 FB Multivariable

➤ **Entrada de Impulsos.**

- Cantidad
Máximo 2 por módulo de combinación.
- Frecuencia de entrada
DC a 16 Khz Configuración Entrada Diferencial.

➤ **Entrada de Conmutadores Detectores del Tubo Comprobador**

Aplicación de 12-24 VDC (Flanco ascendente descendente).

➤ **Entradas de Detectores de Interpolación de Impulsos.**

Por cierre de contactos o transistor abierto del colector.

➤ **Entradas de Estado/Salidas de Alarmas de Control.**

Seleccionable en cualquier configuración de entradas o salidas 1* o 2 módulos de entrada/salida digital de 12 canales.

➤ **Salidas Analógicas.**

Máximo 4 o 12, dependiendo del número de módulos de combinación (2* o 6).

➤ **Entradas/Salidas Seriales Multibus RS-232-C/RS-485-C.**

- Cantidad
2 por entrada/salida serial
- Velocidad de Transmisión en Baudios
Seleccionable por vía del software de 1.2-38.4 Kbps.1

Para efectos de investigación o información se adjunta el manual del usuario, Omni 3000 / 6000 Flow Computer, System Architecture and Installation VOLÚMEN 1, en archivo PDF del CD.

ANEXO F

TRANSMISOR INTELIGENTE DE TEMPERATURA SMAR TT-301

- **DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL HARDWARE**
- **DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SOFTWARE**

TRANSMISOR INTELIGENTE DE TEMPERATURA SMAR TT-301

- **Descripción Funcional del Hardware.**

En la diagrama de bloques de la figura F-1, se describe el funcionamiento del circuito.

- ✓ **Multiplexor (MUX).**

El multiplexor es una sección que condiciona la señal asegurando que los voltajes sean medidos en los terminales correctos.

- ✓ **Acondicionador de Señal (Signal Conditioner).**

Su función es aplicar la ganancia correcta a la señal de entrada para ingresarla al conversor A/D.

- ✓ **Conversor Analógico /Digital (A/D Converter).**

El conversor A/D convierte la señal de entrada a un formato digital para el CPU.

- ✓ **Aislador (Isolator).**

Esta función es para aislar el control y la señal de datos entre la entrada y el CPU.

- ✓ **Unidad Central de Procesamiento (CPU) y PROM.**

El CPU es la sección inteligente del transmisor, siendo la responsable de la dirección y operación de todos los bloques, linealización, compensación de la unión fría y comunicación. El programa esta almacenado en una memoria PROM, así como los datos de linealización para los sensores de temperatura, para el almacenamiento temporal de los datos, la CPU tiene una RAM interna, los datos de esta memoria se pierden si la fuente es apagada, sin embargo también tiene internamente una EEPROM no volátil, donde se almacenan datos que deben retenerse. Los ejemplos de tales datos son: calibración, configuración e identificación de datos.

✓ **Conversor Digital/Analógico (D/A Converter).**

Convierte los datos digitales del CPU a una señal análoga con una resolución de 14 bits.

✓ **Salida (Output).**

Controla de corriente en la línea que alimenta los transmisores, actúa como una carga resistiva variable, cuyo valor depende de la tensión del conversor de D/A.

✓ **Modem.**

Modula la comunicación de la señal. Un "1" representa 1200Hz y un "0", 2200Hz. Estas señales son simétricas y no afectan el nivel de DC de la señal de 4-20mA.

✓ **Fuente de Alimentación (Power Supply):**

La energía es suministrada hacia el circuito del transmisor por medio de la línea de señal (sistema de dos alambres). El consumo inactivo del transmisor es de 3.6mA; durante operación puede alcanzar 21mA, conforme el estado de la medición y del sensor.

✓ **Aislamiento de la Fuente de Energía. (Power Isolation).**

Esta función es para aislar el suministro de energía entre la entrada y el CPU.

✓ **Controlador del Visor (Display Controller).**

Recibe los datos del CPU y activa los segmentos del LCD informando cual de los segmentos de la Pantalla de Cristal Liquida deben encenderse.

✓ **El Ajuste Local.**

Son dos interruptores (switches) que se activan magnéticamente por un destornillador magnético, sin contacto externo, mecánico o eléctrico.

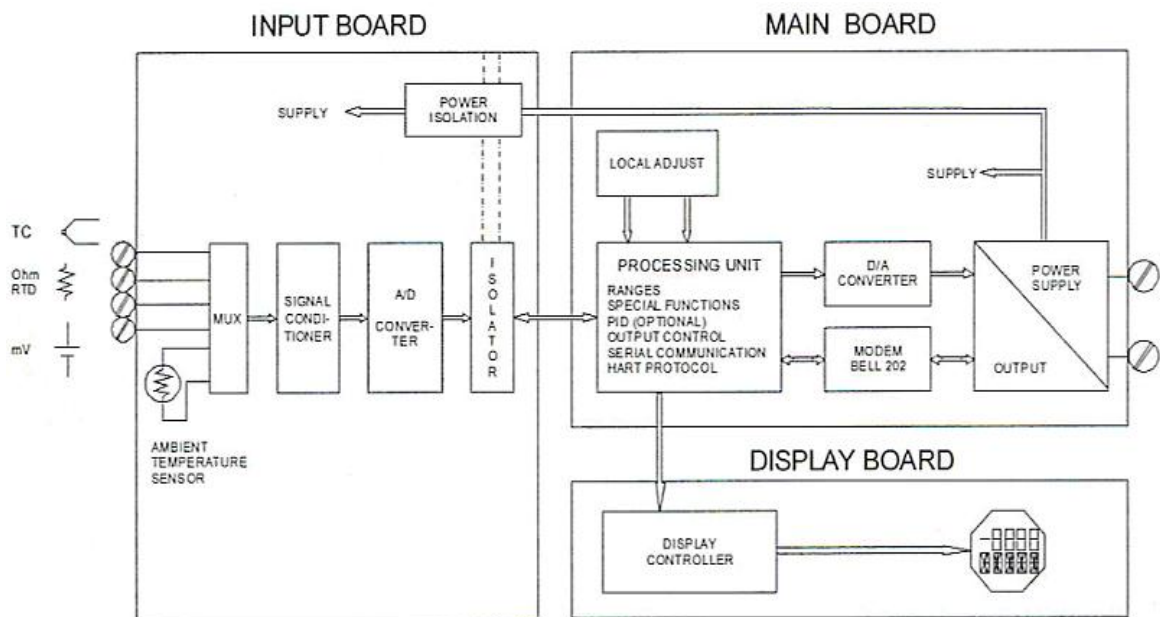


Figura F-1. Diagrama de bloques del hardware del TT301.

• **Descripción Funcional del Software.**

En el diagrama de bloques de la figura F-2, se muestra el funcionamiento del Software del transmisor TT 301.

✓ **Entrada (Input).**

Calcula el valor actual de mV o Ohm sentido por la circuito de entrada.

✓ **Filtro Digital (Digital Filter).**

El filtro digital es un filtro pasa bajo con una constante de tiempo ajustable. Es usado para suavizar señales ruidosas.

✓ **Trim Entrada (Input Trim).**

Aquí el valor obtenido por la lectura del trim de entrada es usada para corregir el transmisor, el trim es una función usada para ajuste de resistencia, voltaje y corriente a los requerimientos del usuario.

✓ **Linealización y Compensación Estándar del Sensor.**

Aquí, los mV y Ohm medidos son linealizados y compensados por la unión fría de acuerdo a las características del sensor y almacenados en la CPU. La CPU contiene datos sobre la mayoría de sensores estándar disponibles.

✓ **Sensor Especial (Sensor Special).**

Aquí, los mV y Ohm medidos pueden ser linealizados conforme a una tabla de linealización especificada TABLE(X Y), También se especifica el tipo de sensor y conexión (TYPE/CONNECTION). En UNIT, se configura las unidades deseadas.

✓ **Rango (Ranging).**

Es usado para fijar los valores correspondientes del proceso a una salida de 4 y 20 mA, en modo de transmisor o la variable del proceso de 0 y 100 % en modo PID.

✓ **Cronometro (Time Generator (Optional)).**

Cuenta el tiempo a ser usado por la función generador de setpoint. Puede hacerse una pausa usando PAUSE o puede restablecerse algún valor dentro de la tabla.

✓ **Set Point (Optional).**

Aquí el set point es ajustado en el modo PID, en este bloque, el setpoint puede ser activado en SP-TRACK, también puede ser generado automáticamente en SP-GENERATOR.

✓ **PID (Opcional).**

Primero es calculado el error como SP-PV o PV-SP, (Set point; Variable del Proceso), dependiendo de la acción configurada en ACTION (directa o reversa).

✓ **Automático/Manual (Auto/Manual).**

La opción automático/manual, con el PID en manual la variable manipulada MV (porcentaje) puede ser ajustado por el usuario por medio de la opción INDIC. La opción POWER-ON es usada aquí para configurar en que modalidad deberá estar el controlador al ser encendido, después de un fallo de energía.

✓ **Limites (Limits).**

Este bloque asegura que el MV no supere los límites mínimo y máximo establecidos por el HIGH-LIMIT y LOW LIMIT. Este asegura que la rata de cambio (velocidad) no exceda el valor fijado en RATE-CHNG.

✓ **Salida (Output).**

Calcula la corriente proporcional a la variable del proceso o variable manipulada a ser transmitida en una salida de 4-20mA, dependiendo de la configuración en OP-MODE.

Este bloque también contiene la función de corriente constante configurado en OUTPUT. La salida esta físicamente limitada para 3.6mA hasta 21 mA.

✓ **Trim de Corriente (Current Trim).**

Los ajustes 4mA y 20mA TRIM son usados para hacer que el transmisor cumpla con el estándar de corriente, si se si se produce algún desvío.

✓ **Despliegue (Display).**

Indica dos alternativas de como configurar la pantalla (display). Las unidades para la variable del proceso pueden ser seleccionadas en UNIT.

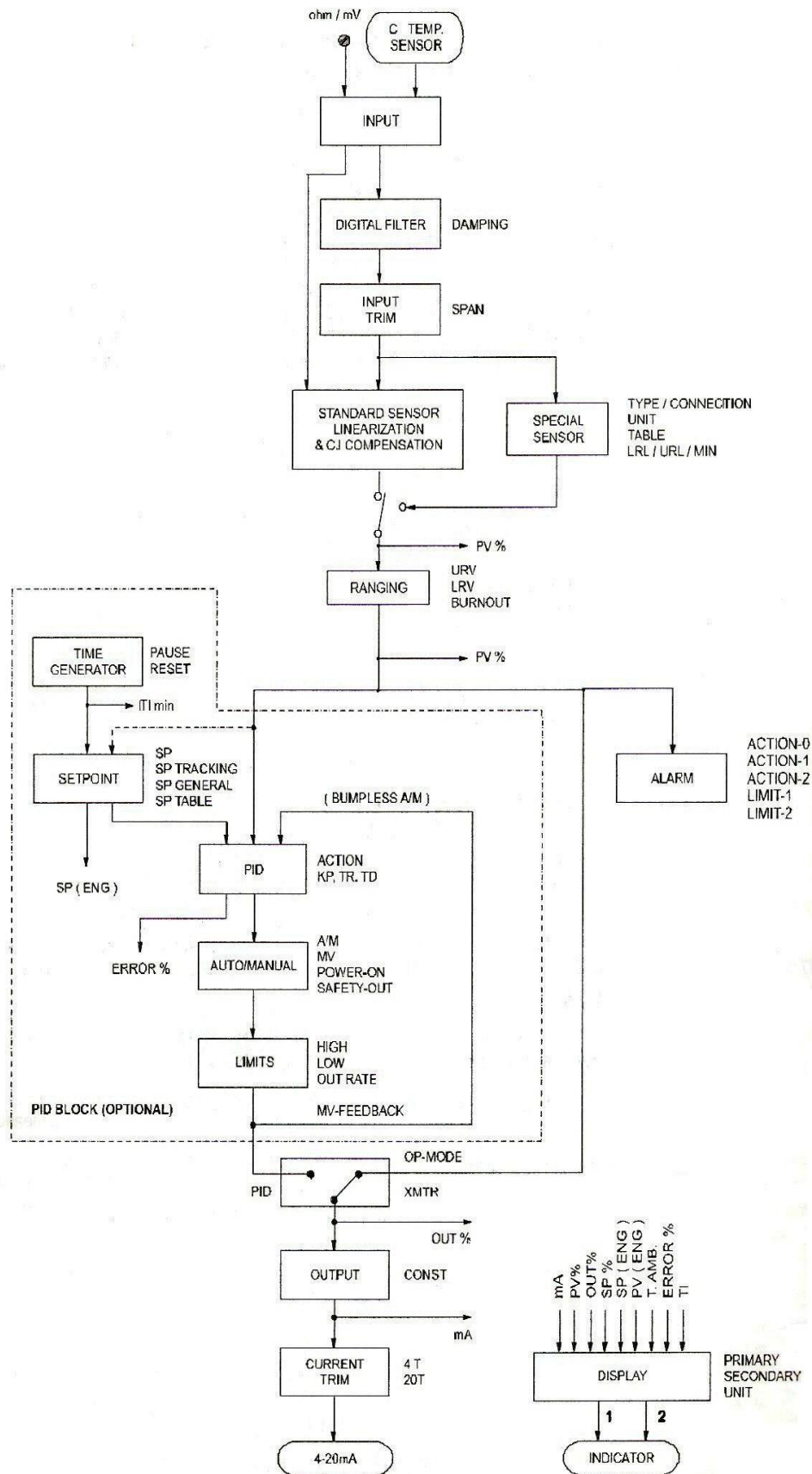


Figura F -2. Diagrama de bloques del software del TT301.

ANEXO G

TRANSMISOR INTELIGENTE DE PRESIÓN SMAR LD-291

- **DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL CIRCUITO**
- **DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DEL SOFTWARE**

TRANSMISOR INTELIGENTE DE PRESIÓN SMAR LD-291

- **Descripción Funcional del Circuito.**

El diagrama de bloques de la figura G-1, describe el funcionamiento del circuito.

- ✓ **Oscilador.**

Este oscilador genera una frecuencia como función de la capacitancia del sensor.

- ✓ **Aislador de señales.**

Las señales de control del CPU se transfieren a través de acopladores ópticos, y la señal del oscilador se transfiere a través de un transformador.

- ✓ **Unidad Central de Procesamiento (CPU) y PROM.**

El CPU es la sección inteligente del transmisor y es responsable por el manejo y operación de todos los otros bloques, linealización y comunicación. El programa está almacenado en una PROM externa. Para el almacenamiento temporal de los datos el CPU tiene una RAM interna. Si la energía falla los datos en el RAM serán perdidos.

Sin embargo, el CPU también tiene una memoria interna (EEPROM) no volátil, dónde se almacenan datos que deben retenerse. Son ejemplos: la calibración, configuración e identificación de datos. La EEPROM permite 10.000 grabaciones en la misma posición de memoria.

- ✓ **EEPROM.**

Otra EEPROM se ubica dentro de la placa del sensor. Ella contiene datos que pertenecen a las características del sensor en diferentes presiones y temperaturas. Esta caracterización se hace para cada sensor, ya que cada sensor es caracterizado en la fábrica.

- ✓ **Convertor de D/A.**

Los datos digitales del CPU son aquí convertidos a una señal analógica con 14 bits de resolución.

✓ **Salida.**

Controla la corriente en la línea que alimenta el transmisor. Actúa como carga resistiva variable cuyo valor depende de la tensión del convertidor de D/A.

✓ **Módem.**

El sistema suministra el cambio de los datos entre el configurador y el transmisor, usando la comunicación digital del tipo maestro/esclavo. El transmisor demodula informaciones de la línea de corriente y modula los datos de la respuesta en la propia línea. Un "1" representa 1200 Hz y el "0" 2200 Hz.

La señal de frecuencia es simétrica y no afecta el nivel de DC de la salida de 4-20 mA.

✓ **Fuente de Alimentación.**

La energía es proporcionada al circuito del transmisor por medio de la línea de señal (sistema de 2-alambres). El consumo inactivo (quiescent) del transmisor es 3.6 mA; durante la operación, el consumo puede alcanzar 21 mA, conforme el estado de la medición y del sensor.

El LD-291, en la modalidad de transmisor, muestra la indicación de fallo en 3.6 mA si está configurado para fallo de señal bajo; en 21 mA, si configurado para el fallo de señal alto; 3.8 mA en caso de saturación baja; 20.5 mA cuando ocurre saturación alta y mediciones proporcionales a la presión aplicada en el rango entre 3.8 mA y 20,5 mA. El 4 mA corresponde a 0% del rango de trabajo y 20mA al 100% del rango de trabajo.

✓ **Aislamiento de la Fuente de Energía**

Aislase por este módulo la energía del sensor del circuito principal.

✓ **Controlador del Visor**

Recibe los datos del CPU y activa los segmentos del LCD. También activa el plano posterior (backplane) y las señales de control de cada segmento.

✓ **Ajuste local**

Son dos interruptores que se activan magnéticamente por un destornillador magnético, sin contacto externo, sea mecánico o eléctrico.

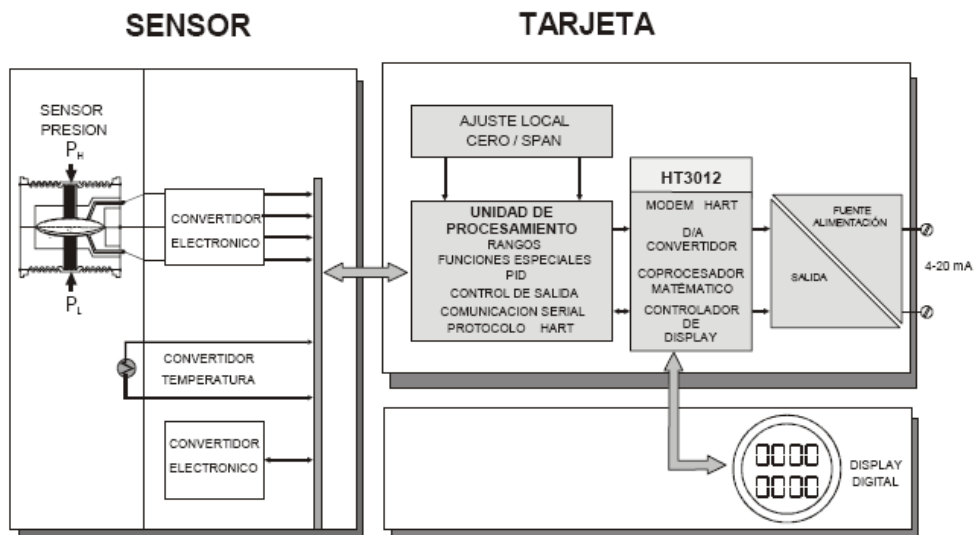


Figura G-1. Diagrama de bloques del circuito del LD 291.

- **Descripción Funcional del Software.**

En el diagrama de bloques de la figura G-2, se muestra el funcionamiento del software del transmisor LD 291.

- ✓ **Caracterización de Fábrica.**

Calcula la presión real de la lectura de capacitancia y temperatura obtenida del sensor, a través de los datos de caracterización de fábrica almacenados en el EEPROM del sensor.

- ✓ **Filtro digital.**

El filtro digital es un filtro paso bajo con constante de tiempo ajustable, y es usado para suavizar señales ruidosas. El valor de amortiguación es el tiempo requerido para que la salida alcance el 63.2% para una entrada de paso de 100%.

- ✓ **Caracterización del Usuario.**

El TRIM contiene cinco puntos (P1-P5) que pueden ser usados para una eventual caracterización lineal del transmisor.

✓ **TRIM de Presión.**

Aquí los valores obtenidos por el TRIM de presión cero y el TRIM de presión superior corrigen el transmisor en variaciones largas o en cero o la lectura de presión del transmisor resultante de sobrepresión, de temperatura excesiva o de posición de montaje.

✓ **Calibración (Rango).**

Es usada para medir valores de presión correspondiendo a la salida de 4 y 20mA. En la modalidad de transmisor, el valor inferior es el punto que corresponde a 4 mA, y el valor superior es el punto que corresponde a 20 mA. En la modalidad de controlador PID, el valor inferior corresponde a MV = 0% y el valor superior corresponde a MV = 100%.

✓ **Función.**

Según la aplicación y conforme la presión aplicada, la salida del transmisor o PV del controlador pueden tener las siguientes características: Lineal (para medición de presión, presión diferencial y de nivel); de raíz cuadrada (para medición de flujo) y raíz cuadrada de las Tercera y Quinta potencias (para medidas de flujo en canales abiertos). La función se selecciona con la opción FUNCTION.

✓ **Tabla de Puntos**

Este bloque relaciona la salida (4-20mA o Variable de Proceso) a la entrada (la presión aplicada) según una tabla de 2 a 16 puntos. La salida es calculada por la interpolación de estos puntos. Los puntos se calculan en la función "TABLE POINTS" (Tabla de Puntos) en porcentaje de rango (Xi) y en porcentaje de salida (Yi). Se puede usar, por ejemplo, para convertir una medida de nivel en volumen o masa. En la medida de flujo, para corregir la variación del número de Reynolds.

✓ **Setpoint**

Es el valor deseado en la variable del proceso cuando el controlador es activado. El operador lo ajusta en la opción CONTRINDIC.

✓ **PID**

Primero, el error es calculado: SP-PV (acción directa) ó PV-SP (acción inversa), entonces la MV (variable manipulada) es calculada, de acuerdo a un algoritmo de PID. La señal de salida del PID puede seguir la curva determinada por el usuario en hasta 16 puntos configurables. Si la tabla es habilitada, esta es indicada en el display (F(X)).

✓ **Auto/Manual**

La modalidad Auto/Manual es configurada en CONTR\INDIC. Con el PID en Manual, el usuario puede ajustar el MV entre el rango del limite inferior y limite superior (ajustable por el usuario, en la opción \CONTR\LIM.-SEG). La opción POWER-ON es usada aquí para configurar en que modalidad deberá estar el controlador al ser encendido, después de un fallo de energía.

✓ **Los límites**

Este bloque asegura que el MV no supere los límites mínimo y máximo establecidos por HIGH LIMIT (limite superior) y LOW LIMIT (limite inferior). También garantiza que la velocidad no exceda el valor ajustado en OUTCHG/S (salida-CHG/S).

✓ **Salida**

Calcula la corriente proporcional a la variable del proceso (PV) o la variable manipulada (MV) a transmitirse en la salida de 4-20 mA, que depende de la configuración en la modalidad OP-MODE. Este bloque también contiene la función de corriente constante configurada en la opción OUTPUT (salida). La salida limitase físicamente entre 3.6 y 21 mA.

✓ **Corrección de Corriente TRIM**

Los ajustes 4 mA TRIM y 20 mA TRIM son usados para hacer que la corriente del transmisor obedezca a una norma estándar, si se produce un desvió.

✓ **Unidad del Usuario**

Convierte los valores 0 and 100% de la variable del proceso en una unidad técnica de lectura deseada disponible para el visor y la comunicación. Es usada, por ejemplo, para obtener una indicación de volumen o flujo de una medida de nivel o presión

diferencial, respectivamente. También se puede seleccionar una unidad para la variable.

✓ **Totalizador**

Usada en aplicaciones de flujo, para totalizar un flujo acumulado desde un último reset, obteniendo así mismo el volumen o masa transferida.

El valor totalizado es continuo; la totalización puede mantenerse incluso después de una caída de energía. Solamente el valor residual de totalización es descartado.

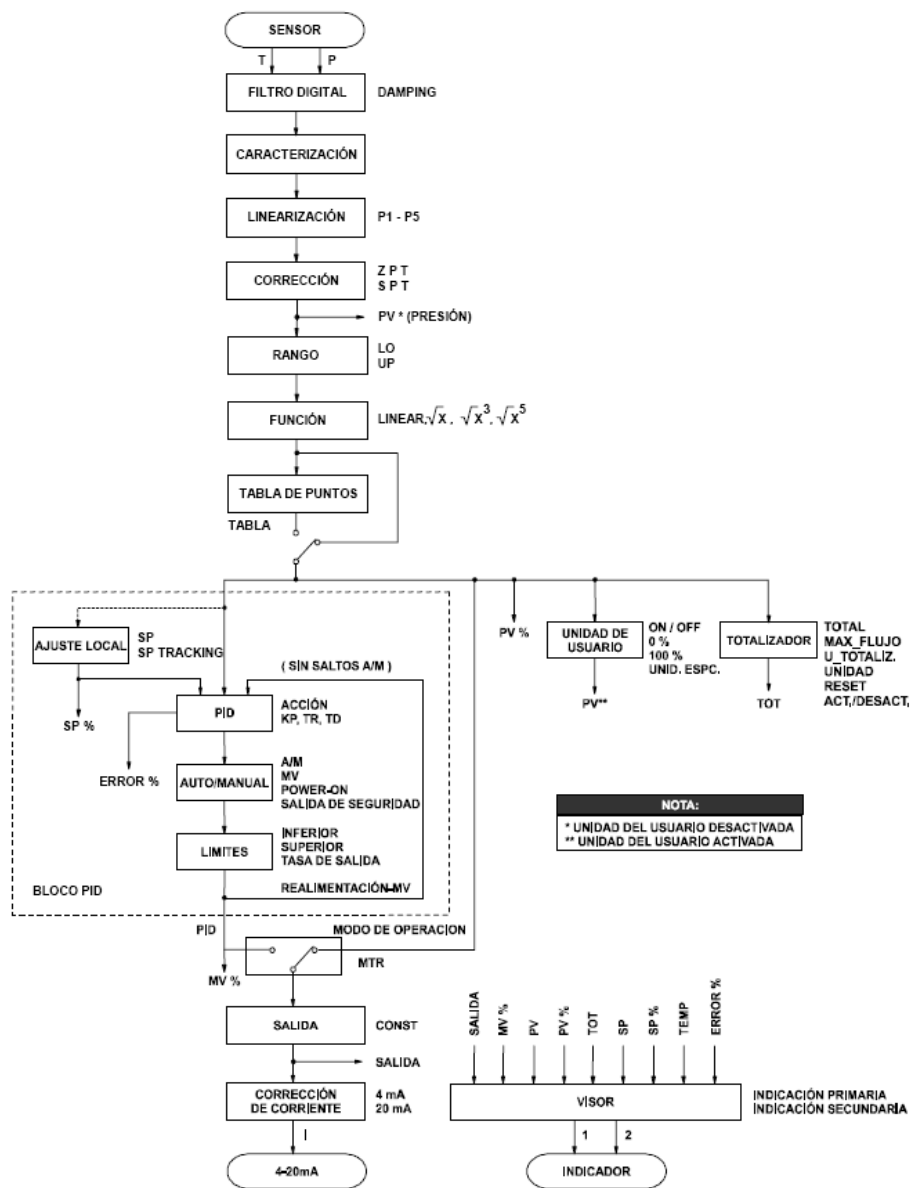


Figura G-2. Diagrama de bloques del software del LD 291.

ANEXO H

PLANOS AS BUILT DEL PROYECTO

- **Set de planos plot plan**
- **Set de planos control cabinet location plan**
- **Set de planos instrument location plan**
- **Set de planos cable routing plan**
- **Set de planos mounting detail installation**
- **Set de planos control panel layout**
- **Set de planos electrical block diagrams**
- **Set de planos electrical termination diagrams**
- **Set de planos cable Schedule**
- **Set de planos instrument loop diagrams**
- **Set de planos control system architecture**

Para efectos de investigación e información se adjunta parte de la documentación de la ingeniería AS BUILT (como quedo el montaje y la documentación) en el CD, que contiene la siguiente información:

Overview: Resumen general del proyecto realizado.

Planos As Built: Planos de instrumentación y montaje.

Data Sheet: Hojas de datos de los instrumentos.

Manuales: Operación y manejo del computador de flujo, realizados para la capacitación de los operadores.

ANEXO I

DATOS DE CONFIGURACIÓN DEL COMPUTADOR DE FLUJO

OMNI 3000

Configuración del Computador de Flujo.

Configuration Print	ID: 33408	11/13/07 18:23	Page 2
A Type:	0		
B Type:	1	1 - 4	1
C Type:	0		
E/D Type:	0		
E Type:	1	5 - 8	2 - 3
H Type:	0		
Digital:	1		
Serial:	1		
Serial/Ethernet:	0		
Digital I/O			
D1			
Digital 1			
Assign:	1700 - Status or Command Input		
Remarks:	Position Switch		
Digital 2			
Assign:	0 - Unassigned		
Remarks:			
Digital 3			
Assign:	0 - Unassigned		
Remarks:			
Digital 4			
Assign:	0 - Unassigned		
Remarks:			
Digital 5			
Assign:	0 - Unassigned		
Remarks:			
Digital 6			
Assign:	0 - Unassigned		
Remarks:			
Digital 7			
Assign:	0 - Unassigned		
Remarks:			
Digital 8			
Assign:	1034 - Control Output		
Remarks:	PLC PROVE PERMV		
Delay On:	0		
Delay Off:	0		
Digital 9			
Assign:	1912 - Control Output		
Remarks:	PROVE ABORTED		
Delay On:	10		
Delay Off:	50		
Digital 10			
Assign:	1928 - Control Output		
Remarks:	PROVE COMPLETE		
Delay On:	0		
Delay Off:	0		
Digital 11			
Assign:	1917 - Control Output		
Remarks:	DIRECT		
Delay On:	0		
Delay Off:	100		
Digital 12			
Assign:	1918 - Control Output		
Remarks:	REVERSE		
Delay On:	0		
Delay Off:	10		
Process I/O			
B-1			
Process Inputs			
Process Input 1			
Tag:	TT-100		
Type:	Temperature - Analog Input (1.5v/4-20mA)		
Assignments:	Prover - Inlet Temperature		
Low Alarm Limit:	50.0 degF		
High Alarm Limit:	150.0 degF		
Override Code:	Never use		

```

Override Value:          0.0 degF
Zero Scale:              0.0 degF
Full Scale:              200.0 degF
Process Input 2
Tag:                     PT-100
Type:                    Pressure - Analog Input (1.5v/4-20mA)
Assignments:             Prover - Inlet Pressure
Low Alarm Limit:         10.0 PSIG
High Alarm Limit:        290.0 PSIG
Override Code:           Never use
Override Value:          0.0 PSIG
Zero Scale:              0.0 PSIG
Full Scale:              300.0 PSIG
Process Input 3
Tag:                     Unassigned
Type:                    -99999.0
Low Alarm Limit:         99999.0
High Alarm Limit:        Never use
Override Code:           0.0
Override Value:          0.0
Zero Scale:              0.0
Full Scale:              0.0
Process Input 4
Tag:                     Density/Gravity - Density Pulse
Type:                    -99999.0
Low Alarm Limit:         99999.0
High Alarm Limit:        Never use
Override Code:           0.0
Override Value:          0.0
Analog Outputs
Analog Output 1
Assign:                  0
Remarks:
Value at 4mA:            0.0
Value at 20 mA:         0.0
E-1
Process Inputs
Process Input 5
Tag:                     TT-101
Type:                    Temperature - Analog Input (1.5v/4-20mA)
Assignments:             Meter Run 1 - Temperature
                        Meter Run 2 - Temperature
Low Alarm Limit:         50.0 degF
High Alarm Limit:        150.0 degF
Override Code:           Never use
Override Value:          0.0 degF
Zero Scale:              0.0 degF
Full Scale:              200.0 degF
Process Input 6
Tag:                     PT-101
Type:                    Pressure - Analog Input (1.5v/4-20mA)
Assignments:             Meter Run 1 - Pressure
                        Meter Run 2 - Pressure
Low Alarm Limit:         10.0 PSIG
High Alarm Limit:        290.0 PSIG
Override Code:           Never use
Override Value:          0.0 PSIG
Zero Scale:              0.0 PSIG
Full Scale:              300.0 PSIG
Process Input 7
Tag:                     FT-101
Type:                    Flow Meter - Flow Pulse
Assignments:             Meter Run 1 - Flow Meter
Process Input 8
Tag:                     FT-102
Type:                    Flow Meter - Flow Pulse
Assignments:             Meter Run 2 - Flow Meter

```



```

Analog Outputs
  Analog Output 2
    Assign: 0
    Remarks:
    Value at 4mA: 0.0
    Value at 20 mA: 0.0
  Analog Output 3
    Assign: 0
    Remarks:
    Value at 4mA: 0.0
    Value at 20 mA: 0.0
Current Assignments
Process Inputs
  Process Input 1 Prover - Inlet Temperature
  Process Input 2 Prover - Inlet Pressure
  Process Input 5 Meter Run 1 - Temperature
  Process Input 5 Meter Run 2 - Temperature
  Process Input 6 Meter Run 1 - Pressure
  Process Input 6 Meter Run 2 - Pressure
  Process Input 7 Meter Run 1 - Flow Meter
  Process Input 8 Meter Run 2 - Flow Meter

Ports
Port 1 - Serial
  Protocol
  Port Type: Printer
  Hardware Setup
  Baud Rate: 9600
  Parity: None
  Data Bits: 8
  Stop Bits: 1
  Timing
  Transmit Key Delay: 0 ms
Port 2 - Serial
  Protocol
  Protocol Type: Modbus RTU Modem (Omni Compatible)
  CRC Detection Enabled: Y
  Hardware Setup
  Baud Rate: 9600
  Parity: None
  Data Bits: 8
  Stop Bits: 1
  Modbus ID: 1
  Timing
  Transmit Key Delay: 0 ms

Meter Run 1
Flowmeter Turbine/PD Meter
Setup
  Flow I/O Point: 7
  Tag: FT-101
  ID: FT-101
  Model: F4-S3
  Size: 4"
  S/N: E1-15588
  Gross FS: 600.0 BBLs/hr
  Mass FS: 0.0 KLBS/hr
  Flow Low Limit: 0.0 BBLs/hr
  Flow High Limit: 700.0 BBLs/hr
  Alarm Meter Inactive: Y
  Active Frequency: 0 Hz
  Pulse Fidelity
  Enable Checking: N
  Batch Preset Warning: 0 Net BBLs
  Select Mass Pulses: N
  Use Meter Factor in Net: Y
  Meter Temperature Compensated: N

```

```

    %S&W as Aux 'n':          None
    Auto Prove Enable:        N
    K-Factor Curve
      Point                    K-Factor      Frequency (Hz)
      1:                       8400.0      0
      2:                       0.0          0
      3:                       0.0          0
      4:                       0.0          0
      5:                       0.0          0
      6:                       0.0          0
      7:                       0.0          0
      8:                       0.0          0
      9:                       0.0          0
      10:                      0.0          0
      11:                      0.0          0
      12:                      0.0          0
    Meter Temperature
      I/O Point:              5
      Tag:                    TT-101
      Type:                   Analog Input (1.5v/4-20mA)
      Low Alarm Limit:       50.0 degF
      High Alarm Limit:     150.0 degF
      Override Code:         Never use
      Override Value:       0.0 degF
      Zero Scale:           0.0 degF
      Full Scale:          200.0 degF
    Meter Pressure
      I/O Point:              6
      Tag:                    PT-101
      Low Alarm Limit:       10.0 PSIG
      High Alarm Limit:     290.0 PSIG
      Override Code:         Never use
      Override Value:       0.0 PSIG
      Zero Scale:           0.0 PSIG
      Full Scale:          300.0 PSIG
    Meter Run 2
      Flowmeter              Turbine/PD Meter
      Setup
        Flow I/O Point:      8
        Tag:                 FT-102
        ID:                  FT-102
        Model:               F4-S3
        Size:                4"
        S/N:
        Gross FS:            650.0 BBLs/hr
        Mass FS:             0.0 KLBS/hr
        Flow Low Limit:      0.0 BBLs/hr
        Flow High Limit:    700.0 BBLs/hr
        Alarm Meter Inactive: Y
        Active Frequency:   0 Hz
        Pulse Fidelity
          Enable Checking:   N
          Batch Preset Warning: 0 Net BBLs
          Select Mass Pulses:  N
          Use Meter Factor in Net: N
          Meter Temperature Compensated: N
          %S&W as Aux 'n':   None
          Auto Prove Enable:  N
        K-Factor Curve
          Point              K-Factor      Frequency (Hz)
          1:                 8400.0      0
          2:                 0.0          0
          3:                 0.0          0
          4:                 0.0          0
          5:                 0.0          0
          6:                 0.0          0
  
```

7:	0.0	0
8:	0.0	0
9:	0.0	0
10:	0.0	0
11:	0.0	0
12:	0.0	0

Meter Temperature
I/O Point: 5
Tag: TT-101
Type: Analog Input (1.5v/4-20mA)
Low Alarm Limit: 50.0 degF
High Alarm Limit: 150.0 degF
Override Code: Never use
Override Value: 0.0 degF
Zero Scale: 0.0 degF
Full Scale: 200.0 degF

Meter Pressure
I/O Point: 6
Tag: PT-101
Low Alarm Limit: 10.0 PSIG
High Alarm Limit: 290.0 PSIG
Override Code: Never use
Override Value: 0.0 PSIG
Zero Scale: 0.0 PSIG
Full Scale: 300.0 PSIG

Station
Configuration and Setup
Setup
Station Totals and Flows: 1+2
ID: 1+2
Gross FS: 700.0 BBLs/hr
Mass FS: 0.0 KLBS/hr
Flow Low Limit: 0.0 BBLs/hr
Flow High Limit: 700.0 BBLs/hr
Run Switching .
Threshold 1 Low: 0.0 BBLs/hr
Threshold 1 High: 0.0 BBLs/hr
Threshold 2 Low: 0.0 BBLs/hr
Threshold 2 High: 0.0 BBLs/hr
Threshold 3 Low: 0.0 BBLs/hr
Threshold 3 High: 0.0 BBLs/hr

Prover
Configuration and Setup
Prover Type: Bi-directional Pipe
Prover Characteristics
Prover Internal Diameter: 7.981 inches
Prover Wall Thickness: 0.375 inches
Modulus of Elasticity: 3.000000e+007
Thermal Expansion: 0.0000186
Prover Volume/Mass
Base Pressure: 0.0 PSIG
Base Temperature: 60.0 degF
Volume/Mass: 2.71656 BBLs or KLBS
Overtravel: 1.0 BBLs or KLBS
Operational Setup
Number of runs to average: 5
Maximum number of runs: 10
Inactivity Timer: 60 sec
Run Repeatability
Based On: (Max - Min) / Min : Counts
Maximum Deviation: 0.05 %
Stability Sample Time: 30 sec
Sample Temperature Change: 5.0 degF
Sample Flow Rate Change: 9999.0 BBLs/hr
Max Temperature Deviation: 5.0 degF

Auto implement meter factor: N
 Retroactive Meter Factor: N
 Meter Factor Acceptability: 0.02 %
 Archive all reports: N
 Auto Prove Setup
 Startup Meter Down Time: 0 hours
 Startup Flow Amount: 0.0 BBLs
 Flow Rate Change Threshold: 0.0 %
 Minimum Flow Rate Change: 0.0 BBLs/hr
 Flow Stable Period: 0 hours
 Maximum Flow between Proves: 0.0 BBLs
 Inlet Temperature
 I/O Point: 1
 Tag: TT-100
 Type: Analog Input (1.5v/4-20mA)
 Low Alarm Limit: 50.0 degF
 High Alarm Limit: 150.0 degF
 Override Code: Never use
 Override Value: 0.0 degF
 Zero Scale: 0.0 degF
 Full Scale: 200.0 degF
 Inlet Pressure
 I/O Point: 2
 Tag: PT-100
 Low Alarm Limit: 10.0 PSIG
 High Alarm Limit: 290.0 PSIG
 Override Code: Never use
 Override Value: 0.0 PSIG
 Zero Scale: 0.0 PSIG
 Full Scale: 300.0 PSIG

Products
 Product 1: CRUDE
 Meter Factors
 Meter Run 1: 1.00000
 Meter Run 2: 1.00000
 Density Factor to Use: Density Factor A
 Measurement Algorithm: Table 23A/24A
 API Override: 23.2 API
 SG Override: 0.9147 SG
 Use API 11.1(2004) F factor for CPL:Y
 Base Pressure (Pe): 14.73 PSIG
 Product 2:
 Product 3:
 Product 4:
 Product 5:
 Product 6:
 Product 7:
 Product 8:
 Product 9:
 Product 10:
 Product 11:
 Product 12:
 Product 13:
 Product 14:
 Product 15:
 Product 16:

PID Control
 PID Loop 1
 PID Loop 2
 PID Loop 3
 PID Loop 4

Front Panel Counters
 Counter A
 Assign: 1101

```

Remarks: METER1
Pulses/Unit: 1.0
Counter B
Assign: 1201
Remarks: METER 2
Pulses/Unit: 1.0
Counter C
Assign: 1801
Remarks: STATION GROSS
Pulses/Unit: 1.0
    
```

User Displays

```

User Display 1
Key Sequence: LL
1st Variable
Tag: 3501
Point: 3501
Resolution: 0
2nd Variable
Tag:
Point: 0
Resolution: 0
3rd Variable
Tag:
Point: 0
Resolution: 0
4th Variable
Tag:
Point: 0
Resolution: 0
User Display 2
User Display 3
User Display 4
User Display 5
User Display 6
User Display 7
User Display 8
    
```

Boolean Statements

Boolean	Statement	Remark
1025	1073=1013	
1026	1074=1014	
1027	1075=1015	
1028	1076=1016	
1029	1077=1017	
1030	1078=1018	
1031		
1032	1815	
1033		
1034	1106+1206	
1035		
1036		
1037		
1038		
1039		
1040		
1041		
1042		
1043		
1044		
1045		
1046		
1047		
1048		
1049		
1050		
1051		

1052
 1053
 1054
 1055
 1056
 1057
 1058
 1059
 1060
 1061
 1062
 1063
 1064
 1065
 1066
 1067
 1068
 1069
 1070
 1071
 1072
 1073
 1074
 1075
 1076
 1077
 1078
 1079
 1080
 1081
 1082
 1083
 1084
 1085
 1086
 1087
 1088

Variable Statements
 Variable

7025
 7026
 7027
 7028
 7029
 7030
 7031
 7032
 7033
 7034
 7035
 7036
 7037
 7038
 7039
 7040
 7041
 7042
 7043
 7044
 7045
 7046
 7047
 7048
 7049
 7050
 7051

Statement

3501=7101*#10
 3502=7102*#10

Remark

GrossFlowBPHMtr1
 NetFlowBPHMtr1

7052
7053
7054
7055
7056
7057
7058
7059
7060
7061 3552=7201
7062
7063
7064
7065
7066
7067
7068
7069
7070
7071
7072
7073
7074
7075
7076
7077
7078
7079
7080
7081
7082
7083
7084
7085
7086
7087
7088

Custom Data Packets

Modbus Packet (Addr: 001)
Modbus Packet (Addr: 201)
Modbus Packet (Addr: 401)

Archives

Archive 701
Archive 702
Archive 703
Archive 704
Archive 705
Archive 706
Archive 707
Archive 708
Archive 709
Archive 710

Local Printer

Printer Type: Epson Compatable
Consensed Mode String: 0F
Normal Mode String: 12
Print Priority: 0 - Not Sharing
Number of NULLs: 99

Report Setup

Daily Report Time (HH:MM): 05:00
Disable Daily Report: N
Use Default Snapshot Report Template: Y
Use Default Batch Report Template: Y

Use Default Daily Report Template: Y
Use Default Prove Report Template: Y
Print Interval (Snapshot): 1440 minutes
Start Time (HH:MM): 00:00

Batch

Batch Setup

Batch Preset Units: Net
Batch Stack: N

Batch Scheduling

Hourly Batch End: N
Weekly Batch End Day: No Batch End
Monthly Batch End Day: 0
Clear Daily Totals at Batch End: N
Disable Batch Stack Operation: N

Peer To Peer

Setup

Activate Redundancy Mode: N
Next Master in Sequence: 0
Last Master in Sequence: 0
Retry Timer in 50ms ticks: 0

Transactions

Transaction 1
Transaction 2
Transaction 3
Transaction 4
Transaction 5
Transaction 6
Transaction 7
Transaction 8
Transaction 9
Transaction 10
Transaction 11
Transaction 12
Transaction 13.
Transaction 14
Transaction 15
Transaction 16

Latacunga, Enero del 2008

ELABORADO POR:

Alex Patricio Arias Sandoval

APROBADO POR:

Ing. Armando Álvarez S.
DIRECTOR DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA E
INSTRUMENTACIÓN

CERTIFICADO POR:

Dr. Eduardo Vásquez
SECRETARIO ACADÉMICO