

# UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE LA MIXTECA



---

DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN EN COMPUTADOR DE FLUJO ROC 809L DE  
LOS ALGORITMOS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN FASE LIQUIDA POR  
API 11.1 Y FASE GASEOSA POR AGA 11

---

## **TESIS**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA

PRESENTA:

**C. JOSÉ ALBERTO DE LOS SANTOS RAMIREZ**

DIRECTOR:

**DR. FERMÍN HUGO RAMÍREZ LEYVA**

HUAJUAPAN DE LEÓN, OAXACA, MÉXICO, FEBRERO DEL 2018



## **Agradecimientos**

A mi madre Elvia por darme la vida, sus enseñanzas, su motivación y su confianza pero sobre todo por estar conmigo en todo momento y querer lo mejor para mí siempre.

A mi padre Raúl que en paz descansa quien siempre me apoyo

A ambos, gracias por proporcionarme las herramientas necesarias para enfrentar la vida y enseñarme que no hay imposibles. Agradecerles su esfuerzo y sacrificio para proporcionarme los estudios universitarios.

A mi esposa Norma que durante el desarrollo de este proyecto me apoyo incondicionalmente.

A mi amigo, hermano Carlos por darme las facilidades para concluir este proyecto.

A mis hermanos Karina, Edgar, Julio, Raúl que me apoyaron y motivaron para concluir con este proyecto.

A mi director de tesis al Dr. F. Hugo Ramírez Leyva por su apoyo para la revisión del proyecto.

**GRACIAS**



# I. Índice

Resumen.....	11
Introducción .....	1
Planteamiento.....	3
Justificación.....	4
Objetivo General .....	4
Objetivos Específicos.....	4
Metodología del desarrollo.....	5
Estructura de la tesis.....	6
Capítulo 1. Bases teóricas de la Medición de Hidrocarburos .....	8
1.1 Introducción .....	8
1.2 Concepto de medición.....	9
1.2.1 Importancia de las mediciones .....	12
1.3 Conceptos de Metrología .....	13
1.3.1 Incertidumbre .....	14
1.3.2 Calibración .....	14
1.3.3 Trazabilidad.....	16
1.4 Instrumentos de medición .....	18
1.4.1 Propiedades básicas de un instrumento .....	18
1.5 Propiedades físicas de medición de hidrocarburos.....	22
1.5.1 Presión.....	22
1.5.2 Temperatura .....	24
1.5.3 Densidad.....	25
1.5.4 Densidad relativa o Gravedad específica .....	25
1.5.5 Peso específico .....	25
1.5.6 Peso específico relativo.....	25
1.5.7 Gravedad API.....	25
1.5.8 Viscosidad .....	26
1.5.9 Presión de vapor .....	27
1.5.10 Propiedades del Gas Natural .....	27
1.5.11 Ley General de los Gases .....	28
1.5.12 Clasificación del gas natural.....	30
1.5.13 Factor de compresibilidad .....	30

1.5.14	Condiciones base.....	31
Capítulo 2.	Sistemas Electrónicos de Medición de Flujo de Gas Natural y Aceite. ....	32
2.1	Dispositivo primario.....	33
2.1.1	Medidor de flujo tipo Coriolis.....	35
2.2	Dispositivos Secundarios .....	42
2.2.1	Medidores de Presión .....	44
2.2.2	Medidores de Temperatura.....	48
2.2.3	Medidores de Densidad.....	50
2.2.4	Medidores de corte de agua.....	52
2.2.5	Analizador de calidad de gas (Cromatógrafo).....	54
2.3	Dispositivos Terciarios.....	57
Capítulo 3.	Computador de Flujo ROC809 .....	60
3.1	Hardware .....	61
3.1.1	Unidad de procesamiento central CPU .....	62
3.1.2	Firmware .....	63
3.1.3	Software ROCLINK 800.....	64
3.1.4	Software DS800 Development Suite.....	65
Capítulo 4.	Algoritmos de Cálculo de Volumen de Gas Bajo Norma AGA 11 y Aceite Bajo Norma API MPMS 11.1.....	67
4.1	Algoritmo de cálculo de volumen de aceite .....	67
4.2	Algoritmo de cálculo de volumen de gas .....	74
Capítulo 5.	Puesta en operación del separador FA-1101 .....	80
5.1	Software ROCLINK800.....	87
5.2	Configuración de ROC809L .....	88
5.3	Resultados de medición.....	93
Capítulo 6.	Cálculo de Incertidumbre de la Medición de Volumen de Gas y Aceite .....	97
6.1	Estimación de Incertidumbre de la medición de acuerdo a la GUM.....	98
6.1.1	Definición del mesurando .....	98
6.1.2	Establecer los principios físicos y modelos matemáticos asociados.....	98
6.1.3	Identificar las fuentes de incertidumbre .....	99
6.1.4	Cuantificar la incertidumbre estándar $u$ de cada fuente. ....	101
6.1.5	Calcular la incertidumbre combinada para cada variable de entrada $u$ .....	106
6.1.6	Calcular los coeficientes de sensibilidad $C$ .....	106
6.1.7	Calcular la incertidumbre estándar combinada $u(y)$ .....	107
6.1.8	Calcular la incertidumbre expandida $U(y)$ .....	108

6.1.9	Expresión de la incertidumbre.....	109
	Conclusiones .....	112
	Referencias.....	114
	Acrónimos .....	116
Apéndice A.	Manual de Operación y Mantenimiento del Computador de Flujo .....	117
	Operación del Teclado/Display.....	117
	Uso del Teclado.....	117
	Uso del Display .....	121
	Modo de Operación Autodisplay .....	124
	Acceder al Menú de Operación y Configuración .....	128
	Pantallas del Menú Operación-Configuración-Salir .....	130
	Menú Operación .....	130
	Menú – Ejecutar Prueba .....	130
	Menú Prueba .....	132
	Mantenimiento del Computador de Flujo .....	135
	Configuración desde el Teclado/Display .....	135
	Selección del Pozo .....	136
	Edición de los datos del Pozo.....	137
	Configuración desde el ROCLINK 800 .....	138
	Enlace de comunicación al software ROCLINK 800.....	138
	Composición Cromatográfica y Densidades del Agua y Aceite a 20°C .....	141
	Consulta de Reporte de Prueba .....	143
	Consulta y Generación de Reportes de Operación 5 minutales durante la prueba del pozo ...	147
	Terminando el enlace de comunicación del Computador al ROCLINK 800.....	154

## II. Índice de Figuras

Figura 0.1 Mapa de ubicación del Activo de Producción Cantarell.....	2
Figura 0.2 Ciclo de desarrollo de un sistema empotrado.....	5
Figura 0.3 Diagrama de bloques del problema planteado.....	6
Figura 1.1 Parámetros medibles en los hidrocarburos.....	9
Figura 1.2 Medidor tipo Coriolis instalado en una separación bifásico.....	11
Figura 1.3 Principales factores que dan importancia a la medición.....	12
Figura 1.4 Probador bidireccional para la calibración de instrumentos de medición.....	15
Figura 1.5 Carta de trazabilidad de un medidor ultrasónico.....	18
Figura 1.6 Comparación entre precisión y exactitud.....	21
Figura 1.7 Grafica de tipos de presiones.....	24
Figura 1.8 Presión de vapor, equilibrio dinámico.....	27
Figura 2.1 Esquema de un Sistema Electrónico de Medición.....	33
Figura 2.2 Clasificación de medidores de flujo.....	34
Figura 2.3 Medidor Coriolis.....	35
Figura 2.4 Tubos internos del medidor de flujo Coriolis.....	36
Figura 2.5 Principio de funcionamiento del medidor tipo Coriolis.....	36
Figura 2.6 Ondas sinusoidales cuando hay ausencia de flujo en el medidor tipo Coriolis.....	37
Figura 2.7 Ondas sinusoidales cuando hay presencia de flujo en el medidor tipo Coriolis.....	37
Figura 2.8 Representación de las fuerzas que actúan sobre un tubo de un medidor Coriolis.....	39
Figura 2.9 Representación de un sistema de medición con medidor tipo Coriolis.....	42
Figura 2.10 Etapas de un dispositivo secundario.....	43
Figura 2.11 Inferencias en un transductor ó trasmisor.....	44
Figura 2.12 Clasificación de Manómetros. [16].....	45
Figura 2.13 Manómetro tipo Piezoresistivo.....	46
Figura 2.14 Manómetro tipo Capacitivo.....	47
Figura 2.15 Transmisor de presión marca Rosemount modelo 2051.....	48
Figura 2.16 Clasificación de los Termómetros. [16].....	48
Figura 2.17 Construcción de un bulbo de resistencia de platino industrial.....	49
Figura 2.18 Densímetro de inmersión.....	51
Figura 2.19 Medidor de densidad en línea.....	52
Figura 2.20 Medidor de corte de agua en línea.....	53
Figura 2.21 Principio de medición del medidor dinámico de corte de agua.....	54
Figura 2.22 Componentes fundamentales de un cromatógrafo.....	56
Figura 3.1 Computador de flujo ROC809.....	61
Figura 3.2 CPU del Computador de Flujo ROC809.....	63
Figura 3.3 Pantalla principal Software ROCLINK800.....	65
Figura 3.4 Pantalla principal Software ROCLINK800.....	66
Figura 4.1 Proceso para determinar el volumen neto estándar de aceite.....	68
Figura 4.2 Diagrama a bloques del algoritmo de cálculo de aceite bajo API MPMS 11.1.....	73
Figura 4.3 Diagrama a bloques del algoritmo de cálculo de aceite bajo AGA 11.....	79
Figura 5.1 Sistema electrónico de medición de gas con medidor de flujo Coriolis a la salida del Separador FA-1101.....	81
Figura 5.2 Sistema electrónico de medición de líquidos con medidor de flujo Coriolis a la salida del Separador FA-1101.....	82
Figura 5.3 Sistemas de medición del separador de prueba FA-1101.....	83

Figura 5.4 Representación gráfica de una señal analógica de 4 a 20mA .....	84
Figura 5.5 Diagrama de alambrado de los transmisores de presión y temperatura al computador de flujo ROC809L.....	85
Figura 5.6 Diagrama de alambrado de los medidores de flujo Coriolis al computador de flujo ROC809L.....	86
Figura 5.7 Sistemas de medición del separador de prueba FA-1101 .....	87
Figura 5.8 Sistemas de medición del separador de prueba FA-1101 .....	89
Figura 5.9 Configuración de registros Modbus para la lectura de datos de los medidores Coriolis .	89
Figura 5.10 Definición de condiciones base .....	90
Figura 5.11 Definición del medidor de densidad .....	90
Figura 5.12 Definición y control de pozos a medición .....	91
Figura 5.13 Pantalla de control de prueba de aforo de pozo .....	92
Figura 5.14 Pantalla de reporte de medición de los SEM .....	92
Figura 5.15 Configuración de aforo de pozo.....	93
Figura 6.1 Diagrama de árbol que representa la relación entre variables. ....	101
Figura 6.2 Distribución normal .....	104
Figura 6.3 Distribución rectangular .....	104
Figura 6.4 Distribución triangular .....	105
Figura A.1 Vista General del Teclado/Display .....	117
Figura A.2 Teclado Alfanumérico .....	118
Figura A.3 Teclas de Función .....	119
Figura A.4 Pantallas de Visualización .....	121
Figura A.5 Pantalla de Información General.....	121
Figura A.6 Pantalla Inferior - Acceso .....	122
Figura A.7 Pantalla Inferior – Autodisplay .....	123
Figura A.8 Pantalla Inferior - Selección de Menús .....	123
Figura A.9 Pantalla Inferior – Edición .....	123
Figura A.10 Pantalla – “*** Prueba ***” .....	124
Figura A.11 Pantalla – “*** Inst. Aceite ***” .....	125
Figura A.12 Pantalla – “*** Inst. Gas ***” .....	126
Figura A.13 Pantalla – **Resultados Aceite** .....	127
Figura A.14 Pantalla – “** Resultados Gas **” .....	127
Figura A.15 Pantalla - Login y Password .....	128
Figura A.16 Nombre de Usuario y contraseña .....	129
Figura A.17 Pantalla Operación - Configuración - Logout.....	129
Figura A.18 Menú de Operación.....	130
Figura A.19 Pantalla Menú - Prueba – Última prueba .....	130
Figura A.20 Pantalla – Prueba.....	131
Figura A.21 Pantallas del estado de la prueba, valores instantáneos y resultados de la prueba.....	133
Figura A.22 Menú Configuración .....	135
Figura A.23 Configuración – Selección del Pozo .....	136
Figura A.24 Datos Cromatográficos y densidades del Pozo .....	136
Figura A.25 Edición de las variables .....	137
Figura A.26 Iniciando la Ejecución ROCLINK 800.....	139
Figura A.27 Pantalla de Acceso al ROCLINK 800.....	140
Figura A.28 Pantalla de Conexión con Computador.....	140
Figura A.29 Pantalla Principal de Configuración del Computador de Flujo .....	141

Figura A.30 Pantalla - Selección de Pantallas de Usuario – Configuración .....	141
Figura A.31 Pantalla de Configuración - Cromatografía – Densidad .....	142
Figura A.32 Pantalla - Selección de Pantallas de Usuario – Reporte de Prueba .....	144
Figura A.33 Reporte de Prueba .....	144
Figura A.34 Vista Previa del Reporte de Prueba.....	145
Figura A.35 Nombre y Directorio de Almacenamiento de Archivos.....	146
Figura A.36 Pantalla - Menú History .....	147
Figura A.37 Selección de Históricos a Visualizar.....	147
Figura A.38 Datos Históricos 5 minútales a seleccionar.....	150
Figura A.39 Datos copiados al portapapeles de Windows .....	151
Figura A.40 Pegado de Datos en Excel.....	151
Figura A.41 Datos Históricos en Excel.....	152
Figura A.42 Gráfico de Comportamiento de la Medición del Separador.....	153
Figura A.43 Pantalla de Configuración Principal .....	154
Figura A.44 Comunicación con Computador Finalizada.....	155
Figura A.45 Pantalla de Finalización del RocLink 800 .....	155

## Índice de Tablas

Tabla 0.1 Límites de incertidumbre para medición de gas y aceite .....	3
Tabla 2.1 Propiedades de los metales empleados en la fabricación de termómetros de resistencia..	49
Tabla 5.1 Resultados de medición de gas a través del SEM .....	93
Tabla 5.2 Resultados de medición de gas a través del SEM .....	94
Tabla 5.3 Datos ingresados en el software Flowcheck en base a los resultados del ROC809L para la medición de gas.....	95
Tabla 5.4 Datos ingresados en el software Flowcheck en base a los resultados del ROC809L para la medición de líquido.....	96
Tabla 5.5 Resultado de la comparativa de resultados entre el Flowcheck y el computador de flujo ROC809L de la medición de gas.....	96
Tabla 5.6 Resultado de la comparativa de resultados entre el Flowcheck y el computador de flujo ROC809L de la medición de líquido.....	96
Tabla 6.1 Presupuesto de incertidumbre del sistema de medición de aceite del separador FA-1101 .....	111
Tabla A.1 Tecla y LED - Shift/Alt.....	118
Tabla A.2 Descripción de teclas de funciones .....	121
Tabla A.3 Abreviaciones de Fecha .....	122
Tabla A.4 Datos “*** Prueba ***” .....	125
Tabla A.5 Datos “*** Inst. Aceite ***” .....	125
Tabla A.6 Datos “*** Inst. Gas ***” .....	126
Tabla A.7 Datos - **Resultados Aceite** .....	127
Tabla A.8 Datos “** Resultados Gas **” .....	128
Tabla A.9 ID de Pozos Configurados.....	133
Tabla A.10 Resultados mostrados en la pantalla “Última prueba” .....	134
Tabla A.11 Datos Cromatográficos y Densidades del Pozo.....	137
Tabla A.12 Configuración - Datos Cromatograficos .....	142
Tabla A.13 Configuración - Densidades .....	143
Tabla A.14 Variables Históricas de 5 Minútales.....	149

# Resumen

En los últimos 60 años, la importancia de la medición de flujo de hidrocarburos ha crecido por su uso con fines contables, por su aplicación en los procesos industriales y las regulaciones gubernamentales. A lo largo de este período, los requisitos de rendimiento se han vuelto más estrictos, con una presión constante para mejorar la fiabilidad, precisión, linealidad, repetibilidad y alcance.

En México la apertura en materia de energía e hidrocarburos, ha propiciado la necesidad de medir con alta exactitud el gas y crudo producido, así como también conocer el nivel de incertidumbre de la medición obtenida. Una forma de lograrlo es mediante la aplicación de la electrónica al campo de la medición de flujo. Esta aplicación ha generado el concepto llamado Sistemas Electrónicos de Medición de Flujo (SEM).

Los SEM deben considerar los aspectos legales de los entes reguladores aplicables a cada caso, por lo que es obligatoria una consideración de normas y lineamientos emitidos por organismos oficiales. Los elementos que conforman un sistema de medición electrónico de líquidos y de gas son los *Dispositivos Primarios*, *Dispositivos Secundarios* y *Dispositivos Terciarios* (mejor conocido ***computadores de flujo***).

En el presente documento se explica la forma de implementar, en el computador de flujo ROC 809L, los algoritmos de medición de hidrocarburos en fase líquida por API 11.1 y fase gaseosa por AGA 11, para medición de hidrocarburos a la salida del separador de prueba en la plataforma AKAL-B2 del Activo de Producción Cantarell de la Región Marina Noreste. También se da un panorama general de los diferentes componentes que integran el sistema de medición como son tipos de sensores y el cálculo de la incertidumbre.

# Introducción

La medición es un proceso que se lleva a cabo todos los días, por ejemplo es común el uso de relojes de pulsera para determinar la ubicación temporal de un evento. Las mediciones tienen un papel muy importante en cualquier toma de decisiones. Toda comparación cuantificable que se hace implica una medición realizada en el momento o realizada previamente.

El hombre ha fundado las bases económicas de su civilización en la industria y es imposible desligar a ésta del concepto de medición. El hombre interpreta a la naturaleza por medio del razonamiento científico y éste siempre se sirve de la cuantificación de parámetros o magnitudes para poder establecer comparaciones precisas que ayuden a describir la realidad.

La medición de hidrocarburos debe partir de un entendimiento, por lo menos general, de lo que implica este concepto. Una medición es un proceso complejo que requiere del entendimiento tanto de la propiedad que se desea medir como de todo el contexto que involucra. No se puede entender el proceso de medición sin la comprensión de los conceptos e implicaciones metrológicas de los mismos en un ámbito industrial.

Es necesario considerar que la medición de hidrocarburos muchas veces se realiza en ambientes poco comunes, incluso si se compara con otros ambientes industriales y que puede implicar mediciones realizadas en campo con poca disponibilidad de instrumentos adaptables o bajo condiciones termodinámicas o químicas muy particulares. Debido a lo anterior, el proceso de medición de hidrocarburos es complejo y merece un tratamiento especial para su estudio.

Cabe mencionar que toda medición física se realiza por medio de un instrumento de medida. Que es de vital importancia conocer su funcionamiento y las implicaciones que puede tener el mismo en el proceso de medición, para efectuar operaciones en las que se disminuyan al mínimo los posibles errores debidos a un mal uso o a una mala elección del medidor.

Los procesos de medición son útiles para determinar una gran cantidad de parámetros cuyo conocimiento es vital en la industria, y que no se limitan sólo al conocimiento de volúmenes o masas. De lo anterior sobresale la necesidad de medir parámetros auxiliares en los hidrocarburos que permitan conocer las condiciones a las que han sido medidos, o también de magnitudes que permiten de alguna manera cuantificar la calidad de los hidrocarburos.

Los procesos de medición de hidrocarburos siempre implican un contexto, un ambiente en el que han sido medidas las magnitudes en cuestión. Debido a la naturaleza comparativa

que implica una medición es conveniente considerar los aspectos particulares asociados a la medición de cada parámetro, y establecer un conjunto de condiciones estándar que sirvan como punto de referencia para establecer comparaciones imparciales entre mediciones realizadas bajo diferentes ambientes. Las herramientas utilizadas por los ingenieros para poder realizar estas comparaciones son normalmente, factores de corrección que se calculan con el fin de establecer una estimación del volumen que tendría el parámetro medido si se encontrara bajo condiciones estándar.

El presente trabajo propone el desarrollo e implementación de los algoritmos de cálculo para medición de gas natural y aceite de un separador de prueba mediante un Computador de Flujo ROC 809L marca EMERSON [1]. El separador de prueba se encuentra instalado en la plataforma AKAL-B2 del Activo de Producción Cantarell de la Región Marina Noreste. Para mayor referencia se muestra su ubicación geográfica en la figura 1.

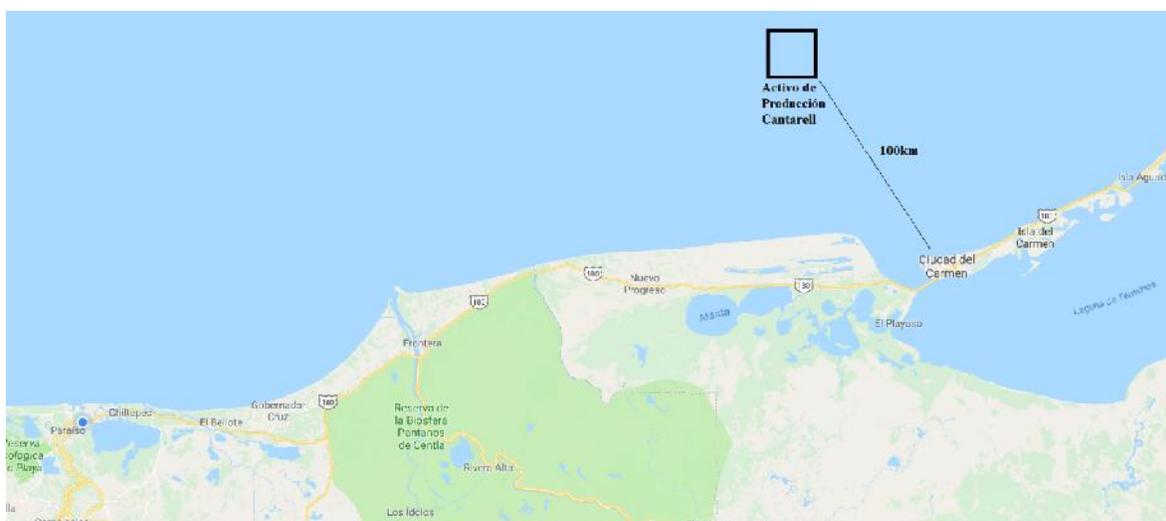


Figura 0.1 Mapa de ubicación del Activo de Producción Cantarell

En la plataforma AKAL-B2 se cuenta con dos Sistemas Electrónicos de Medición (SEM), uno a la salida de gas y el segundo a la salida de aceite los cuales están integrados por los siguientes dispositivos:

- ) Dispositivo primario: Medidor de Flujo tipo Coriolis.
- ) Dispositivos secundarios.- Transmisor de temperatura, transmisor de presión manométrica
- ) Dispositivo terciario.- Computador de Flujo ROC 809L.

El desarrollo del algoritmo para medición de Gas Natural está regido por las normas internacionales AGA 11 [2] y AGA 8 [3], definidas por la Asociación Americana de Gas (AGA, *American Gas Association*). Así mismo, el desarrollo del algoritmo para medición de aceite está regido por las normas API 5.6 [4], API 11 [5] y API 12 [6] del Instituto Americano del Petróleo (API, *American Petroleum Institute*).

Para la implementación del algoritmo en el computador de flujo ROC 809L, se hace uso del software de programación DS800 Development, y de la aplicación de configuración ROCLINK800 desarrollados por el fabricante.

El computador de flujo se rige por la ejecución cíclica de un algoritmo modelado, a cada ejecución del algoritmo se le denomina *ciclo de cálculo*. El cálculo del flujo total es realizado en cada ciclo de cálculo del computador, este proceso se divide en tres fases:

- ) Fase 1: El computador de flujo adquiere las señales de los dispositivos primarios y secundarios, tanto de gas como de aceite. Las cuales provienen de los equipos a la salida de gas y de los equipos de la salida de aceite del separador de prueba.
- ) Fase 2: De los valores obtenidos por las variables de presión y temperatura el computador de flujo implementa los módulos del algoritmo que calculan los factores de corrección de la lectura del flujo por cambios de temperatura y presión
- ) Fase 3. Utilizando los valores de flujo arrojados por el cálculo, y los factores de corrección, se computa el flujo corregido, el cual es reportado y almacenado en los registros históricos para su posterior análisis.

## Planteamiento

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) [7] como ente rector a nivel nacional, a través de los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos (LTMH) [8], establece medir de primera instancia el volumen de gas y de aceite extraído en cada uno de los pozos de producción con la menor incertidumbre posible.

<b>Incertidumbre</b>	<b>Gas</b>	<b>Aceite</b>
Medición Referencial	5.00%	1.00%
Medición de Transferencia de Custodia	1.00%	0.30%

Tabla 0.1 Límites de incertidumbre para medición de gas y aceite

Para dar cumplimiento a este requerimiento el Activo de Producción Cantarell ha planteado contar con dos sistemas de medición de flujo en el separador de prueba de la plataforma AKAL-B2.

La información de los sistemas de medición de flujo son recolectados a través del dispositivo terciario (computadores de flujo), y mediante los algoritmos propuestos por las normas señaladas calculará los factores de corrección por temperatura y presión de la medición de flujo de líquidos y de gas.

En el presente trabajo se implementarán los algoritmos para el cálculo del volumen en un computador de flujo Marca Emerson Modelo ROC 809L, con base en la norma API MPMS (*Manual of Petroleum Measurement System*) 11.1 Tabla 5A/6A y en la norma AGA reporte

11, para realizar el cálculo de flujo de aceite y gas natural de los sistemas de medición a la salida del separador de prueba de la plataforma AKAL-B2.

## **Justificación**

Las regulaciones nacionales por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) han dado una gran importancia a la medición de flujo hidrocarburos líquidos y gaseosos, ya que es una de las industrias más trascendentales en el país. Sin embargo, en el ámbito universitario es difícil contar con la infraestructura requerida para hacer prueba en este rubro, ya que la instrumentación y las instalaciones que se requiere para ello (computador de flujo, sensores, tuberías etc.) son muy costosos. En este trabajo se va a dar una descripción general de los componentes usados para este tipo de mediciones y la forma de implementar ésta en un computador de flujo.

El ciclo de cálculo en el computador de flujo debe ser optimizado, cumpliendo con las normas respecto al tiempo de cálculo (500mseg), con los criterios de discriminación indicados en la norma API 21.1 y API 21.2. Por lo cual es necesario especificar, adecuadamente, la cantidad de memoria del procesador, los accesos, así como definir los módulos de entrada/salida, de tal forma que se procesen las señales de entrada que requiere el algoritmo descrito, en el equipo.

Al finalizar la implementación del sistema se realizara una evaluación del cálculo de incertidumbre de los volúmenes medidos. La estimación de las incertidumbres asociadas se justifica a través de la eliminación o reducción del error humano, la mejora en la precisión de las mediciones, la reducción de los costos, la mejora en el reporte y transmisión de los datos, y además, en el cumplimiento de las normas técnicas relacionadas a los instrumentos y equipos de medición utilizados. Por lo cual en este trabajo se muestra la forma del cálculo de dicho parámetro.

## **Objetivo General**

Diseño e implementación de los algoritmos de medición de flujo volumétrico para líquido y gas a la salida de un separador bifásico en la plataforma AKAL-B2.

## **Objetivos Específicos**

- ) Implementar los módulos de entradas analógicas y de pulsos para cada variable de proceso.
- ) Implementar los algoritmos descritos en el capítulo API 11.1 Tabla 5A/6A para la corrección de flujo de hidrocarburos ligeros.
- ) Implementar un módulo central de proceso que permita el control y la interacción entre los módulos anteriores.

- ) Implementar los algoritmos para medición de gas basada en las norma AGA 11, con lo cual se asegura que el software desarrollado proporciona los pasos necesarios para realizar la corrección del flujo por temperatura y presión, al estar basado en una norma estandarizada y desarrollada por un instituto.
- ) Realizar las pruebas en campo de la implementación del algoritmo.
- ) Identificar las fuentes de incertidumbre que podrían estar afectando las mediciones de gas natural y crudo realizadas en el separador de prueba.

## Metodología del desarrollo

Considerando que la implementación del sistema propuesto en este trabajo de tesis estará basada en un computador de flujo, se plantea seguir la metodología de diseño de un sistema empotrado para su elaboración.

Un sistema empotrado, también llamado sistema embebido, es una combinación de hardware, software y, eventualmente, componentes mecánicos diseñados para realizar una función determinada [9].

La figura 0.2, muestra una representación del ciclo de desarrollo de un sistema empotrado, mismo que será utilizado para la implementación del presente trabajo.

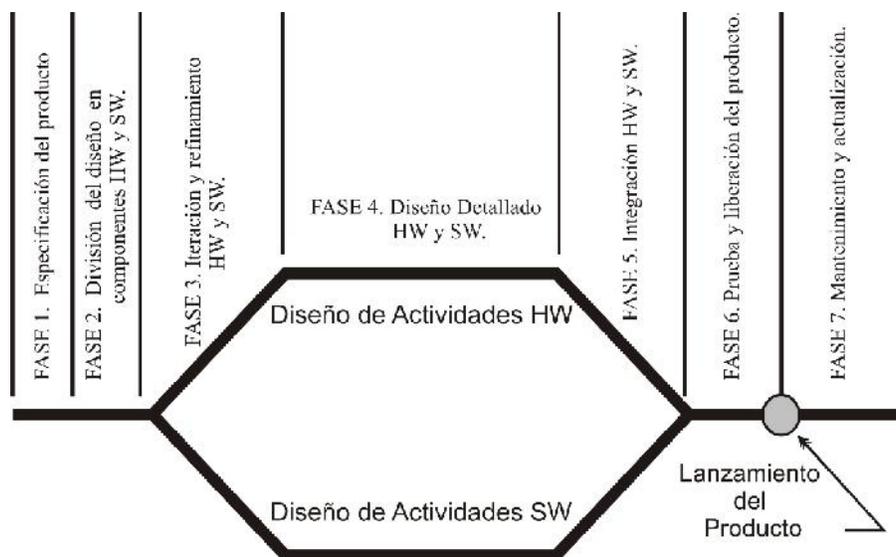


Figura 0.2 Ciclo de desarrollo de un sistema empotrado.

El diagrama de bloques del sistema propuesto para la solución del problema, puede ser apreciado en la figura 0.2; en la figura se puede apreciar que el sistema está formado por 5 subsistemas, los cuales son descritos a continuación.

- ) **Procesador central:** El procesador central, también denominado administrador del sistema, es el elemento principal del sistema y será el Módulo de la CPU del computador de flujo ROC 809L. Las funciones principales de este elemento son: la configuración general del sistema, el control y gestión del enlace solicitado por un usuario y la gestión del acceso a los elementos de adquisición y control del sistema.
- ) **Sistema de interfaz de usuario:** El sistema de interfaz de usuario está formado por una pantalla de LCD y un teclado matricial, las funciones principales de este subsistema serán las siguientes: captura de la configuración del sistema, mostrar resultados del procesamiento sobre algún parámetro, guiar al usuario a través del sistema.
- ) **Sistema de comunicación Modbus:** La función del sistema de comunicación Modbus es permitir al procesador central interactuar con el sistema de monitoreo y control para el envío y recepción de información.
- ) **Sistema de cálculo de volúmenes:** El sistema de cálculo de volumen permite desarrollar los algoritmos requeridos.
- ) **Subsistema de entrada/salida:** El subsistema de entrada/salida permite al sistema adquirir muestras de diversas magnitudes físicas, dispositivos que integraran a este bloque del sistema son los dispositivos primarios (medidores de flujo) y dispositivos secundarios (transmisores de presión, temperatura y densidad).

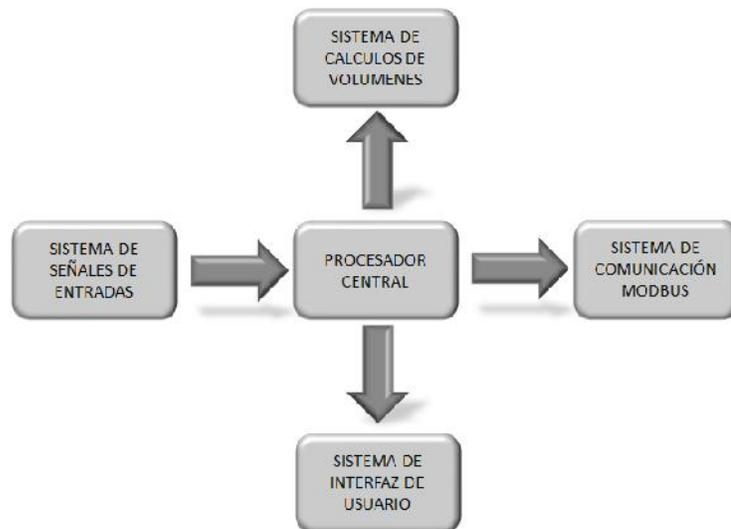


Figura 0.3 Diagrama de bloques del problema planteado.

## Estructura de la tesis

En el capítulo 1 se describen las bases teóricas de la metrología para comprender la medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

En el capítulo 2 se describen los componentes que forman un sistema electrónico de medición

En el capítulo 3 se describe el computador de flujo ROC809.

En el capítulo 4 se describe el desarrollo e implementación de los algoritmos de cálculo de volumen de gas y volumen de aceite en base a las normas AGA 11 y API 11.1

En el capítulo 5 se presentan las pruebas de campo

En el capítulo 6 se presentan el desarrollo del presupuesto de incertidumbre del sistema de medición.

En el capítulo 7 se presentan las conclusiones del trabajo realizado.

# Capítulo 1. Bases teóricas de la Medición de Hidrocarburos

Este capítulo tiene como fin fundamental ofrecer las bases teóricas de la metrología para comprender la medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Se describirán de forma detallada los conceptos que comprenden la medición de hidrocarburos y los fundamentos técnicos relacionados con los Sistemas Electrónicos de Medición para Líquidos y Gas.

Las mediciones del aceite y gas extraídas del subsuelo y manejadas en su proceso y distribución, deben cumplir los siguientes propósitos:

1. Conocer el volumen producido de los pozos y yacimientos o campos.
2. Conocer las cantidades manejadas de cada uno de estos hidrocarburos desde, que salen del pozo hasta que llegan a los puntos de entrega.
3. Conocer los volúmenes de venta y transferencia de custodia de los hidrocarburos, para contabilizarlos correctamente en las transacciones comerciales internas y externas.
4. Mejorar la medición fiscal para establecer los impuestos que se deben pagar por los hidrocarburos extraídos y comercializados.
5. Conocer los volúmenes de aceite, gas y condensados que se calcularon como mermas o pérdidas, ejemplo: El gas enviado a la atmósfera.

## 1.1 Introducción

Toda industria moderna se basa en el intercambio comercial de un producto o servicio por un bien, normalmente en forma de moneda; éste es el caso de la industria de explotación de hidrocarburos, que se dedica a la extracción de dichos recursos con el fin de venderlos a la gran variedad de industrias que se dedican a su transformación, ya sea en algún producto material o en energía.

Es evidente que en el mundo los hidrocarburos juegan un papel muy importante en la mayoría de las industrias. El petróleo es un suministro que consumen, muchas industrias de transformación, como materia prima y se utiliza para la elaboración de productos que van desde medicinas hasta los plásticos, que forman parte de una infinidad de productos. En cuestión energética el petróleo no es menos importante, ya que el gas natural sirve como un insumo altamente utilizado para la generación de energía eléctrica en la mayoría de los países.

Si se entiende que el petróleo es una fuente de recursos sumamente importante, en la mayoría de las industrias. Se puede notar la importancia que tiene la Medición y el porqué de la necesidad del uso de los Sistemas Electrónicos de Medición para medir los volúmenes de hidrocarburos en la compra y venta.

## 1.2 Concepto de medición

La medición es un concepto de uso común que se asocia con el hecho de cuantificar algo. De manera estricta la palabra medición es la acción de medir.

Según el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM) [10] en su versión al español establece:

**“Medición es el proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud. No son aplicables a propiedades cualitativas. Supone una comparación de magnitudes e incluye el conteo de entidades.”**

Al referirse a mediciones asociadas a los hidrocarburos se pueden considerar dos grandes aspectos o tipos de propiedades que se miden: unas asociadas a la cantidad y otras a la calidad de los mencionados recursos fósiles. Dicha consideración se encuentra ilustrada por la figura 1.1.

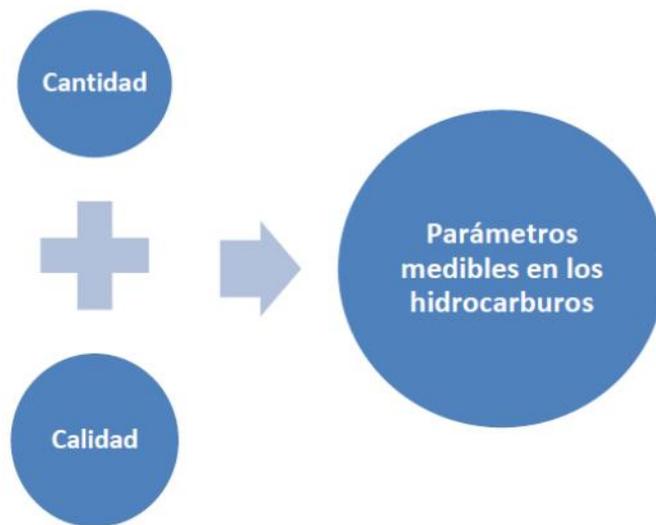


Figura 1.1 Parámetros medibles en los hidrocarburos

Cuando se habla de la calidad de un tipo de hidrocarburos se hace referencia a una clasificación o graduación evidentemente medible de alguna propiedad asociada y comparable entre diferentes tipos de fluidos, que permite decir que un tipo de líquido o gas es o posee más o menos algo, ese algo está en función de la propiedad que se use para la

comparación. Un ejemplo de propiedad asociada a la calidad muy recurrido en la industria petrolera es el de la densidad. Cuando se clasifican diferentes tipos de hidrocarburos de acuerdo a su importancia económica es común que se haga uso de la densidad medida en grados API (*American Petroleum Institute*), debido a que de forma indirecta este parámetro sugiere una idea de la proporción de combustibles ligeros y altamente volátiles que tienen un mayor valor económico que los más pesados. En el caso de los gases es posible medir la cantidad de gases contaminantes en la corriente, y de esta forma se puede realizar una clasificación de diferentes tipos de gases en función de la presencia de cada gas contaminante considerado. Como los anteriores, hay muchos ejemplos de propiedades que permiten hacer una clasificación en función de las prioridades consideradas. A la calidad están asociadas un considerable número de propiedades que muestran un espectro bastante amplio de mediciones posibles, y que son útiles en función del fin que tenga la medición.

De igual forma se pueden medir magnitudes asociadas a la cantidad de hidrocarburos. Es imposible no asociar la palabra cantidad a la acción de contar, sin embargo no tiene ningún sentido el tratar de contabilizar fluidos de forma discreta, como se hace con objetos; por ello se debe recurrir a abstracciones físicas referidas a cualidades de los fluidos que permitan contabilizar la cantidad de hidrocarburos. Se puede contabilizar la cantidad de hidrocarburos con base fundamentalmente en dos propiedades: el volumen y la masa. Debido al movimiento propio del fluido se pueden llevar a cabo mediciones de forma estática y de forma dinámica, de las propiedades del fluido. Realizar mediciones de forma estática es teóricamente sencillo ya que sólo se requiere identificar las magnitudes medibles y asociadas a cualquiera de las dos propiedades, como el peso (medible con un dinamómetro) o el volumen (al cual se puede asociar la forma geométrica y dimensiones longitudinales del recipiente que contiene los fluidos). A pesar de lo trivial que puede parecer la medición estática, existen procedimientos técnicos complejos que permiten realizar mediciones de mejor calidad. Para el caso de las mediciones tanto de volumen como de masa de corrientes en movimiento, el proceso de medición no resulta nada trivial. Se requiere hacer uso de medidores especializados que se basan en principios de funcionamiento más complejos. Este tipo de medidores se instalan en tuberías que manejan hidrocarburos y realizan mediciones de forma constante. La figura 1.2 muestra un medidor de tipo Coriolis instalado en una separación bifásico, con el fin de ilustrar el uso de este tipo de dispositivos. En el capítulo 2 se explicara el principio de medición del medidor de flujo.



Figura 1.2 Medidor tipo Coriolis instalado en una separación bifásico.

La unidad de medida, por otra parte, es el patrón que se emplea para concretar la medición. Es imprescindible que toda medición cumpla con tres condiciones: la **inalterabilidad** (la unidad no debe modificarse con el tiempo ni de acuerdo al sujeto que lleva a cabo la medición), la **universalidad** (tiene que poder repetirse en cualquier sitio obteniendo el mismo resultado si se realiza bajo las mismas condiciones) y la **facilidad de reproducción**.

Cuando se hace referencia a la inalterabilidad de una medición se asocia la idea al hecho de que no importa ni cuándo, ni en dónde, ni cuántas veces se realice se debe obtener el mismo resultado siempre y cuando la medición se lleve a cabo bajo las mismas condiciones. Si bien de forma muy general lo anterior es teóricamente cierto, cuando se realiza de forma práctica una medición se puede o no obtener el mismo resultado sin que esto implique que la inalterabilidad no se cumpla ni que las condiciones de la medición cambien. Aunque lo anterior parece contradictorio, se debe recurrir al concepto de tolerancia y con ello abordar el campo de la metrología para poder profundizar en lo que implica un proceso de medición, las variables que la afectan y su relación con la medición.

### 1.2.1 Importancia de las mediciones

En la figura 1.3 se muestran los principales factores de la importancia de la medición en los procesos industriales, o en la administración de todo negocio que se pretenda hacer de forma óptima, donde se debe comenzar por obtener información que permita la correcta planeación y el establecimiento del rumbo que el proyecto deba tomar. Es debido a lo anterior que la cuantificación de los recursos es tan importante, permite contar con información que se usa para la correcta planeación y gestión de cualquier negocio, en este caso la industria petrolera. Si bien, se puede decir de forma general que la medición provee de información que facilita la toma de decisiones, es necesario indagar en las funciones y trascendencia específica de la información provista por algún tipo de medición.



Figura 1.3 Principales factores que dan importancia a la medición.

Al iniciar la producción de hidrocarburos es necesaria la colocación de infraestructura que permita el manejo y la conducción de la producción. Dicha infraestructura debe contar con la suficiencia técnica y la capacidad necesaria para manejar la producción obtenida. Sin embargo al inicio de la explotación es incierto el volumen que se producirá en el campo, yacimiento o activo de producción, al que se haga referencia, por lo que son de vital importancia las mediciones que se lleven a cabo en las primeras etapas productivas. De lo anterior se puede notar que en el **proceso de planeación** de un proyecto petrolero, la medición siempre tendrá un impacto significativo en la toma de decisiones asociada al desarrollo de la infraestructura requerida, especialmente en las primeras etapas de explotación.

La correcta extracción de hidrocarburos es un proceso que debe realizarse de forma muy precisa, debido a la gran cantidad de factores que en ésta intervienen. El parámetro más recurrido para la identificación de este punto óptimo es el gasto volumétrico producido, dicho diagnóstico se puede realizar por cada pozo en producción. El **control** sobre la producción, puede llevarse a cabo mediante válvulas que se encuentran en diversas partes del sistema de producción pero se debe apoyar en la medición para verificar que las corrientes producidas

son las esperadas o, en su caso, para comenzar el diagnóstico de algún problema que impacte de manera visible la producción.

La medición es también importante para realizar una evaluación económica de cualquier proyecto que involucre la producción de hidrocarburos, ya que brinda parámetros económicos de comparación para poder discernir sobre la viabilidad o la continuación de un proyecto de explotación, así como también permite visualizar el panorama de financiamiento para dicho proyecto. Si bien, la medición da la oportunidad de planear y entender las necesidades del proyecto, de igual forma permite evaluarlo desde un punto de vista económico para poder juzgar si se lleva a cabo lo que se esperaba en la etapa de planeación.

La parte medular de cualquier industria es el intercambio comercial. Para que éste se realice de una manera correcta y justa con el que ambas partes del acuerdo queden satisfechas se debe operar un instrumento de regulación que permita certificar que el acuerdo comercial se lleve a cabo de la manera en la que se pactó. En el intercambio comercial de hidrocarburos son importantes dos características: la cantidad y la calidad. Para asegurarse de la calidad se recurre a parámetros anteriormente pactados y fácilmente medibles, como la densidad o el contenido de azufre por ejemplo. En lo que refiere a la cantidad es necesario recurrir al gasto volumétrico como parámetro de medición, para lo cual se usan una gran cantidad de medidores a los cuales se hace referencia en el capítulo 2.

### **1.3 Conceptos de Metrología**

La metrología es la ciencia que trata de las mediciones, de los sistemas de unidades adoptados y los instrumentos para efectuarlas e interpretarlas. Incluye todos los aspectos teóricos y prácticos relacionados con las mediciones; cualquiera que sea su incertidumbre y en cualquier campo de la ciencia o tecnología. [10]

De manera concreta, la metrología es la ciencia de las mediciones correctas y confiables. Para ciertos propósitos se hace una distinción entre metrología científica (desarrollo de patrones o métodos primarios), industrial (mantenimiento y control correctos de los equipos industriales de medición, que incluye la calibración de instrumentos y patrones).

La metrología tiene como columna vertebral un sistema de referencia para poder comparar de forma adecuada las mediciones realizadas. Incluye el estudio, mantenimiento y aplicación de un sistema de pesos y medidas confiable, que permita la rápida comparación de magnitudes comparables. Los sistemas de medición más comunes y más confiables, debido a su exacta definición, son el Sistema Internacional de Medidas y el Sistema Inglés de Medidas.

### 1.3.1 Incertidumbre

Cada que se realizan mediciones siempre hay variación en los resultados, sin importar cuán riguroso sea el proceso de medición siempre encontrará una variación en los mismos, incluso aunque ésta sea muy pequeña y casi imperceptible. En consecuencia, es posible establecer un razonamiento inductivo que lleve a la conclusión de que toda medición es una aproximación al valor real. Siempre existirá una variación de resultados si se realiza de forma regular una medición, si bien esta variación disminuye conforme se vuelven más estrictos los criterios del proceso en cuestión, en ocasiones por cuestiones técnicas y/o económicas es más conveniente medir y aceptar esa variación. De lo anterior surge el concepto de incertidumbre. El VIM define la incertidumbre de medida de la siguiente manera:

**“Es un parámetro no negativo asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente podrían ser atribuidos al mensurando.” [10]**

Se puede decir que debido a la ausencia de certeza absoluta en la medición de una magnitud, se recurre a un intervalo aceptable de magnitudes en el que se encuentra el valor real de la medición. Estadísticamente se asocia a la incertidumbre con la desviación estándar de una muestra estadísticamente representativa de mediciones.

Este concepto es de vital importancia en cualquier proceso de medición, por lo que será necesario abordarlo a profundidad en el capítulo 6.

### 1.3.2 Calibración

Existe la necesidad de que cualquier medidor produzca valores de una manera convencionalmente correcta, con el fin de que exista consenso satisfactorio por las partes interesadas en el valor de la magnitud medida. Por lo tanto, se debe corroborar que todo medidor realice su tarea de forma óptima, que los valores que se obtienen en las mediciones que éste realice puedan ser comparados con cualquier medidor en cualquier parte del mundo, sin que se encuentren diferencias relevantes. El proceso de calibración se encarga de evaluar el funcionamiento de un medidor, así como de detectar la presencia de errores en la medición, también de descubrir su fuente y repararlos o, en su defecto, disminuir su impacto. La calibración se define como:

**“La comparación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación” [10].**

En este sentido, la calibración es la actividad de control de calidad más importante dentro de la medición, ya que establece la relación del valor medido por un equipo con un valor convencionalmente real, dando validez y trazabilidad a la medición.

Para realizar una calibración se recurre a dispositivos denominados instrumentos de calibración, que se instalan para medir propiedades metrológicas de dispositivos de medición. En la figura 1.4 se muestra un esquema de calibración con un dispositivo de calibración bidireccional.

El flujo de crudo que pasa a través del medidor entra al probador bidireccional, este flujo desplaza la esfera dentro de la tubería haciendo un sello hermético con la pared del probador, al entrar la esfera a la sección de volumen conocido, un sensor mecánico (**Switch Detector**) detecta su proximidad, enviando una señal eléctrica al computador de flujo para iniciar el conteo de pulsos generado por el medidor de flujo durante el paso de la esfera por la sección de volumen conocido. Una vez que la esfera concluye el recorrido en la sección de volumen conocido, otro sensor mecánico (**Switch Detector**) detecta su paso y emite una señal eléctrica para detener el conteo de pulsos. Este recorrido se realiza en dirección directa (forward) e inversa (reverse) a través del control de la válvula de 4 vías, el objetivo de la prueba es comparar el volumen conocido del probador entre los detectores y el volumen medido por el medidor de flujo.

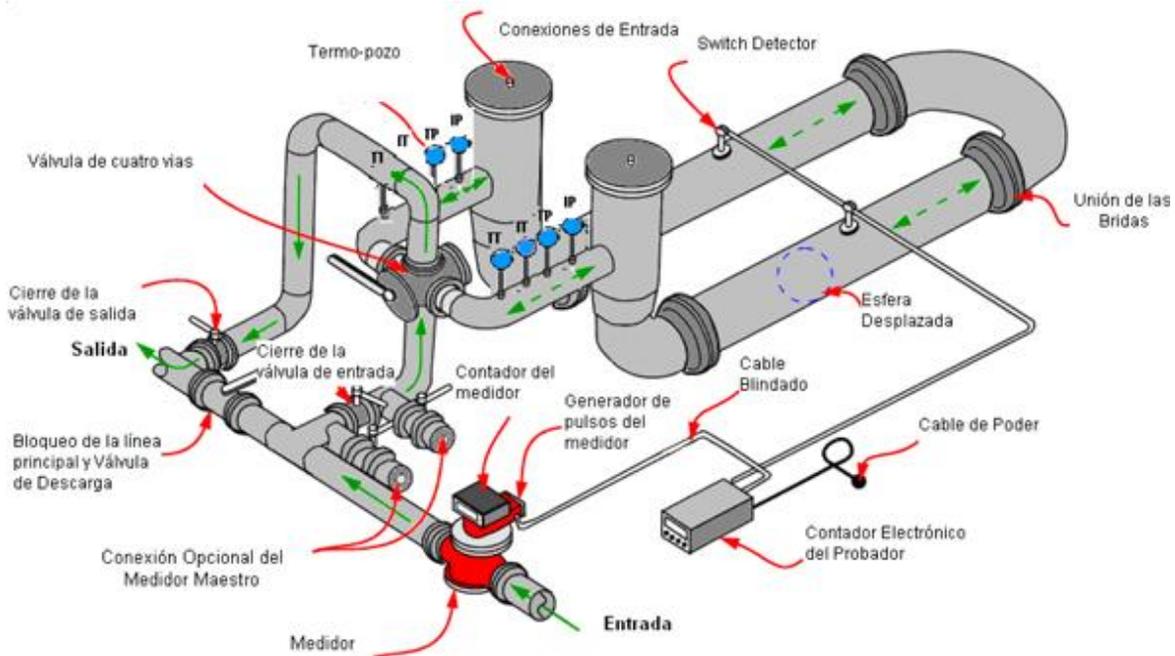


Figura 1.4 Probador bidireccional para la calibración de instrumentos de medición.

Cuando se utilizan los equipos de medición de manera continua, la **exactitud** y la **precisión** de la medición varían gradualmente respecto al tiempo, a causa de la variación de muchos factores que intervienen en el proceso como el desgaste propio del uso del dispositivo, por lo que es necesario validarlas por medio de una calibración y corregirlas, si es necesario.

Es recomendable que cada que se realice un proceso de calibración se registren todos los datos y los cálculos derivados de la misma con el fin de contar con una historia que pueda servir para diagnosticar una posible falla futura.

Cada equipo debe calibrarse considerando las condiciones de operación, conforme a procedimientos basados tanto en las instrucciones específicas del equipo como en las directrices generales provistas por métodos normalizados.

Se debe tener un programa definido de calibración que muestre con detalle los procedimientos que se deben realizar para llevar a cabo dicho procedimiento. Todo programa eficiente de calibración debe considerar el funcionamiento y mantenimiento que se le brinda al equipo, con el fin de identificar el posible origen de algún tipo de falla en el sistema de medición.

La calibración se debe realizar de manera regular pero no necesariamente constante. Este periodo puede depender del funcionamiento del equipo o de su funcionalidad, evaluada a partir de sus características estadísticas (Precisión y Exactitud), de aquí el hecho de que deba fijarse un periodo.

Es importante que el patrón o instrumento de calibración esté acreditado ante las instancias competentes con el fin de que la calibración sea válida en ámbitos comerciales e internacionales. La necesidad de contar con alguna forma de comprobar que un instrumento está plenamente validado trae como consecuencia el concepto de trazabilidad.

### **1.3.3 Trazabilidad**

Toda medición que se realice debe contar con algún instrumento o mecanismo que le dé credibilidad ante cualquier organismo o persona a nivel técnico o incluso comercial. En este aspecto es de suma importancia el papel que juega la normatividad a nivel internacional ya que permite, por medio de la regulación de los instrumentos de medida, lograr un consenso sobre la validez de las mediciones realizadas.

La trazabilidad es la propiedad de los instrumentos de medición que permite seguir el rastro de los dispositivos o patrones que lo han calibrado, con el fin de poder establecer un vínculo con dispositivos o patrones convencionalmente aceptados a nivel internacional.

La calibración de los instrumentos y la clara ruta que debe ofrecer la trazabilidad le dan credibilidad al ejercicio de medir. Una medición que se realiza bajo prácticas poco confiables o de la que no se tiene referencias y que por lo tanto es dudosa, no generará la información con la certeza adecuada que se supone que debe brindar cualquier medición. El VIM define trazabilidad de la siguiente forma:

**“Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas, incertidumbres determinadas.” [10]**

De la definición anterior se puede decir que la trazabilidad es una propiedad que está referenciada a una medición específica, y que consiste en una cadena de referencias al instrumento que se utilizó para calibrar el dispositivo que realizó la medida y a su vez el procedimiento, instrumento o patrón que se empleó en la calibración del primer instrumento calibrador, y de forma sucesiva con todos los eslabones de la cadena que terminen con la referencia a los patrones nacionales.

Es de notarse que no es indispensable realizar una comparación directa entre el instrumento en cuestión y los patrones nacionales; basta con que en cada eslabón de la cadena que los conecte exista una declaración de la incertidumbre respecto del proceso.

La trazabilidad debe considerar siempre las incertidumbres conocidas y asociadas a cada uno de los dispositivos que han evaluado al calibrado en cuestión. Esta propiedad le da credibilidad internacional a las mediciones realizadas por cualquier instrumento y, desde un punto de vista comercial, otorga certeza a las partes involucradas de que el trato sea realizado de una manera justa.

La trazabilidad indica la relación de un instrumento con el patrón nacional o internacional con el que se asocia. Debe especificar las incertidumbres y el método o procedimiento por el cual están relacionados. En la figura 1.5 se muestra una carta de trazabilidad de la calibración de un medidor de flujo ultrasónico de aceite, en la cual se puede observar la aportación de incertidumbre de cada uno de los patrones de calibración usados en las diferentes etapas. Con ello se podrá determinar que la incertidumbre de un medidor o instrumento bajo calibración no debe tener una incertidumbre menor al patrón de calibración.

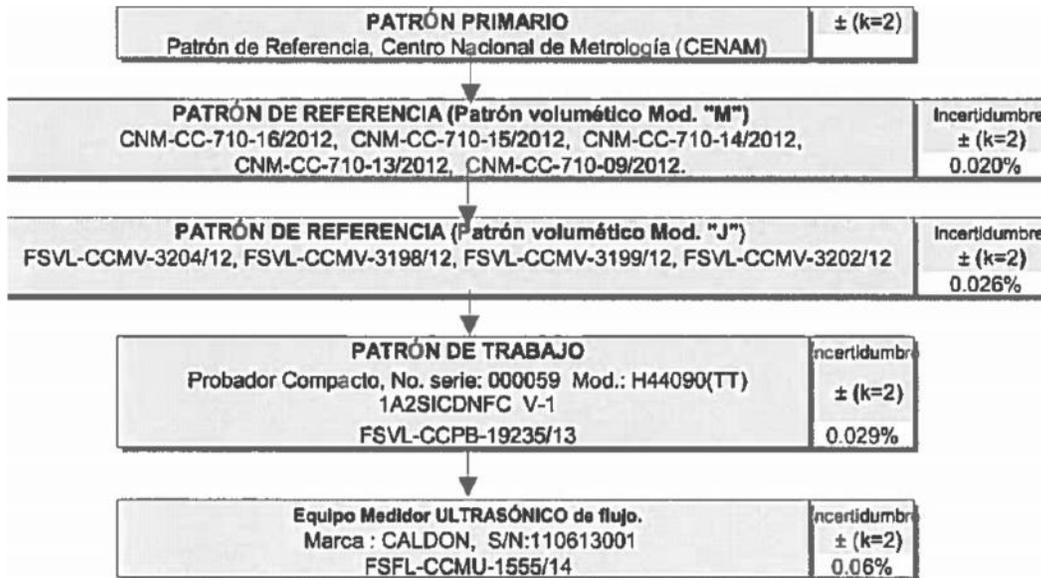


Figura 1.5 Carta de trazabilidad de un medidor ultrasónico

## 1.4 Instrumentos de medición

Un instrumento de medición es cualquier objeto que basado en un principio científico plenamente identificado y caracterizado, permite medir alguna propiedad física de un objeto mediante un procedimiento específico. [11]

El tipo de instrumento de medición que se utilice en cualquier ámbito debe tener la capacidad para realizar mediciones confiables sometidas a las condiciones de trabajo a las que se exponga; esto debe ser considerado cuando se desee escoger un medidor para una tarea específica. Este es el caso de los medidores empleados en la industria petrolera, en el que los fluidos medidos presentan una amplia gama de condiciones termodinámicas, que pueden alterar el valor obtenido de las mediciones realizadas; estas variaciones y resultados deben ser considerados en el proceso de medición para obtener los mejores resultados posibles.

### 1.4.1 Propiedades básicas de un instrumento

A pesar de la enorme cantidad de medidores posibles, hay algunas propiedades que comparten todos ellos, que permiten describir su funcionamiento en términos numéricos para comparar su desempeño y facilitar la decisión sobre cuál es el más adecuado, en función de las necesidades en cuestión. [11]

Las propiedades básicas que se utilizan para describir instrumentos de medición son: el rango, la resolución, la exactitud y la precisión. Cada una de las cuales proporciona información sobre las características de las mediciones que realiza cada instrumento.

### **Rango**

Previo a la utilización de un instrumento de medición se debe cuestionar si el instrumento que se piensa emplear tiene la capacidad técnica de realizar la medición. Aun suponiendo que el principio de funcionamiento empleado por el instrumento es válido y que el dispositivo en cuestión trabaja de forma óptima, no hay garantía de que el instrumento sea capaz de medir la magnitud que se desea.

Cualquier instrumento de medición confiable debe tener bien identificado el intervalo numérico dentro del cual puede realizar mediciones de confianza; es decir, es posible medir una magnitud sólo si se conoce el intervalo posible en el que se encuentra el valor de la magnitud a medir, que es un subconjunto del intervalo en el cual trabaja el instrumento de medición. Por lo cual el rango es el intervalo acotado por el máximo y el mínimo valor medible por el instrumento.

### **Resolución**

La resolución es la propiedad que indica cuál es el tamaño mínimo de un submúltiplo de la unidad de medida utilizada que el instrumento es capaz de medir; es decir, la resolución es la mínima división de la escala que un instrumento puede medir. [11]

Es importante identificar la resolución de un instrumento de medición con el fin de asegurar que el instrumento es capaz de realizar la medición en cuestión. Es evidente que si se realiza una medición se desconoce el valor de dicha magnitud; sin embargo, es de mucha utilidad contar con algún método que permita tener noción sobre el valor aproximado de la medición en cuestión, esto con el fin de estimar que las propiedades del instrumento de medición sea útil para dicha operación. La estimación del resultado puede obtenerse por medio de modelos teóricos asociados al fenómeno estudiado o incluso al juicio tomado por personal experimentado en el estudio del proceso involucrado.

Los intervalos de valores dentro de los que puede variar la magnitud que toma una propiedad sin alterar la respuesta del medidor se denominan zonas muertas; el tamaño de dicho intervalo está delimitado por la resolución del instrumento y es igual a la distancia que existe entre un valor mínimo medible y su valor más próximo.

### **Precisión**

Existen propiedades de los instrumentos de medición que están asociadas al comportamiento propio que tienen las mediciones realizadas comparándolas con los resultados ideales que se esperaban obtener cuando se conoce de ante mano el resultado de las mismas. Esto se debe a que, como ya se mencionó, nunca se puede tener una medición definitivamente precisa ni exacta y se debe aceptar que la medición realizada estará siempre dentro de un intervalo posible, aunque se cumpla la condición de universalidad. [11]

Para comprobar que un instrumento funciona de forma correcta se realiza un proceso llamado calibración. Este proceso sirve para caracterizar la forma en la que funciona el instrumento por medio de la realización de mediciones de las que se tiene certeza del valor antes de realizar la prueba. En la calibración de un instrumento se realizan una cantidad considerable de pruebas y se registran los valores que el instrumento de medición refleja, como producto de lo anterior se obtiene una cantidad de información con la que es posible trabajar mediante el uso de estadística.

Desde el punto de vista estadístico se puede relacionar a la precisión con la desviación estándar asociada a la propiedad medida. Entendiendo lo anterior se puede decir que la precisión de un instrumento de medición indica la magnitud de la semi-amplitud del intervalo de confianza dentro del que se puede esperar que varíe la medición.

Partiendo de la definición anterior es posible asociar el concepto de incertidumbre al de precisión y, en efecto, son dos conceptos que dentro del contexto de la metrología se consideran análogos.

La falta de precisión en un instrumento de medición se debe a errores cometidos en la misma que no provienen de una única fuente y que no se repiten de forma sistemática sino, más bien aleatoria; por ello es muy difícil identificar todas las posibles fuentes de la misma. Sin embargo deben realizarse análisis que contemplen a las fuentes de mayor importancia.

### **Exactitud**

Si bien la precisión ayuda a caracterizar el comportamiento dinámico del instrumento, no es la única propiedad que se necesita para realizar un diagnóstico del funcionamiento de cualquier dispositivo que se necesite estudiar.

Es necesario que un instrumento cuente con un intervalo de confianza pequeño, en el que se encuentren las mediciones que se requieren realizar pero no es suficiente. Si la media de las mediciones realizadas se encuentra alejada del valor esperado, no sirve de nada el hecho de que la incertidumbre sea pequeña ya que los valores que se obtendrán no reflejarán la realidad.

De la necesidad anterior surge el concepto de exactitud. La exactitud, estadísticamente, es la distancia que existe entre la media estadística de los datos recabados en un proceso de calibración y el valor real esperado de la medición. Así como la desviación estándar puede asociarse a la incertidumbre y a la precisión, la exactitud puede asociarse al sesgo que es una propiedad estadística que relaciona la mediana de una muestra estadística al valor esperado de la misma.

El sesgo estadístico muestra una tendencia de las mediciones originadas por uno o varios errores que se cometen, los cuales afectan el resultado de la medición de forma más o menos regular, por lo que es posible identificarlos y corregirlos. Es conveniente mencionar que este tipo de errores se denominan sistemáticos. Siempre que se detecte un sesgo en las mediciones

realizadas, se debe identificar la fuente y erradicar el error asociado para aumentar la confiabilidad de las mediciones realizadas.

La diferencia entre precisión y exactitud no siempre es clara, en la figura 1.6 se ilustra esta diferencia:

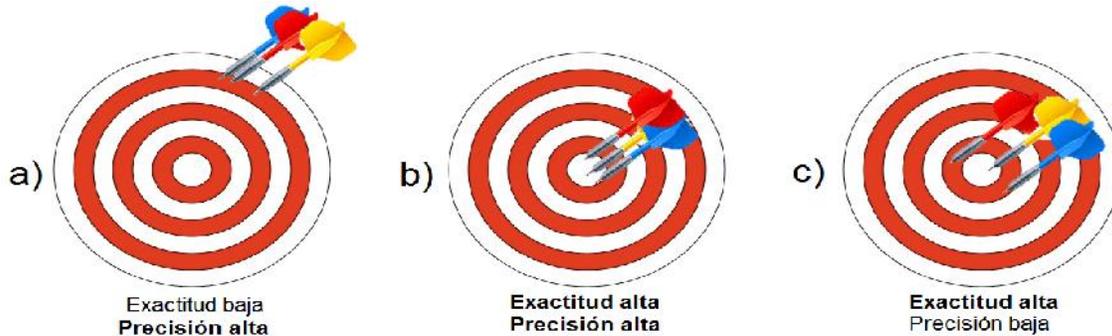


Figura 1.6 Comparación entre precisión y exactitud.

Cuando un conjunto de valores varían poco entre sí se sabe que la varianza es pequeña, este es el caso para las figuras a) y b) en las que los dardos han caído muy cerca uno del otro. Cuando los datos de un conjunto estadístico de valores caen cerca del valor esperado pero distante unos de otros se puede decir que la exactitud es alta, esto se muestra en las figuras c) y b). En la figura b) se muestra un ejemplo en el que el conjunto de valores ilustrado por los dardos tienen alta precisión por estar cerca unos de otros y se encuentran en el centro por poseer una alta exactitud.

### Error

Ningún proceso de medición es infalible ya que se encuentran sujetos a posibles fallas, tanto técnicas como humanas que se reflejarán en errores de medición. Se clasifican en dos tipos los errores que se encuentran en un proceso de medición.

- ) Error sistemático  
Componente del error de medida que en mediciones repetidas, permanece constante o varía de manera predecible.
- ) Error aleatorio  
Componente del error de medida que, en mediciones repetidas, varía de manera impredecible.

Estos tipos de errores se presentan de las siguientes fuentes:

- ) **Operador**  
Los errores cometidos por el operador pueden ser producto tanto de la falta de capacitación como de las condiciones físicas o de salud de la persona encargada de realizar las operaciones de medición. Cuando el operador no realiza el proceso de medición de forma correcta, comete un error de forma continua en cada medición que realiza, comete un error sistemático que normalmente se ve reflejado en la exactitud de la medición. Otros tipos de error asociados al operador pueden deberse a la mala sujeción del instrumento o a la mala colocación del mismo. Cuando el operador es el

encargado de tomar de forma directa las medidas indicadas en un instrumento de medición, la magnitud tomada puede verse afectada por las condiciones físicas, como por ejemplo la vista o la mala posición al momento de recabar la información (error de paralaje).

) **Dispositivo**

El dispositivo en cuestión puede provocar errores en la medición en caso de que no esté correctamente calibrado. Las causas de errores atribuibles al instrumento pueden deberse a defectos de fabricación (dado que es imposible construir aparatos perfectos); éstos pueden ser deformaciones, falta de linealidad, imperfecciones mecánicas, falta de paralelismo, etcétera. Este tipo de errores se reflejan normalmente como errores aleatorios asociados a la precisión del instrumento.

) **Medio ambiente**

Las condiciones ambientales tienen impacto en las propiedades propias de los componentes de cualquier dispositivo, por ejemplo las piezas metálicas sufren alteraciones debido a los cambios de temperatura. Algunas condiciones que reflejan errores debido al ambiente son:

- Temperatura.
- Presión.
- Propiedades del mensurando.
- Ruido en señales eléctricas.
- Vibración.
- Humedad.
- Polvo.

## 1.5 Propiedades físicas de medición de hidrocarburos

Para un mejor entendimiento de la medición de hidrocarburos se debe entender los fundamentos de medición. Estos incluyen las unidades de medición, el comportamiento de las moléculas de gas, las propiedades físicas de los gases, las leyes del gas y propiedades de los hidrocarburos líquidos.

Dentro de los conceptos básicos para el entendimiento de la medición de flujo de fluidos en fase gaseosa y líquida, las propiedades físicas de los fluidos son de suma importancia. La presión, la temperatura, la densidad, la composición del gas, etc., permiten determinar la calidad del hidrocarburo y los factores de corrección para su totalización a través de los computadores de flujo.

### 1.5.1 Presión

La presión es generalmente el resultado de que las moléculas contenidas dentro de un gas o líquido impactan sobre las paredes que lo contienen. Su magnitud depende sobre la fuerza de impacto en un área definida como se muestra en la ecuación (1.1).

$$p = \frac{F}{A} \quad (1.1)$$

Donde:

$p$  = Presión.

$F$  = Fuerza.

$A$  = Área.

### Tipos de presión

La referencia con la cual es medida una presión da el origen a la definición de varios tipos de presión que son: la presión absoluta, presión relativa, presión diferencial y vacío, las cuales se muestran en la figura 1.7. Una presión medida con referencia a la presión atmosférica es llamada presión relativa, cuando la presión está por debajo de la presión atmosférica se le denomina vacío, si la presión a medir es entre dos presiones se le denomina presión diferencial. Cualquier presión con referencia al “cero absoluto” se llama presión absoluta.

La presión se mide ya sea como un valor absoluto, que es la fuerza total ejercida o como un valor diferencial, que es la diferencial algebraica entre el valor absoluto y el valor que se obtiene de considerar la atmosfera y el lugar de la medición. Las ecuaciones (1.2) y (1.3) son las usadas para el cálculo de las presiones.

$$p_g = p_a - p_{at} \quad (1.2)$$

$$p_v = p_{at} - p_a \quad (1.3)$$

Donde:

$p_g$  = presión relativa.

$p_a$  = presión absoluta.

$p_{at}$  = presión atmosférica.

$p_v$  = presión de vacío.

- ) **Presión atmosférica:** es debida a la fuerza que el aire ejerce sobre la atmósfera, en cualquiera de sus puntos. Esta fuerza no sólo existe en el planeta Tierra, sino que en otros planetas y satélites también se presenta. El valor promedio de la presión terrestre es de 1 013.25 hPa (Hectopascales) sobre el nivel del mar y se mide con un instrumento denominado barómetro.
- ) **Presión manométrica:** esta presión es la que ejerce un medio distinto al de la presión atmosférica. Representa la diferencia entre la presión real o absoluta y la presión atmosférica. La presión manométrica sólo se aplica cuando la presión es superior a la atmosférica. Cuando esta cantidad es negativa se la conoce bajo el nombre de presión negativa. La presión manométrica se mide con un manómetro.
- ) **Presión absoluta:** esta equivale a la sumatoria de la presión manométrica y la atmosférica. La presión absoluta es, por lo tanto, superior a la atmosférica, en caso de

que sea menor, se habla de depresión. Ésta se mide en relación al vacío total o al 0 absoluto.

- ) **Presión relativa:** se mide en relación a la presión atmosférica, su valor cero corresponde al valor de la presión absoluta. Esta mide entonces la diferencia existente entre la presión absoluta y la atmosférica en un determinado lugar.
- ) **Presión diferencial:** es la presión que mide la diferencia entre dos presiones A-B, la presión relativa y vacía son ejemplos de presión diferencial cuando la presión B es igual a la presión atmosférica.

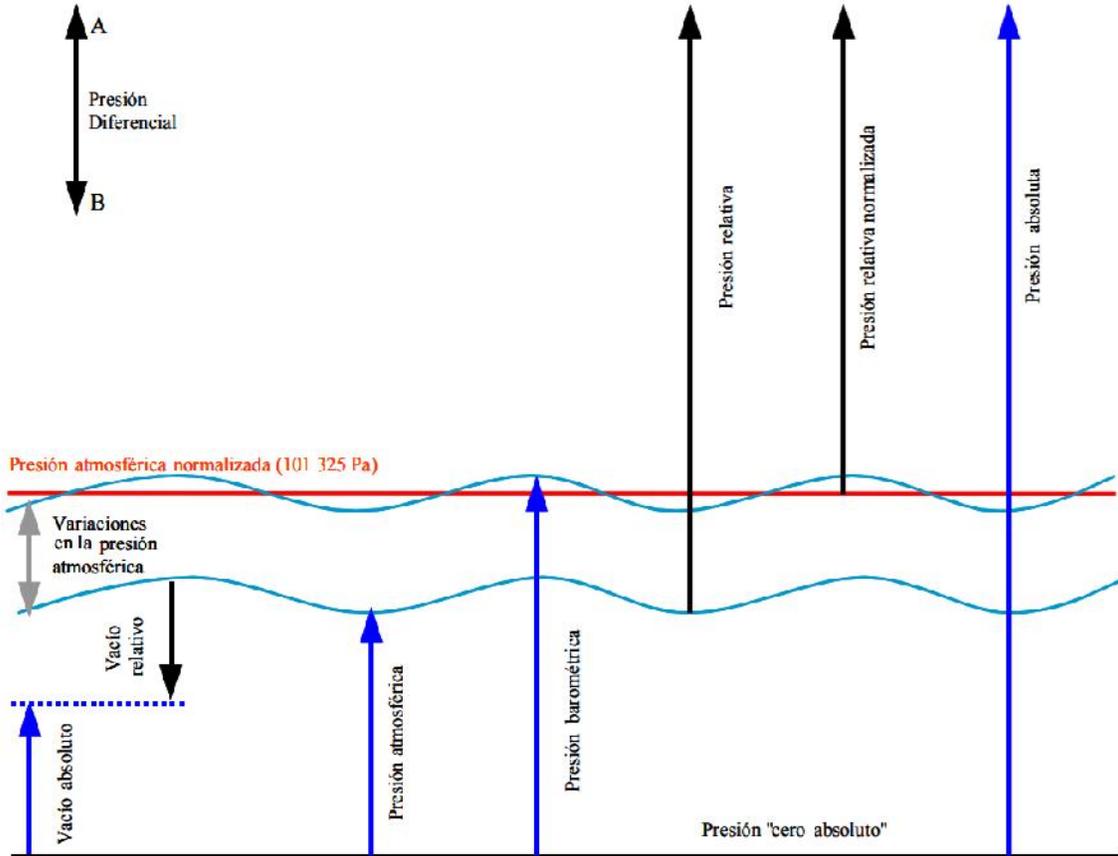


Figura 1.7 Grafica de tipos de presiones.

### 1.5.2 Temperatura

La temperatura está relacionada con la energía interior de los sistemas termodinámicos, de acuerdo al movimiento de sus partículas, y cuantifica la actividad de las moléculas de la materia, a mayor energía o movimiento de las partículas, más temperatura.

La medición de la temperatura de los hidrocarburos es de alta importancia debido a que el cálculo de volumen de gas y aceite se realiza a condiciones base de presión (101 325 Pa) y temperatura (293.15 K ó 20 °C).

### 1.5.3 Densidad

Se denomina densidad a la relación que existe entre la masa de una sustancia cualquiera y el volumen que ocupa, se expresa con la ecuación (1.4).

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.4)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad.

$m$  = masa.

$V$  = Volumen.

### 1.5.4 Densidad relativa o Gravedad específica

La densidad relativa es un valor referido a una densidad determinada, normalmente la densidad del agua a cierta temperatura.

Para obtener el valor de densidad relativa, con respecto a la densidad del agua a 4 °C,  $\rho_{w4^{\circ}C}$ , se divide el valor que se desea convertir a densidad relativa entre el valor de la densidad de referencia. La densidad relativa es adimensional, se expresa con la ecuación (1.5).

$$\rho_{r \ 4^{\circ}C} = S_{r \ 4^{\circ}C} = \frac{\rho_x}{\rho_{r \ 4^{\circ}C}} \quad (1.5)$$

### 1.5.5 Peso específico

Está definido por el cociente entre el peso de un cuerpo y su volumen, su unidad es N/m<sup>3</sup>, como se expresa con la ecuación (1.6).

$$\gamma = \frac{W}{V} = \frac{p}{v_l} \quad (1.6)$$

### 1.5.6 Peso específico relativo

Es un valor referido a un peso específico determinado, normalmente del agua a 4 °C, para obtener el valor del peso específico relativo se divide el valor de peso específico que se desea convertir entre el valor del peso específico de referencia. El peso específico relativo es adimensional, para su cálculo se usa la ecuación (1.7).

$$\gamma_{r \ 4^{\circ}C} = \frac{\gamma_x}{\gamma_{w4^{\circ}C}} \quad (1.7)$$

### 1.5.7 Gravedad API

Esta medida de densidad definida en términos de la gravedad específica establecida por el Instituto Americano del Petróleo, describe que tan pesado o liviano es el hidrocarburo líquido comparándolo con el agua. Para su cálculo se usa la ecuación (1.8).

$$G \quad A = \frac{141.5}{S_{6^\circ F}} - 131.5 \quad (1.8)$$

Donde:

$S_{6^\circ F}$  = Gravedad específica

## 1.5.8 Viscosidad

La viscosidad es una propiedad distintiva de los fluidos y está ligada a la resistencia que opone un fluido a deformarse continuamente cuando se somete a una fuerza de corte. Esta propiedad es utilizada para distinguir el comportamiento entre los líquidos y sólidos. Además los fluidos pueden ser en general clasificados de acuerdo a la relación que exista entre el esfuerzo de corte aplicado y la velocidad de deformación. Existen dos tipos de viscosidad las cuales se explican a continuación.

- ) La viscosidad dinámica o absoluta ( $\mu$ ) se define como la relación entre la fuerza y el gradiente de velocidad con que una capa de fluido se desplaza con respecto a una superficie fija. En la práctica corresponde a la resistencia de un líquido a la deformación mecánica.
- ) La viscosidad cinemática ( $\nu$ ), relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido utilizado (ecuación (1.9)).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (1.9)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad.

$m$  = masa.

$V$  = Volumen.

La viscosidad de un fluido depende de su temperatura. Es por eso que en los líquidos a mayor temperatura la viscosidad disminuye mientras que en los gases sucede todo lo contrario.

Los líquidos y los gases corresponden a dos tipos diferentes de fluidos. Los primeros tienen un volumen constante que no puede alterarse apreciablemente si son sometidos a compresión, por ende se dice que son fluidos incompresibles. Los segundos no tienen un volumen propio, sino que ocupan el del recipiente que los contiene; son fluidos compresibles porque, a diferencia de los líquidos, sí pueden ser comprimidos.

Cabe señalar que la viscosidad sólo se manifiesta en fluidos en movimiento, ya que cuando el fluido está en reposo adopta una forma tal en la que no actúan las fuerzas tangenciales que no puede resistir. Por lo que en el llenado un recipiente con un líquido, la superficie del mismo permanece plana, es decir, perpendicular a la única fuerza que actúa en ese momento, la gravedad, sin existir por tanto componente tangencial alguna.

### 1.5.9 Presión de vapor

También conocida como la Presión de Equilibrio, se define como la presión a la que la fase líquida y vapor se encuentran en equilibrio dinámico, a una temperatura dada, su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas.

En la figura 1.8 se representa un recipiente cerrado, lleno parcialmente de un líquido (azul). Este líquido como toda sustancia está constituido por moléculas (bolitas negras), que están en constante movimiento al azar en todas direcciones. Este movimiento errático, hace que se produzcan choques entre ellas, de estos choques las moléculas intercambian energía, tal y como hacen las bolas de billar al chocar; algunas aceleran, mientras otras se frenan. En este constante choque e intercambio de energía, algunas moléculas pueden alcanzar tal velocidad, que si están cerca de la superficie pueden saltar del líquido (bolitas rojas) al espacio cerrado exterior como gases. A este proceso de conversión lenta de los líquidos a gases se les llama evaporación. A medida que más y más moléculas pasan al estado de vapor, la presión dentro del espacio cerrado sobre el líquido aumenta, este aumento no es indefinido, y hay un valor de presión para el cual por cada molécula que logra escapar del líquido necesariamente regresa una de las gaseosas a él, por lo que se establece un equilibrio y la presión no sigue subiendo.

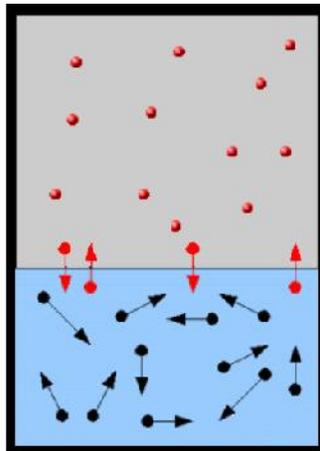


Figura 1.8 Presión de vapor, equilibrio dinámico.

### 1.5.10 Propiedades del Gas Natural

Se denomina gas al estado de agregación de la materia que no tiene forma ni volumen propio. Su principal composición son moléculas no unidas, expandidas y con poca fuerza de atracción, haciendo que no tengan volumen y forma definida, provocando que este se expanda para ocupar todo el volumen del recipiente que la contiene. Con respecto a los gases las fuerzas gravitatorias y de atracción entre partículas resultan insignificantes.

Estado de la materia: la materia existe en tres estados físicos. Estos son ya sea como un sólido, líquido o gas. El agua es un buen ejemplo de la materia que puede existir en cada una de estas formas.

Un sólido es rígido y límites internamente en todas las dimensiones. Los sólidos no requieren un contenedor para la retención de su forma.

Los líquidos están vinculados por una frontera interna, que es la superficie. Un líquido llena un recipiente por debajo de esta superficie en la forma del recipiente. Elementos típicos de líquido son el bromo y el mercurio.

Los gases no tienen fronteras internas, se ampliará para llenar el contenedor o de un muro de contención.

Las moléculas del gas se encuentran prácticamente libres, de modo que son capaces de distribuirse por todo el espacio en el cual son contenidos. El estado gaseoso presenta las siguientes características:

- )Cohesión casi nula.
- )Sin forma definida.
- )Su volumen sólo existe en recipientes que lo contengan.
- )Pueden comprimirse fácilmente.
- )Ejercen presión sobre las paredes del recipiente contenedor.
- )Las moléculas que lo componen se mueven con libertad.
- )Ejercen movimiento ultra dinámico.

El gas natural es una fuente de energía no renovable formada por una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos de petróleo, no-asociado (solo), disuelto o asociado con el (acompañando al) petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% y suele contener otros gases como nitrógeno, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, helio y mercaptanos.

Los hidrocarburos son compuestos covalentes de carbono e hidrógeno. Una familia de hidrocarburos es la serie saturada, la cual consiste en una familia de cadena única de compuestos de carbono a carbono. El metano (CH<sub>4</sub>) es el más ligero de esta familia y es el componente principal del gas natural. Los otros componentes importantes de los hidrocarburos del gas natural son el etano, propano, butano normal, el iso-butano, pentano normal, el iso-pentano, hexanos, heptanos, octanos y los hidrocarburos más pesados. Los hexanos y los hidrocarburos más pesados se conocen como hexanos+ o heptanos y los más pesados como heptano+. Además, el gas natural contiene diluyentes que consiste en dióxido de carbono, nitrógeno, y pequeñas cantidades de componentes indeseables, tales como el vapor de agua y ácido sulfhídrico.

### **1.5.11 Ley General de los Gases**

Existen diversas leyes que relacionan la presión, el volumen y la temperatura de un gas a continuación se mencionan las más importantes.

**Ley de Boyle-Mariotte**

Cuando el volumen y la presión de una cierta cantidad de gas es mantenida a temperatura constante, el volumen será inversamente proporcional a la presión:  $PV=k$  (Donde  $k$  es constante si la temperatura y la masa del gas permanecen constantes).

Cuando aumenta la presión, el volumen disminuye; si la presión disminuye el volumen aumenta. El valor exacto de la constante  $k$ , no es necesario conocerlo para poder hacer uso de la Ley; si consideramos las dos situaciones, manteniendo constante la cantidad de gas y la temperatura, deberá cumplirse la relación (1.10).

$$V_1 * P_1 = V_2 * P_2 \quad (1.10)$$

Al aumentar el volumen, las partículas (átomos o moléculas) del gas tardan más en llegar a las paredes del recipiente y por lo tanto chocan menos veces por unidad de tiempo contra ellas. Esto significa que la presión será menor ya que ésta representa la frecuencia de choques del gas contra las paredes.

**Ley de Avogadro**

Es aquella en la que las constantes son presión y temperatura, siendo el Volumen directamente proporcional al Número de moles ( $n$ ). El modelo matemático se muestra en la ecuación (1.11).

$$\frac{V_1}{n_1} = \frac{V_2}{n_2} \quad (1.11)$$

**Ley de Charles**

A una presión dada, el volumen ocupado por un gas es directamente proporcional a su temperatura. Matemáticamente las expresiones (1.12) ó (1.13).

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad (1.12)$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2} \quad (1.13)$$

**Ley de Gay-Lussac**

La presión del gas, que se mantiene a volumen constante, es directamente proporcional a la temperatura como se muestra en la ecuación (1.14).

$$\frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2} \quad (1.14)$$

Es por esto que para poder envasar gas, como gas licuado, primero se ha de enfriar el volumen de gas deseado, hasta una temperatura característica de cada gas, a fin de poder someterlo a la presión requerida para licuarlo sin que se sobrecaliente, y, eventualmente, explote.

**Ley de los gases ideales**

Las leyes mencionadas pueden combinarse matemáticamente en la llamada ley general de los gases. Su expresión matemática se muestra en la ecuación (1.15).

$$P * V = n * R * T \quad (1.15)$$

Donde:

P = Presión

V = Volumen

n = Número de moles

R = Constante universal de los gases ideales

T = Temperatura en Kelvin

El valor de R depende de las unidades que se estén utilizando:

) R = 0,082 atm·l·K<sup>-1</sup>·mol<sup>-1</sup> si se trabaja con atmósferas y litros

) R = 8,31451 J·K<sup>-1</sup>·mol<sup>-1</sup> si se trabaja en Sistema Internacional de Unidades

) R = 1,987 cal·K<sup>-1</sup>·mol<sup>-1</sup>

) R = 8,31451 10<sup>-10</sup> erg ·K<sup>-1</sup>·mol<sup>-1</sup>

De esta ley se deduce que un mol de gas ideal ocupa siempre un volumen igual a 22.4 litros a 0 °C y 1 atmósfera. También se le llama la ecuación de estado de los gases; ya que solo depende del estado actual en que se encuentre el gas.

**1.5.12 Clasificación del gas natural**

Las características y propiedades del gas son las que van a determinar qué utilidad tendrá, el gas natural puede ser clasificado de la siguiente manera:

- ) Por el tipo de componentes en la mezcla de hidrocarburos con los cuales se encuentran en el yacimiento en:
  - o Gas húmedo es la mezcla de hidrocarburos que contiene componentes más pesados que el metano (C3, C4, C5, C6+) y son productos licuables.
  - o Gas natural seco es aquel que no contiene altos contenidos de componentes pesados en el gas que no sean fácilmente licuado de petróleo y cuyo contenido básico es metano.
- ) Por la cantidad de concentración de ácido sulfhídrico (H2S) que contenga:
  - o Gas Amargo tiene un alto contenido de Azufre.
  - o Gas Dulce tiene un bajo contenido de Azufre.

**1.5.13 Factor de compresibilidad**

El factor de compresibilidad Z, es un factor de corrección, que se introduce en la ecuación de estado de gas ideal para modelar el comportamiento de los gases reales.

### 1.5.14 Condiciones base

Históricamente, se ha realizado la medición de flujo, de algunos fluidos para transferencia de custodia y control de procesos, en unidades de volumen a condiciones base (referencia o estándar) de presión y temperatura.

Las condiciones base para la medición de flujo de fluidos, como petróleo crudo y sus productos líquidos, los cuales tienen una presión de vapor (a una temperatura igual a la temperatura base) igual o menor a la presión atmosférica, se definen de la siguiente manera:

**Estados Unidos de Norte América Normas (API, AGA)**

Presión Base: 14.696psia (101.325 kPa)  
Temperatura Base: 60.0°F (15.56°C)

**Organización Internacional de Estándares (ISO)**

Presión Base: 14.696psia (101.325 kPa)  
Temperatura Base: 59.0°F (15.0°C)

Para aquellos fluidos, como hidrocarburos líquidos, que tienen una presión de vapor mayor a la presión atmosférica a temperatura base, su presión base deberá ser la presión de vapor a temperatura base. Esto es por el hecho de que si consideramos una presión base menor a la presión de vapor, el hidrocarburo cambiaría de fase y no se comportaría como un líquido.

## **Capítulo 2. Sistemas Electrónicos de Medición de Flujo de Gas Natural y Aceite.**

La apertura económica en materia de energía e hidrocarburos y la aplicación del concepto de medición fiscal, lo que han propiciado la necesidad de medir de manera más eficiente y con alta exactitud. Una forma de lograrlo es mediante la aplicación de la electrónica al campo de la medición de flujo, ya que de esta manera se aprovecha las ventajas de los adelantos tecnológicos y la innovación continua que se desarrolla en la ingeniería electrónica. Estas aplicaciones han generado el desarrollo y crecimiento de los sistemas electrónicos de medición de flujo.

Un Sistemas Electrónicos de Medición (SEM) de líquidos es aquel que utiliza equipo de cálculo electrónico con algoritmos de medición de líquidos basado en normas nacionales, extranjeras o internacionales y cuenta con funciones de seguridad / auditoría, procesamiento de medición de temperatura, presión en línea y procesamiento de la señal de pulso de medidor lineal. La medición electrónica de líquidos proporciona mediciones en línea en tiempo real.

La norma API MPMS en sus Capítulos 21.1 [11] y 21.2 [12] describen al Sistemas Electrónicos de Medición como aquellos integrados por los siguientes dispositivos ver figura 2.1:

- ) Dispositivo primario.
- ) Dispositivos secundarios.
- ) Dispositivo terciario.

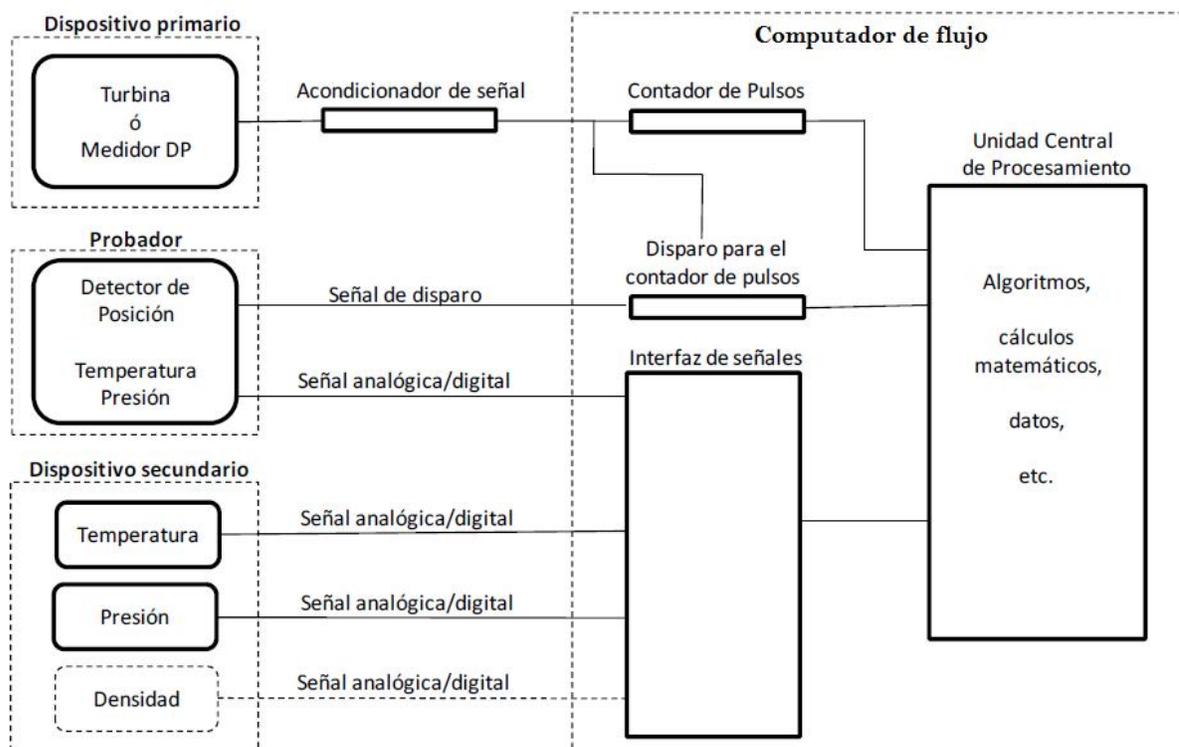


Figura 2.1 Esquema de un Sistema Electrónico de Medición

## 2.1 Dispositivo primario

El dispositivo o medidor primario convierte el flujo del fluido en una señal medible, estando en contacto directo con hidrocarburo (medidores de flujo).

La medición dinámica de los hidrocarburos usa dispositivos instalados en las tuberías que conducen el fluido hacia estaciones de almacenamiento, o directamente a los puntos de transferencia de custodia. En este capítulo se abordarán únicamente algunos de los medidores más comunes y que funcionan solamente con fluidos monofásicos. En general los medidores están diseñados para un tipo específico de fluidos (líquidos o gases), sin embargo algunos de los que se presentan aquí pueden medir flujos de cualquiera de los dos tipos.

Los medidores dinámicos siempre trabajan por medio de una interfaz que procesa las señales y da como respuesta directa la magnitud del valor medido, por lo que el trabajo del personal operador se limita a la lectura del valor medido. En ocasiones esta tarea no es necesaria ya que la mayoría de las interfaces tienen la capacidad de conectarse a una computadora y mostrar la información en una base de datos, lista para ser utilizada por los ingenieros analistas.

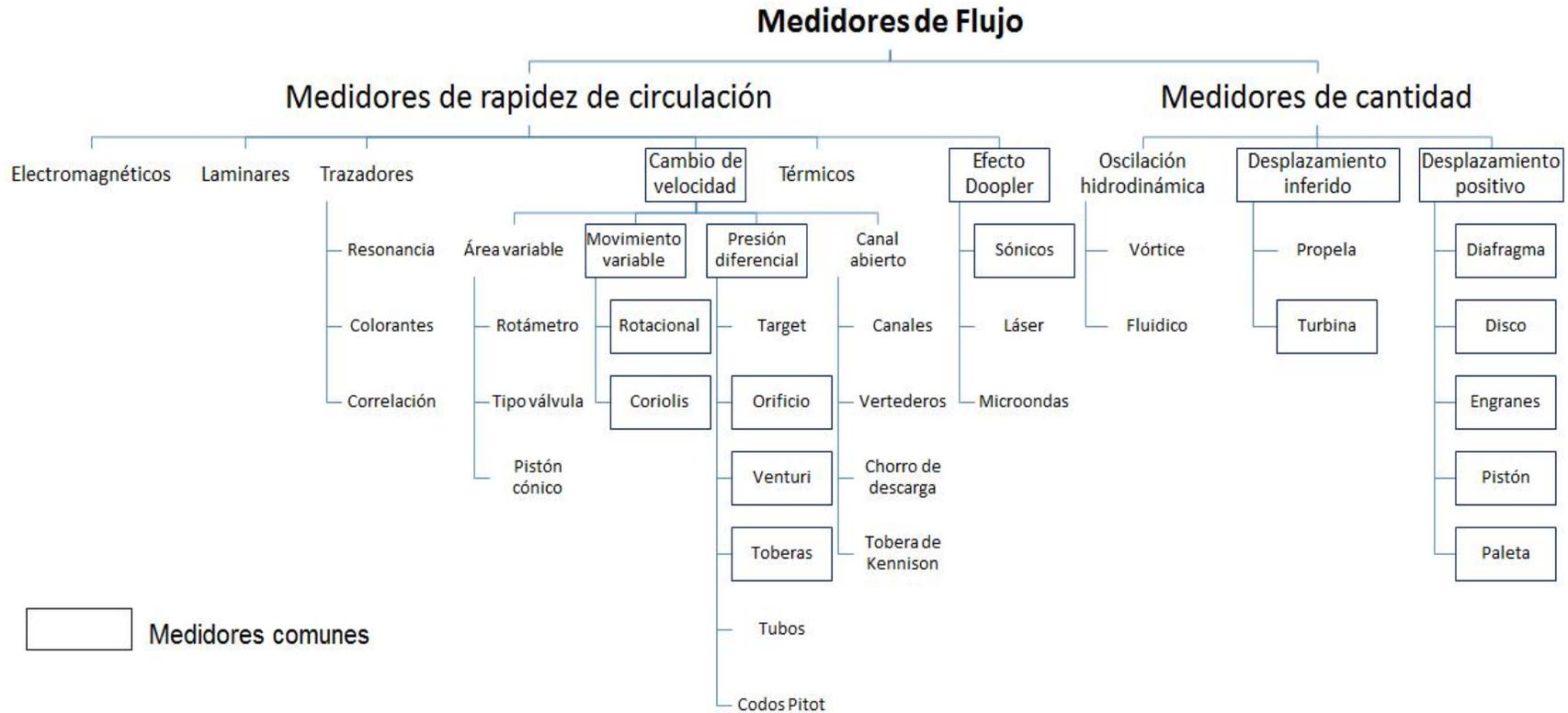


Figura 2.2 Clasificación de medidores de flujo.

En la figura 2.2 [13] se muestra una clasificación de medidores de flujo, esta clasificación considera el principio físico mediante el cual llevan a cabo las mediciones.

En este documento solo se describirá el medidor de flujo Coriolis usado en los sistemas electrónicos de medición del separador FA-1101A

## 2.1.1 Medidor de flujo tipo Coriolis

Los medidores de masa tipo Coriolis fueron introducidos a principios de 1980 y han ganado aceptación como medidores precisos y confiables.

La medición que lleva a cabo este medidor es conocida como directa o dinámica, la cual da una señal directamente proporcional al caudal másico y casi independiente de las propiedades del fluido como son: la conductividad, presión, viscosidad o temperatura.

Este instrumento mide de forma directa la masa de un flujo sin tener que recurrir a mediciones de velocidad o a conocer la densidad del fluido. Es muy útil en la industria aunque su mantenimiento y su costo no son los más accesibles de los dispositivos disponibles en la industria de medición de hidrocarburos.



Figura 2.3 Medidor Coriolis

### Descripción del medidor de flujo tipo Coriolis

Cada sensor de flujo tipo Coriolis consiste en uno o dos tubos encapsulados en un compartimiento. Dentro de la carcasa, el tubo medidor de flujo vibra bajo frecuencia conocida. El tubo es movido por una bobina electromagnética que genera un movimiento constante; cuando el tubo es energizado, esta bobina localizada en el centro de las curvas, causa que los tubos oscilen en sentido opuesto. La vibración cuenta con una amplitud menor a una décima de pulgada y una frecuencia de 80 ciclos por segundo aproximadamente.

Como los tubos del medidor Coriolis vibran en sentido opuesto, éstos están balanceados y aislados de la vibración externa o los movimientos externos del medidor. En los medidores de flujo tipo Coriolis de dos tubos paralelos, cuando el fluido entra al sensor es dividido entre los dos tubos internos a través de un manifold y la mitad del flujo pasa por cada tubo como se muestra en la figura 2.4.

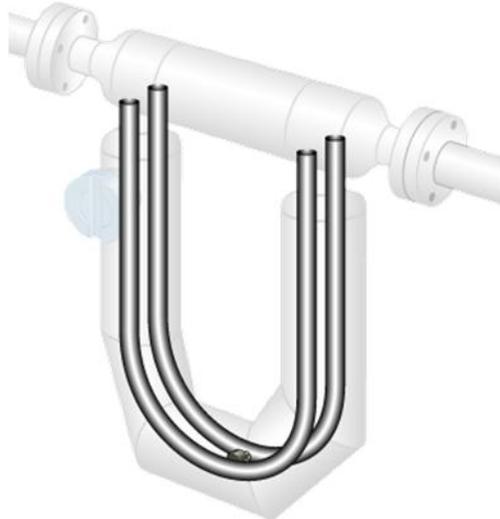


Figura 2.4 Tubos internos del medidor de flujo Coriolis

Los detectores de velocidad electromagnética localizados en cada extremo del tubo sensor, miden la velocidad de la vibración del tubo. El flujo másico es determinado midiendo la diferencia de tiempo que se genera en el desfase entre las dos ondas sinusoidales que son obtenidas por los medidores electromagnéticos. Estos detectores son llamados bobinas colectoras de señal y están compuestas por un electroimán y una bobina. Estas bobinas están montadas a un lado de las piernas de uno de los tubos y el electroimán está montado en el lado opuesto como se muestra en la figura 2.5.

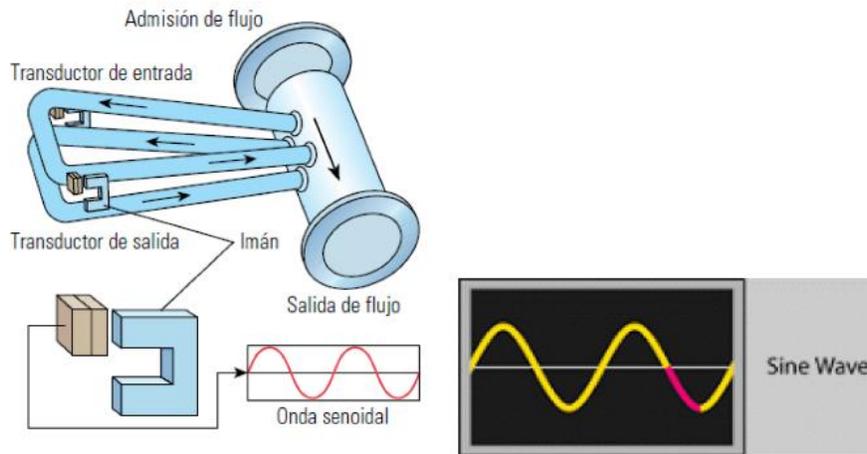


Figura 2.5 Principio de funcionamiento del medidor tipo Coriolis

Cada bobina se mueve a través de un campo magnético uniforme cercano al magneto. El voltaje generado por cada bobina crea una onda sinusoidal. Como los imanes están montados en un tubo y las bobinas en el tubo opuesto, la onda sinusoidal generada representa el movimiento de un tubo con respecto al otro.

Ambas bobinas colectoras (la de la entrada y la de la salida) generan ondas sinusoidales continuamente cuando los tubos están oscilando. Cuando no hay flujo en la tubería no está presente el efecto Coriolis y las ondas sinusoidales están en fase y coinciden unas con otras como se muestra en la figura 2.6.

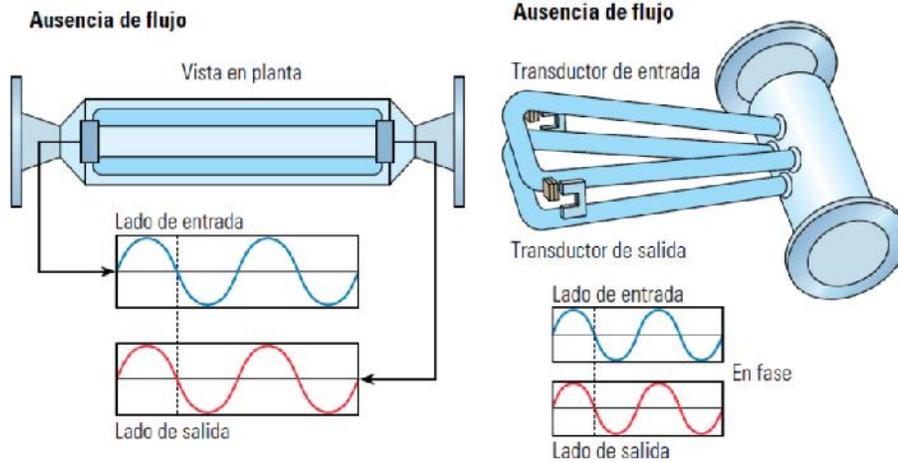


Figura 2.6 Ondas sinusoidales cuando hay ausencia de flujo en el medidor tipo Coriolis.

Cuando el fluido se está desplazando a través de los tubos del sensor, la fuerza Coriolis es inducida en ambos extremos (entrada y salida). Esta fuerza causa que los tubos se curven uno con respecto al otro.

La masa del fluido que atraviesa los tubos del sensor genera la fuerza de Coriolis que se opone a la vibración de los tubos. Cuando se produce la fuerza de Coriolis, las ondas que miden las dos bobinas se desfasan y esta diferencia es directamente proporcional a la cantidad de masa que está presente en los tubos.

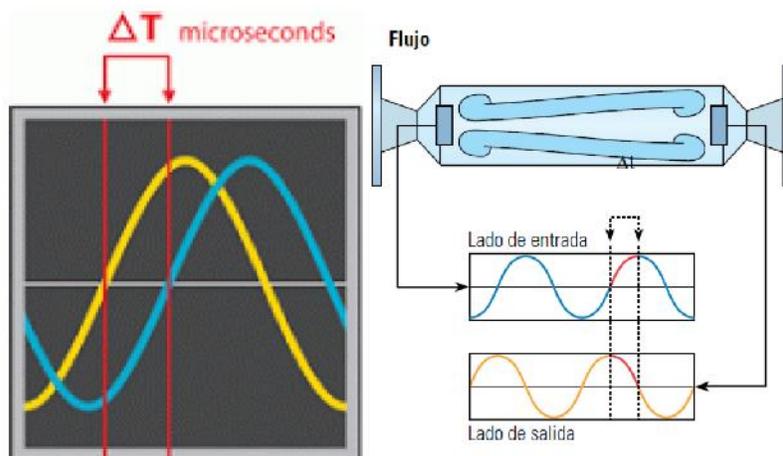


Figura 2.7 Ondas sinusoidales cuando hay presencia de flujo en el medidor tipo Coriolis.

De acuerdo a la segunda ley de Newton de movimiento, la magnitud de la deformación del tubo sensor es directamente proporcional a la cantidad de flujo másico que está pasando a través del tubo.

### Principio de funcionamiento

El efecto Coriolis es una fuerza aparente que se hace presente cuando un observador que está posado sobre un sistema de referencia que gira de forma constante, presencia el movimiento de un cuerpo (o un fluido), que desde un punto de referencia inercial que contiene a todo el sistema es un movimiento recto uniforme. Debido a que el movimiento natural de los cuerpos es permanecer bajo velocidad constante y en forma recta y a que el sistema de referencia se encuentra girando, el cuerpo en movimiento pareciera experimentar una curvatura. Bajo el paradigma de la mecánica clásica la curvatura que presenta el movimiento del cuerpo es debida a una fuerza, esta fuerza es la fuerza de Coriolis.

Los medidores Coriolis miden la cantidad de masa basándose en la segunda ley de Newton:

$$F = m \frac{\partial}{\partial t} \quad (2.1)$$

Donde:

$F$  = Fuerza.

$m$  = Masa.

$v$  = Velocidad.

$t$  = Tiempo.

Los medidores Coriolis miden la inercia asociada al flujo y de esta manera se cuantifica la masa.

Cuando el flujo entra a los tubos debido a la inercia de su movimiento trata de continuar una trayectoria recta, sin embargo, los tubos vibran de forma regular por lo que la resistencia que opone el flujo al movimiento vibratorio de los medidores ocasiona una variación en la vibración de la que se mide su frecuencia y que se correlaciona con el flujo másico de la siguiente manera. Se parte enunciando la ecuación que describe a la fuerza de Coriolis:

$$F_c = 2m v \omega \quad (2.2)$$

Donde:

$F_c$  = Fuerza coriolis.

$m$  = Masa.

$v$  = Velocidad del fluido dentro del tubo.

$\omega$  = Velocidad angular.

Para determinar el flujo másico se requiere determinar el momento creado en el tubo por la fuerza Coriolis que puede ser representado en el tubo por medio de dos fuerzas de igual magnitud aplicadas sobre el mismo brazo de palanca. El tubo vibra alrededor del eje  $0 - 0$  debido a la acción de la bobina electromagnética y las fuerzas de Coriolis crean un momento oscilatorio  $M$  alrededor del eje  $R - R$  como se muestra en la figura 2.8.

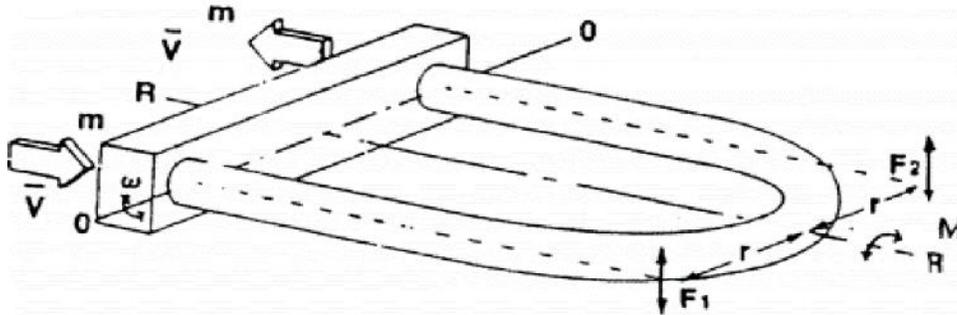


Figura 2.8 Representación de las fuerzas que actúan sobre un tubo de un medidor Coriolis.

El momento se indica como:

$$M = F_1 r_1 + F_2 r_2 = 2 F r \quad (2.3)$$

Donde:

$F$  = Fuerza.

$M$  = Momento.

$r$  = Brazo de la palanca.

1, 2 = Subíndice que indican el segmento de tubo.

Debido a que esta fuerza es la misma que la producida por el efecto Coriolis se describe el momento como:

$$M = 4 m v \omega r \quad (2.4)$$

Ahora utilizando las definiciones de velocidad del flujo en el tubo y de gasto másico:

$$v = \frac{L}{t} \quad (2.5)$$

$$q_m = \frac{m}{t} \quad (2.6)$$

Respectivamente, donde:

$m$  = Masa.

$v$  = Velocidad del fluido dentro del tubo.

$L$  = Longitud del tubo.

$q_m$  = Gasto masico en el tubo.

$t$  = Tiempo asociado al flujo del fluido.

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$v = \frac{q_m L}{m} \quad (2.7)$$

Esta expresión se sustituye en la ecuación 2.7, obteniendo:

$$M = 4 m \omega r \frac{q_m L}{m} = 4 \omega r q_m L \quad (2.8)$$

El momento que experimenta el tubo se compensa con la rigidez del mismo, que genera un momento de igual magnitud pero sentido contrario. Este momento es expresado por:

$$T = k_r \theta \quad (2.9)$$

Donde:

$T$  = Momento de resistencia generado por la rigidez del tubo.

$k_r$  = Coeficiente de torsión del material.

$\theta$  = Desplazamiento angular.

Igualando el momento generado por la fuerza de Coriolis y el de resistencia ejercida por la rigidez del objeto se obtiene:

$$T = M \Rightarrow k_r \theta = 4 \omega r q_m L \quad (2.10)$$

De la ecuación anterior se obtiene la primera ecuación para determinar el flujo másico:

$$q_m = \frac{k_r \theta}{4 \omega r L} \quad (2.11)$$

Se puede relacionar el ángulo de desplazamiento por medio de una expresión de su seno de la siguiente manera:

$$\sin \theta = \frac{L \omega t}{2 r} \quad (2.12)$$

Donde:

$\theta$  = Angulo de desplazamiento.

$L$  = Longitud del tubo perpendicular a la tubería.

$\omega$  = Velocidad angular.

$t$  = Tiempo asociado a la vibración del tubo.

$R$  = Brazo de palanca ejercido por las fuerzas.

Debido a que el desplazamiento angular de los tubos es muy pequeño se recurre al siguiente límite para realizar una aproximación:

$$\lim_{\theta \rightarrow 0} \sin \theta = \theta \quad (2.13)$$

Por lo que se aproxima de la siguiente manera:

$$\theta \approx \frac{L \omega t}{2 r} \quad (2.14)$$

Sustituyendo la aproximación anterior, válida para los medidores de Coriolis, se obtiene la última expresión para calcular los flujos de masa:

$$q_m = \frac{k_r L \omega t}{4 \omega r L 2 r} = \frac{k_r t}{8 r^2} \quad (2.15)$$

En la ecuación anterior se puede notar que el flujo de masa es directamente proporcional al tiempo de vibración y por lo tanto basta con conocer la frecuencia asociada con el flujo para obtener con ello el gasto másico del fluido. La constante  $k_r$  y  $r$  son especificaciones técnicas del material y la geometría de los tubos respectivamente, deben ser dadas por el fabricante u obtenidas por pruebas de laboratorio.

La ecuación para determinar el flujo másico por medio de un medidor tipo Coriolis es:

$$q_m = \frac{k_r t}{8 r^2} \quad (2.16)$$

Ventajas del medidor tipo Coriolis:

- ) Medición directa de masa, alta precisión, amplio rango.
- ) Medición multivariable (caudal, densidad y temperatura) desde un solo dispositivo.
- ) No hay partes móviles con excepción de los tubos vibratorios.
- ) Se puede instalar en cualquier lugar sin necesidad de climatizar el caudal o de instalar un sistema de tuberías recto.
- ) Precisión en una gran variedad de caudales con un solo medidor
- ) Medición directa y repetible de gasto másico

Desventajas del medidor tipo Coriolis:

- ) Su utilización en la medición de flujo de gases es limitada debido a la baja inercia asociada al flujo de gases.
- ) Su utilización es limitada en aplicaciones de medición de flujo en tuberías de diámetros superiores a 6 [pulgadas] debido al tamaño de los sensores.
- ) Son costosos, por lo que no se recomienda para aplicaciones sencillas en las cuales no se requiera de exactitud y en las que se pueda utilizar satisfactoriamente otro medidor.
- ) Las constantes vibraciones pueden originar fallas en la soldadura del tubo.
- ) Es muy voluminoso.
- ) No es apto para gastos grandes.

El AGA Report 11 y el API MPMS Chapter 5.6 presentan un esquema de instalación donde indica requerimientos mínimos a ser considerados al realizar un sistema de medición con un medidor Coriolis ver figura 2.9.

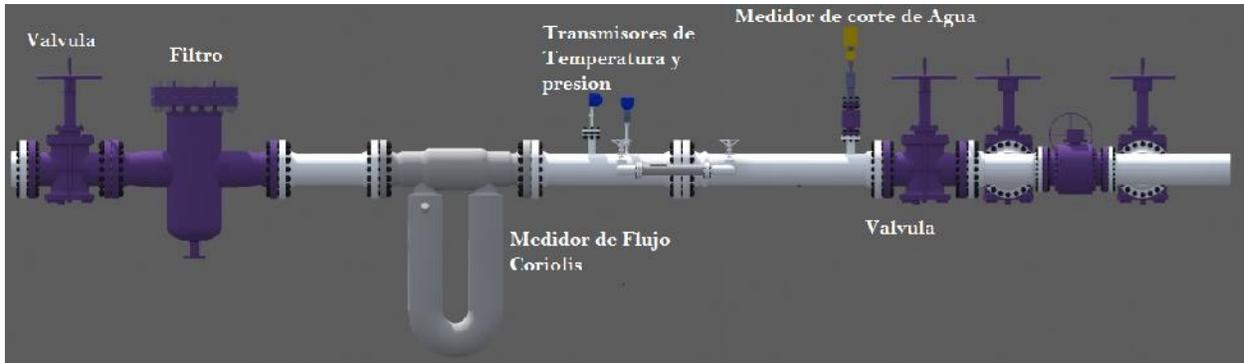


Figura 2.9 Representación de un sistema de medición con medidor tipo Coriolis

## 2.2 Dispositivos Secundarios

Los dispositivos secundarios proporcionan datos en tiempo real, que son transferidos a un dispositivo terciario. Los dispositivos secundarios están clasificados de la siguiente manera:

- a. Sensor.
- b. Transmisor.
- c. Convertidor de señal digital.
- d. Aislador.
- e. Acondicionador de señal.

Un convertidor puede estar integrado en el transmisor o computador de flujo, o ser intermediario de cualquiera de estos. Un aislador separa una cantidad de un lazo de otro para proteger contra problemas de interferencias como tierra y tensiones. Los límites de operación e influencias ambientales sobre la exactitud del dispositivo secundario son importantes y estas condiciones deben ser claramente declaradas por el fabricante. La exactitud del dispositivo secundario es afectada considerablemente por la temperatura ambiente, humedad, presión y vibración, variaciones en la fuente de alimentación, e instalación.

Todos los dispositivos utilizados para la medición electrónica de líquido y/o gas en la transferencia de custodia no pueden ser operados en los límites de medición de temperatura, humedad u otra condición ambiental, ya que estos deben ser apropiadamente protegidos. Las verificaciones frecuentes o las calibraciones de los dispositivos secundarios pueden reducir los efectos de cambios de temperatura que afecten la medición de volumen así como la exactitud del equipo. Dispositivos como microprocesadores pueden ser compensados electrónicamente para los efectos de operación y medio ambiente la figura 2.10, muestra las etapas de un dispositivo secundario

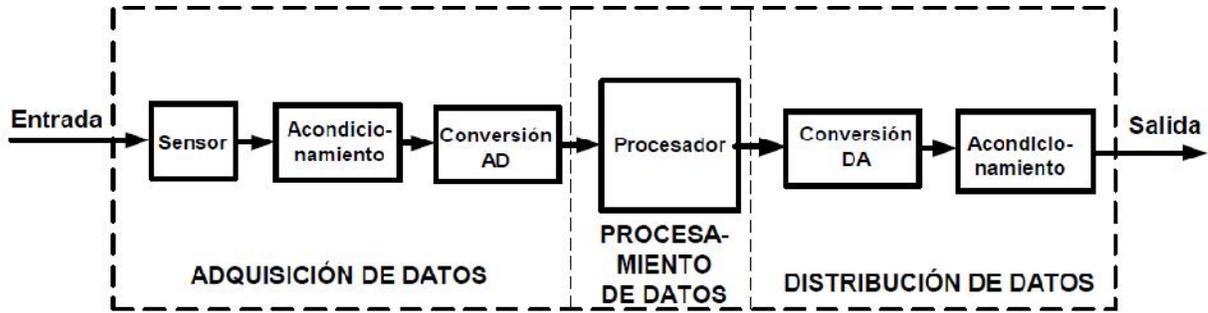


Figura 2.10 Etapas de un dispositivo secundario.

En la actualidad existen transmisores los cuales pueden realizar funciones completas y son llamados comúnmente “transmisores inteligentes”, los cuales pueden ofrecer beneficios que no se encuentran en los transmisores convencionales, como:

- a. Rangeabilidad.
- b. Procedimientos de calibración.
- c. Rutinas programables.
- d. Baja deriva.
- e. Eliminación de errores de lazos, etc.

Las especificaciones de los transmisores tiene un valor declarado de exactitud o mejor dicho un certificado de calibración, sin embargo esta es afectada si no se consideran los siguientes factores de influencia:

- a. Temperatura ambiente.
- b. Efecto de vibración.
- c. Fuente de alimentación.
- d. Instalación.

La evaluación de estas condiciones es importante, ya que esto influye de manera significativa en la exactitud del transmisor. Todos los posibles errores pueden ser calculados usando el método de la raíz de suma de cuadrados. En muchos casos las condiciones de instalaciones pueden producir el mayor error en el transmisor, ver figura 2.11.

Los parámetros externos que más influencia tienen para la medición de líquidos y que se miden con elementos secundarios son:

- ) Presión.
- ) Temperatura.
- ) Densidad
- ) Corte de agua.

Para la medición de gas las variables de mayor influencia son:

- ) Presión.
- ) Temperatura.

) Composición del gas

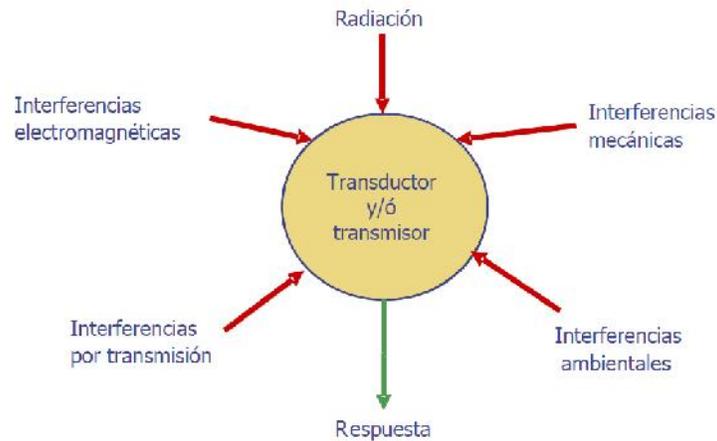


Figura 2.11 Interferencias en un transductor ó trasmisor.

Las magnitudes mencionadas permiten conocer las condiciones de flujo para posteriormente realizar las correcciones necesarias y poder estimar los caudales medidos a condiciones estándar.

### 2.2.1 Medidores de Presión

La medición de presión es de las más importantes que se hacen en la industria. Existen en la industria una gran cantidad de instrumentos utilizados para la medición de presión en las tuberías. Hay diferentes opciones para medirla, las cuales funcionan bien para la mayoría de los casos, variando únicamente sus propiedades metrológicas como la precisión y el rango. En general se hace uso de medidores de presión que transmiten la señal de manera automática a una computadora por medio de una interfaz electrónica. Una forma de medirla es con un manómetro cuya clasificación se muestra en la figura 2.12.

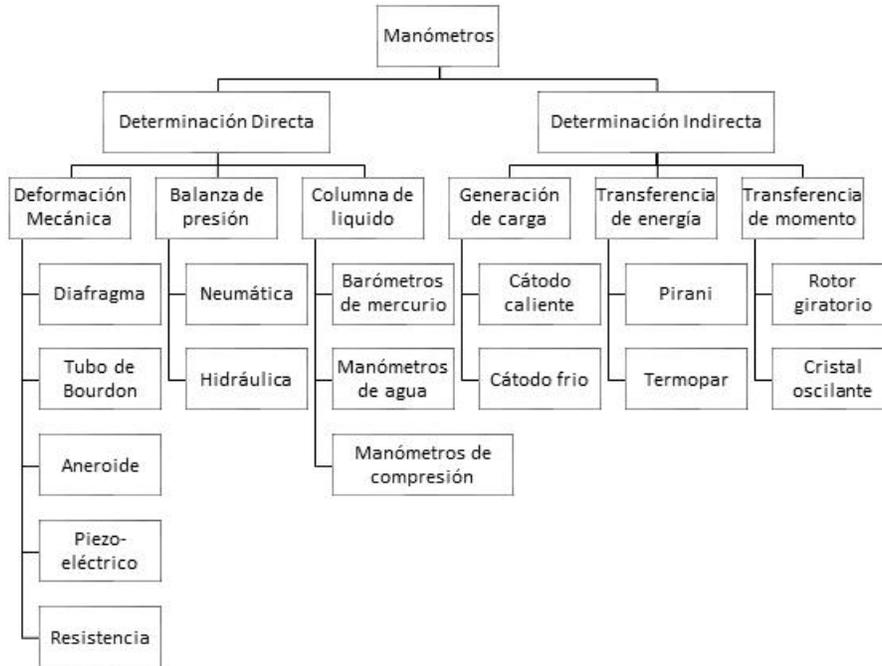


Figura 2.12 Clasificación de Manómetros. [16]

Los manómetros más comunes son:

- ) Resistivos.
- ) Piezoresistivos
- ) Capacitivos
- ) Piezoeléctrico

### Sensores resistivos

Estos sensores se basan en la medida de la variación de la resistencia inducida por la deformación en función de la presión. Para ello se utiliza una membrana que se puede deformar de manera controlada en función de la presión. Esta membrana incorpora unos conductores eléctricos que se deforman, al igual que la membrana que los soporta, generando un aumento o reducción de la resistencia, cuyo valor es medido usando un puente Wheatstone.

### Sensores piezoresistivos

El sensor piezoresistivo está fabricado a partir de una delgada película de silicio y utiliza técnicas de dopaje para generar una zona sensible a los esfuerzos. Se comporta como un circuito dinámico de puente de Wheatstone.

En la figura 2.13 se muestra este tipo de sensor. Cuando no hay presión, las tensiones  $E_1$  y  $E_2$  son iguales y, al aplicar la presión del proceso,  $R_B$  y  $R_C$  disminuyen su resistencia y  $R_A$

y  $R_D$  la aumentan, dando lugar a caídas de tensión distintas y a una diferencia entre  $E_1$  y  $E_2$ . Esta diferencia ingresa en un amplificador de alta ganancia que controla un regulador de corriente variable. Esta corriente continua va de 3 a 19mA la cual está relacionada con la presión aplicada en el sensor y con 1mA del puente se produce una señal de salida de 4 a 20 mA en corriente continua. Esta corriente circula a través de la resistencia de realimentación  $R_{FB}$  y eleva  $E_1$  a una tensión equivalente a  $E_2$  y reequilibra el puente. Como la caída de tensión producida a través de  $R_{FB}$  es proporcional a  $R_B$ , esta resistencia fija el intervalo de medida (span) del transductor. El cero del instrumento se varía intercalando resistencias fijas en el brazo izquierdo del puente (cero basto) y un potenciómetro en el brazo derecho (cero fino).

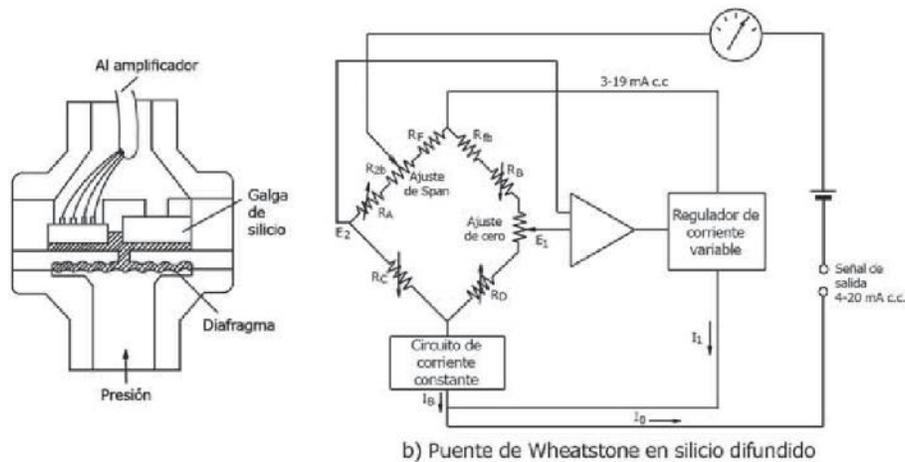


Figura 2.13 Manómetro tipo Piezoresistivo.

### Sensores capacitivos

El sensor capacitivo está basado en la variación de capacidad que se produce, en un condensador formado por dos placas fijas y un diafragma sensible interno y unido a las mismas, cuando se les aplica una presión o presión diferencial a través de dos diafragmas externos. La transmisión de la presión del proceso se realiza a través de un fluido (aceite) que rellena el interior del condensador.

El desplazamiento del diafragma sensible es de sólo 0,1 mm como máximo. Un circuito formado por un oscilador y demodulador transforma la variación de capacidad en señal analógica. Ésta, a su vez, es convertida a digital y pasa después a un microprocesador "inteligente" que la transforma a la señal analógica de 4-20 mA y alimenta las comunicaciones digitales.

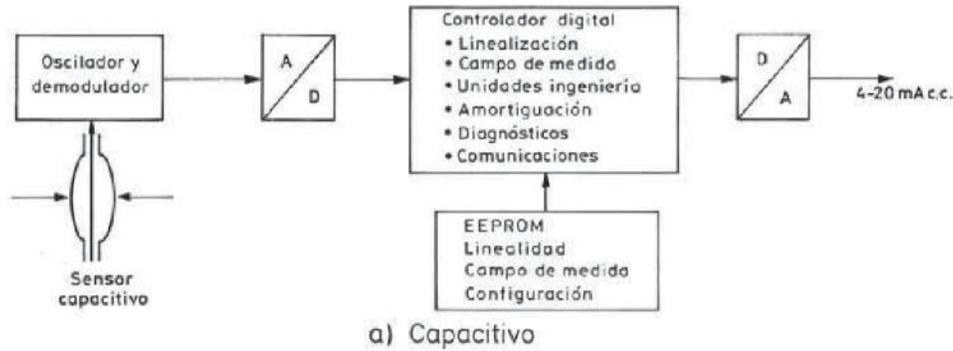


Figura 2.14 Manómetro tipo Capacitivo.

### Sensores piezoeléctricos

El principio de los sensores piezoeléctricos se basa en un efecto físico que sucede en unos pocos cristales no conductivos como el cuarzo. Cuando se comprime el cuarzo se produce una polarización eléctrica en superficies opuestas. La deslocalización de la estructura cristalina con carga eléctrica genera un momento dipolar que se refleja en una (aparente) carga de superficies. La intensidad de la carga es proporcional a la fuerza empleada por la presión y la polaridad depende de la dirección. La tensión eléctrica generada por la carga de la superficie puede captarse y amplificarse.

### Transmisores de Presión

Un transmisor de presión es un dispositivo que convierte la medición física del sensor en una señal eléctrica de 4 a 20 mA, existen dos tipos de transmisores de presión:

)] **Transmisores de presión manométrica:** Se utilizan para la lectura directa de la presión en una línea de aire comprimido o en algún punto de control de un compresor, secador, etc.

)] **Transmisores de presión diferencial:** Se utilizan para medir la diferencia de presión que existe entre dos puntos. Lo más habitual es verlos instalados en los filtros de línea, filtros separadores de los compresores o en los secadores de adsorción.

Es habitual en determinados proyectos de ingeniería, que se solicite para los transmisores de presión que dispongan de un protocolo HART. El protocolo HART (*Highway Addressable Remote Transducer*) es abierto y de uso común en los sistemas de control. Se emplea para la configuración remota y supervisión de datos en los instrumentos de campo. [16]

Con este protocolo, desde los sistemas de control distribuido, se puede acceder al instrumento de campo usando el lazo de corriente de 4 a 20 mA para modificar los datos de configuración y parámetros del instrumento.

Los transmisores de presión tienen diferentes formas y tamaños, según la aplicación para la que sean requeridos.



Figura 2.15 Transmisor de presión marca Rosemount modelo 2051.

## 2.2.2 Medidores de Temperatura

La temperatura es una variable difícil de cuantificar con exactitud y su medición siempre se hace en forma indirecta, es decir, se miden otras variables asociadas a ella, como por ejemplo:

- ) La expansión volumétrica
- ) Generación de una fuerza electromotriz
- ) Cambio en la resistencia de un conductor o semiconductor.
- ) Cuantificación de la radiación emitida (o pico de frecuencia de onda emitida).

En la figura 2.16 se muestra una clasificación de las diferentes formas de medir la temperatura.

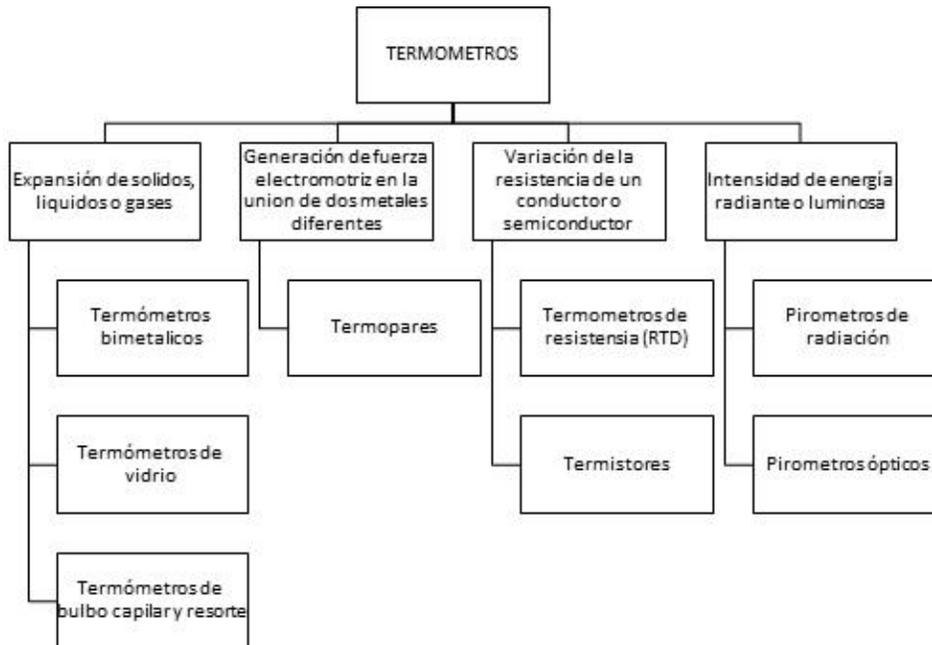


Figura 2.16 Clasificación de los Termómetros. [16]

### Termómetros de resistencia (RTD)

Los termómetros de resistencia se fundamentan en el cambio de la resistencia eléctrica de un metal con los cambios de temperatura. La medida con este tipo de instrumentos depende de las características de resistencia en función de la temperatura que son propias del elemento sensor.

El elemento sensor consiste en un arrollamiento de un hilo muy fino del conductor adecuado, bobinado entre capas de material aislante y protegido con un revestimiento de cerámica o vidrio como se muestra en la figura 2.17. Los sensores RTD son los más simples y exactos, capaces de detectar hasta 0.005 °C. Por su exactitud y simplicidad estos termómetros se usan como patrones de calibración de otros termómetros.

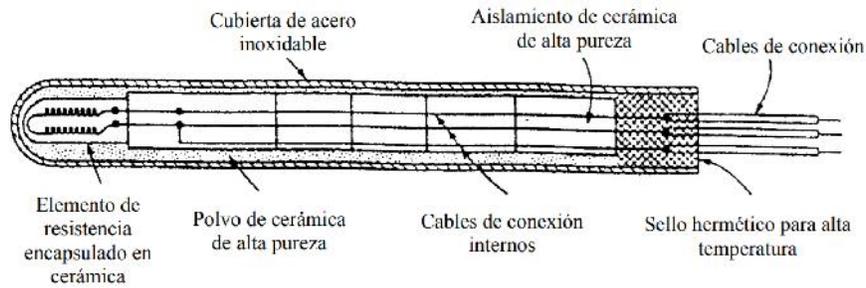


Figura 2.17 Construcción de un bulbo de resistencia de platino industrial.

La tabla 2.1 se describen algunas propiedades de los metales comúnmente empleados en la fabricación de termómetros de resistencia.

Metal	Coefficiente de Resistencia-temperatura. $\Omega/\Omega\text{-}^\circ\text{C}$	Resistividad a 0 °C. $\mu /c$	Resistencia 0°C $\Omega$	Punto de Fusión (°C)	Rango de Temperatura (°F)	Costo	Precisión
Platino	0.00385	9.83	100 - 500	1773	-200 a 1200	alto	0.01
Níquel	0.0066	6.38	100	1082	-150 a 300	Medio	0.5
Cobre	0.00425	1.56	10 - 25	1455	-200 a 150	bajo	0.1

Tabla 2.1 Propiedades de los metales empleados en la fabricación de termómetros de resistencia.

El platino es el metal con características óptimas para usarlo como elemento de resistencia. Este es un metal inoxidable, pero está sujeto a contaminación, a elevadas temperaturas, por algunos gases tales monóxido de carbono y por algunos óxidos metálicos. Debido a su precisión, es el metal más empleado en la construcción de termómetros de resistencia de exactitud para fines medición de hidrocarburos.

Para determinar la temperatura en un RTD PT100 que mide de 0 a 100°C conociendo la resistencia proporcionada por el sensor se hace uso de la ecuación (2.17):

$$T = \left[ \frac{R_T - R_0}{\alpha R_0} \right] \quad (2.17)$$

Donde:

$R_0$  = resistencia a la temperatura de 0 °C valor de 100 Ohm

$R_T$  = resistencia a la temperatura T

$\alpha$  = Coeficiente de resistencia – temperatura  $\frac{\Omega}{\Omega-^{\circ}\text{C}}$  Valor de 0.00385

T = temperatura en °C

Ahora que si se desea determinar la resistencia en un RTD PT100 conociendo la temperatura a la que está siendo sometida el sensor se despeja  $R_T$  de la ecuación (2.17):

### 2.2.3 Medidores de Densidad

La medición de la densidad de hidrocarburo líquido se puede realizar en laboratorio (medición estática) a través de densímetros o en línea (medición dinámica) a través de transmisores de densidad.

#### Medición estática de densidad

La medición estática de la densidad [17] se lleva a cabo normalmente por medio de un instrumento denominado densímetro. Este es un instrumento de medición que sirve para determinar la densidad relativa de los líquidos, sin necesidad de calcular antes su masa y volumen. Normalmente está hecho de vidrio y consiste en un cilindro hueco con un bulbo pesado en su extremo, para que pueda flotar en posición vertical.

El fundamento físico de las mediciones con densímetros está basado en el principio de Arquímedes, que aprovecha el equilibrio de fuerzas (la flotación), para determinar: que siendo el densímetro un objeto de peso constante, su fuerza está relacionada con el arrastre de volumen que tenga sobre el líquido; es decir, para líquidos menos densos, puede arrastrar más volumen y por lo tanto sumergirse más. Todo esto se ve reflejado en la altura final (del densímetro) a la que se encuentre el nivel del líquido. En la figura 2.18 se ilustra su funcionamiento.



Figura 2.18 Densímetro de inmersión.

La importancia de medir la densidad, o la gravedad API, en el caso de los crudos, es debido a que en muchos procesos éste es un parámetro crítico e importante. Para la industria del petróleo, es necesario tener plenamente identificado el crudo, pues éste cambia con el tiempo (el valor comercial, su contenido de agua, etc.).

Los densímetros para crudo pueden ser “hidrómetros” o “termohidrómetros”. La única diferencia radica en que el “termohidrómetro” contiene en su interior un termómetro (también de Hg), con el que se pueden realizar mediciones de temperatura.

### **Medición dinámica de densidad**

Los medidores de densidad en línea (dinámicos) están diseñados para la medición fiscal de petróleo crudo, hidrocarburos refinados y líquidos de proceso no agresivos. El medidor de densidad está diseñado para funcionar con una de dos configuraciones de la electrónica:

- ) Como un sensor que envía una salida de frecuencia a un convertidor de señales.
- ) Como un transmisor con 3 salidas analógicas integradas.

Los medidores de densidad son calibrados en la fábrica y no se requiere calibración in situ.

Los cálculos se realizan junto con un convertidor de señales (para la versión de salida de frecuencia) o dentro de la electrónica del transmisor integrado. Se puede utilizar cualquiera de estos parámetros para impulsar las salidas analógicas (provenientes del convertidor de señales o del transmisor).

Todos los medidores de densidad de líquidos funcionan usando el mismo principio general que se asemeja a un sistema de masa-resorte. Cuando se desplaza y se libera una masa sobre un resorte, éste oscilará a una frecuencia natural hasta que quede en reposo debido al

amortiguamiento viscoso. Cuando se aplica una fuerza impulsora a la masa para superar el efecto de la atenuación, la vibración se mantiene en resonancia.

A medida que la densidad medida del producto cambia, también cambia la masa vibrante del medidor de densidad, que es detectada por un cambio en la frecuencia resonante.

El densímetro instalado utiliza un tubo vibrante para medir la densidad. Mientras la densidad del líquido cambia, éste afecta la masa vibrante en el medidor. Este cambio en la vibración de la masa afecta la frecuencia de resonancia, la cual es inversamente proporcional a la densidad del fluido de proceso.

Al estar monitoreando la frecuencia resonante y aplicando las conversiones apropiadas, el densímetro puede proveer una medición muy precisa en línea. Se ilustra este tipo de dispositivos en la figura 2.19.

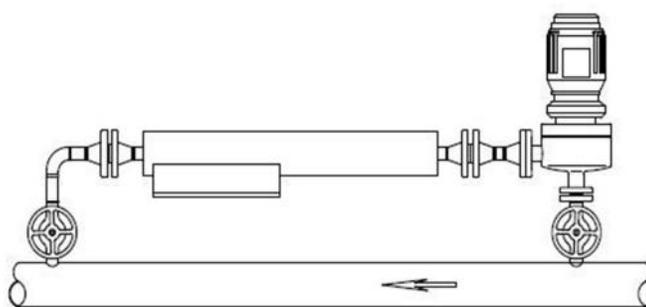


Figura 2.19 Medidor de densidad en línea.

## 2.2.4 Medidores de corte de agua

La medición del contenido de agua en la medición de hidrocarburos líquidos es de alta relevancia para conocer el volumen neto medido.

Existen diferentes medidores de corte de agua, la mayoría basados en principios eléctricos que identifican la variación de las propiedades eléctricas en función de la presencia de agua.

Una señal eléctrica es enviada desde el extremo de la sección de medición a través de los fluidos. Esto genera una onda estacionaria similar a la vibración de una liga sostenida de

ambos extremos. Estas ondas estacionarias cambian de posición dentro de la sección conforme cambia el contenido de agua. El cambio en la posición es automáticamente detectado por el oscilador de microondas, el cual originalmente envió la señal, que cambia su frecuencia en función de cuánta agua exista en la sección de medición. Un ejemplo de este tipo de medidores se muestra en la figura 2.20.

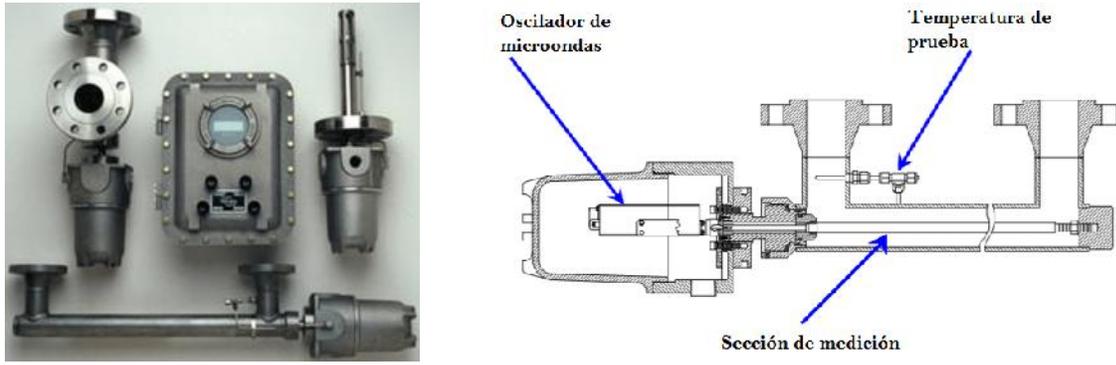


Figura 2.20 Medidor de corte de agua en línea

Cada oscilador es caracterizado para frecuencias y niveles de potencia reflejados en todos los cortes de agua, temperaturas y salinidades para ambas fases continuas. El sistema de medición en operación detecta el nivel de potencia reflejado del oscilador arriba del límite, el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continua.

El oscilador para aceite es calibrado alrededor de 100 [MHz] en frecuencia y proporciona aproximadamente 200 [MHz] de cambio de frecuencias para un cambio en porcentaje de corte de agua, manteniendo el aceite en fase continua. El oscilador para agua es calibrado alrededor de 130 [MHz] y tiene una sensibilidad de 50-150 [KHz] para un cambio en porcentaje en corte de agua, manteniendo el agua en fase continua, dependiendo del valor de salinidad del agua.

Otro elemento es el computador el cual está configurado para llevar a cabo las funciones básicas de medición de frecuencia y oscilador de control, así como la determinación del corte de agua; presenta los datos a través de una pantalla visual, interfaces digitales, y análogas. La computadora provee la corrección de la medición al compensar las fases con la temperatura y salinidad de los fluidos.

Cabe indicar que estos sistemas deben ser previamente calibrados, donde la calibración es realizada utilizando aceite crudo a varias temperaturas, la frecuencia del oscilador es medida a cada 1 % de incremento de corte de agua desde 0 hasta 85 % de corte de agua.

Esta calibración de fase de aceite establece la corrección de temperatura y la relación de frecuencia para el corte de agua requerido.

El parámetro importante que afecta la precisión en la medición es la conductividad total de las sales disueltas. Un campo de corrección para varias sales es hecha a través de un equipo de referencia llamado refractómetro de salinidad incluido con cada uno de los sistemas.

Las características eléctricas del agua (constante dieléctrica de 68 a 80) y del aceite (2.5) son muy diferentes y esto proporciona el medio propicio para determinar el corte de agua. Se ilustra el funcionamiento de este tipo de dispositivos en la siguiente figura 2.21.

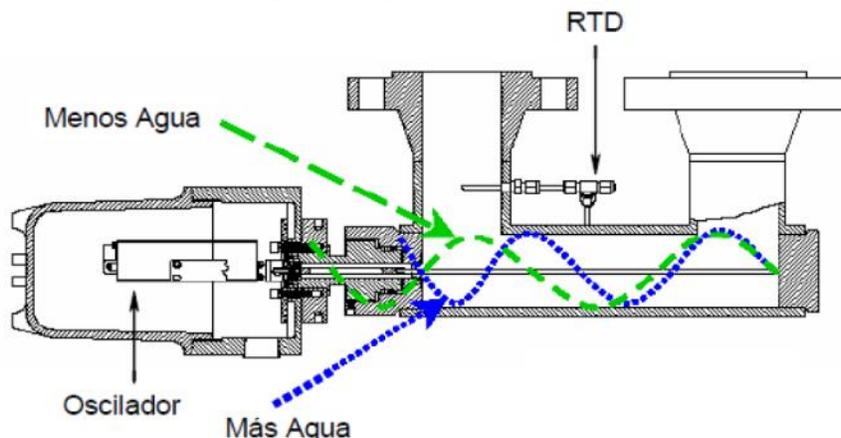


Figura 2.21 Principio de medición del medidor dinámico de corte de agua.

## 2.2.5 Analizador de calidad de gas (Cromatógrafo)

La cromatografía es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia y la física. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Las técnicas cromatográficas son muy variadas, pero en todas ellas hay una fase móvil que consiste en un fluido (gas, líquido o fluido supercrítico) que arrastra a la muestra a través de una fase estacionaria que se trata de un sólido o un líquido fijado en un sólido. Los componentes de la mezcla interactúan en distinta forma con la fase estacionaria. De este modo, los componentes atraviesan la fase estacionaria a distintas velocidades y se van separando.

Después de que los componentes hayan pasado por la fase estacionaria, separándose, pasan por un detector que genera una señal que puede depender de la concentración y del tipo de compuesto.

La cromatografía puede cumplir dos funciones básicas que no se excluyen mutuamente:

- ) Separar los componentes de la mezcla, para obtenerlos más puros y que puedan ser usados posteriormente (etapa final de muchas síntesis).

) Medir la proporción de los componentes de la mezcla (finalidad analítica). En este caso, las cantidades de material empleadas son pequeñas.

Como ya se ha indicado, la cromatografía es básicamente una técnica de separación, su gran capacidad para separar muestras complejas la ha conducido a utilizarse cada vez más como técnica analítica. Entre las técnicas cromatográficas utilizadas con fines analíticos, la cromatografía de gases es probablemente la técnica de más amplio uso.

Por lo general, la utilización de la cromatografía de gases está restringida a la separación de compuestos con un peso molecular menor de 1000 y a una temperatura máxima de trabajo de aproximadamente 400[°C], la única limitación que se puede identificar es la estabilidad térmica de la muestra.

### **Proceso de separación de gases**

Para realizar la separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura; esta corriente de gas atraviesa una columna cromatográfica que separará los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas-liquido), de absorción (cromatografía gas-sólido) o, en muchos casos, por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos cortos y pasarán a través de algún sistema de detección adecuado o serán dirigidos hacia un dispositivo de colector de muestras.

### **Descripción del equipo**

Un cromatógrafo de gases consiste en varios módulos básicos ensamblados para:

- ) Proporcionar un gasto o flujo constante del gas transportador (fase móvil).
- ) Permitir la introducción de vapores de la muestra en la corriente de gas que fluye.
- ) Contener la longitud apropiada de fase estacionaria.
- ) Mantener la columna a la temperatura apropiada (o la secuencia del programa de temperatura)
- ) Detectar los componentes de la muestra conforme fluyen de la columna.
- ) Proveer una señal legible proporcional en magnitud a la cantidad de cada componente.

Los componentes fundamentales de un cromatógrafo de gases se ilustran en la figura 2.22 y se enuncian a continuación son:

- ) Probeta de muestreo.
- ) Sistema de muestreo.
- ) Horno de la columna.
- ) Columnas.
- ) Fase estacionaria.

- ) Detector.
- ) Controlador.

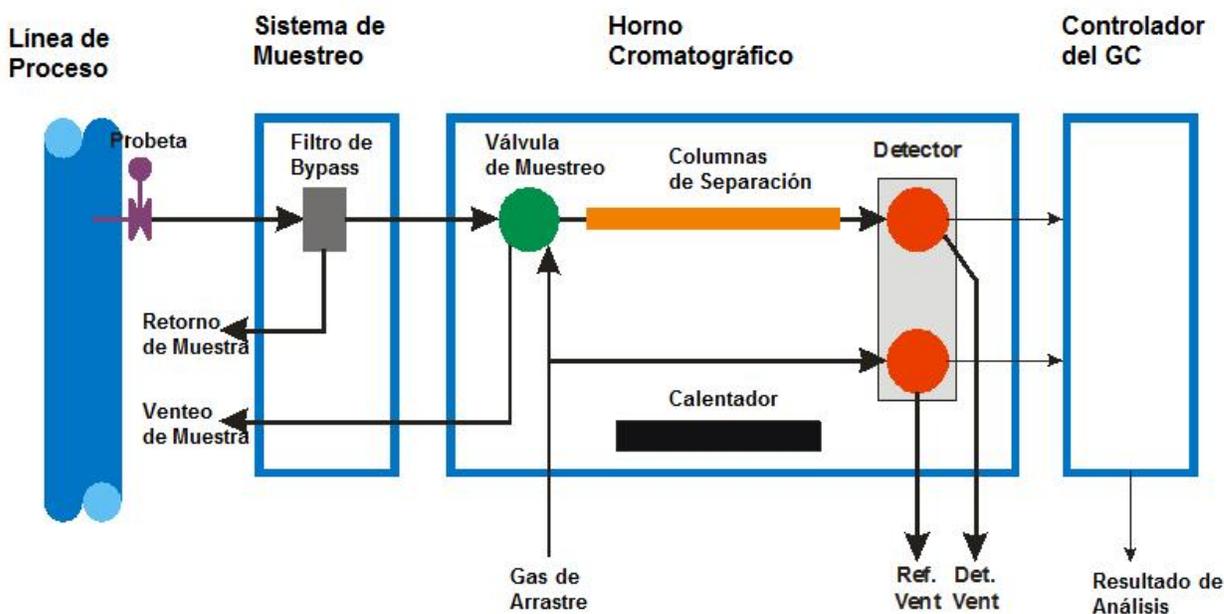


Figura 2.22 Componentes fundamentales de un cromatógrafo.

**Fase móvil Gas.** Son generalmente gases inertes como helio, argón o nitrógeno. El gas portador lleva las moléculas del componente a analizar a través de la columna; este movimiento es inhibido por la adsorción que presenta el componente tanto en las paredes de la columna, como en los materiales empaquetados en la misma.

**Puerto de inyección.** Es un dispositivo que permite introducir la muestra en la corriente del gas o líquido portador.

**Inyector.** Se trata de una cámara situada a la entrada de la columna y calentada independientemente de ésta (a temperatura superior del punto de ebullición del componente más volátil de la muestra), suele tener una membrana de caucho a través de la cual se introduce la muestra con la ayuda de una microjeringa hipodérmica. Los volúmenes de la muestra de gases van desde 0.5-5 ml.

**Horno de la columna.** La temperatura de la columna es una variable importante que para un trabajo preciso ha de regularse a las décimas de grado, por ello la columna normalmente se introduce dentro de un horno termostatzado. La temperatura óptima de la columna depende del punto de ebullición de la muestra y del grado de separación requerido. En la práctica, con una temperatura igual o ligeramente superior al punto de ebullición promedio de la muestra, se obtienen tiempos de elución razonables (2 a 30 min). La columna debe estar en el centro del horno sin tener contacto con las paredes.

Columnas. Están hechas de cobre, acero inoxidable o tubos de vidrio, dobladas o enrolladas. Las columnas tienen una longitud de 1-6 m y tienen un diámetro que varía de 2-4 mm. Según se encuentre en ella distribuida la fase estacionaria y el valor que alcance la relación de fases se originan los diferentes tipos de columnas. La separación de la mezcla se realiza dentro de la columna, por lo tanto, es la parte más importante del cromatógrafo.

Fase estacionaria. Es la encargada de separar los componentes de la muestra. Esta puede ser un sólido o un líquido, dispuestos sobre un sólido que actúa como soporte (columna). El sólido de la fase estacionaria puede ser de aluminio, sílica de gel, carbón o diatomita (principalmente se trata de sílice hidratado microamorfa, la calcinación de esta tierra dará lugar a diversos productos según la forma y temperatura de tratamiento); y el líquido de la fase estacionaria debe tener una baja viscosidad y una alta solubilidad.

Para obtener la mejor resolución de dos sustancias dentro de la columna, se requiere tener una fase estacionaria donde su retención relativa sea mayor a la unidad. Esto depende del punto de ebullición y el coeficiente de actividad de los solutos en dicha fase. Por otra parte, dos sustancias de punto de ebullición idéntico, pero de estructura química diferente, podrán separarse fácilmente con base en su distinta solubilidad.

Detector. Son dispositivos que indican y miden los solutos en la corriente del gas acarreador, convirtiendo una señal no medible directamente en una señal elaborable de una propiedad física. Esta señal es elaborada por una comparación entre el gas acarreador puro (blanco) y el gas a analizar, llevando cada uno de los componentes previamente separados en la columna, esto es traducido en una señal eléctrica que es amplificada y registrada al momento de salir de la columna. Los detectores más ampliamente utilizados son el detector de conductividad térmica (TCD) y el detector de ionización de flama (FID).

La cromatografía de gases se emplea principalmente para determinar:

- ) Los porcentajes de componentes individuales del gas natural.
- ) El poder calorífico [BTU].
- ) La densidad relativa.
- ) La compresibilidad.

## 2.3 Dispositivos Terciarios

Algunas veces nombrados como computadores de flujo, un computador de flujo es un dispositivo electrónico el cual consta de una unidad de procesamiento aritmético con memoria asociada que recibe señales eléctricas que representan las variables de entrada de un sistema de medición de líquido y/o gas y ejecuta cálculos con la finalidad de proporcionar el valor de caudal de flujo.

## Características generales de los computadores de flujo

Los computadores de flujo son diseñados para realizar cálculos de volumen para aplicaciones de gases y líquidos siguiendo las recomendaciones de estándares internacionales, cumpliendo con las características básicas requeridas las cuales son [11]:

- ) Aplicaciones:
  - o Medición fiscal
  - o Transferencia de custodia
  - o Carga de lotes
  - o Medición de probadores
  - o Control de flujo
- ) Exactitud, precisión y manejo de niveles de discriminación
- ) Programable
- ) E/S expandibles
- ) Comunicación
  - o TCP/IP
  - o Serial RS-234, RS-485
- ) Tamaño
- ) Número y tipo de entradas y salidas de proceso
- ) Lazos PID
- ) Reportes
- ) Alarmas
- ) Seguridad en datos y algoritmo
- ) Condiciones ambientales de operación

## Algoritmo de cálculo

Cuando se usen múltiples algoritmos para cálculo de las cantidades, el registro de configuración deberá registrar cuales son usados.

Para poder verificar la operación del sistema de medición electrónico de líquidos y/o gas, la siguiente información debe estar accesible:

- a) Entradas de las variables de proceso en unidades de ingeniería.
- b) Registros del acumulador de pulsos.
- c) Condiciones de alarmas.
- d) Volumen acumulado en el lote.

## Retención de Datos

La retención de valores horarios no es requerida. En aquellas transacciones en las cuales un lote toma menos de un día o aquellas en donde la pérdida o corrupción del registro de un lote o transacción diaria resultaría en pérdida de información sobre la que se pueda hacer cualquier estimado del volumen de la transacción, la información horaria puede ser de utilidad en la conciliación de datos.

El contrato, regulación o tarifa debe especificar el mínimo tiempo de retención para todos los datos auditables.

### **Registro de Eventos**

El registro de eventos será parte del paquete auditable para el periodo de medición. El registro de eventos es utilizado para registrar excepciones y cambios en los parámetros de flujo o datos fijos contenidos en el registro de configuración que tengan un impacto en la cantidad de la transacción registrada, que pueda ser causada por los equipos del sistema o por el operador.

En adición a cambios en la configuración, los siguientes puntos son representativos de eventos que pueden ser registrados en los eventos del computador.

- a) Hora de la falla de energía del sistema y/o de energizado.
- b) Mensajes de diagnóstico de errores en los equipos.
- c) Hora de acceso y salida de sistemas de medición electrónicos protegidos con clave de acceso.
- d) Forzamiento de un valor por omisión en lugar del valor real de una entrada o salida.
- e) Hora de la de la descarga de un nuevo programa de aplicación o configuración durante el cual no se recolectan datos.

## Capítulo 3. Computador de Flujo ROC809

Los dispositivos electrónicos de medición de líquido ó gas, llamados comúnmente computadores de flujo son dispositivos de medición utilizados ampliamente en la industria de hidrocarburos líquidos y de gas natural. Estos proporcionan los valores de medición de caudal corregido en base a normas, como API MPMS Cap. 21.1 y 21.2. Los computadores de flujo son capaces de hacer correcciones por efecto de las magnitudes que intervienen en el proceso, tales como temperatura, presión, densidad del fluido, etc., dependiendo del fluido en proceso (liquido o gas). En este capítulo se describe el computador de flujo ROC 809 [1].

El ROC809 es un dispositivo electrónico que puede tener las siguientes funcionalidades:

- ) Robustez y bajo consumo de energía concebido para un RTU.
- ) Registros Auditables y Datos Históricos de un Computador de Flujo.
- ) La escalabilidad, velocidad y control de un PLC.

El ROC809 en su función de computador de flujo se usa para aplicaciones de campo donde el monitoreo, medición y control de equipos de procesos sea requerido, algunas de las aplicaciones del computador de flujo son:

- ) Producción de Gas.
- ) Medición Fiscal.
- ) Estación de Compresión.
- ) Plataformas Costa fuera.
- ) Procesamientos de pequeñas estaciones de gas.
- ) Agua y Aguas-Residuales.
- ) Tanques.
- ) Quemadores y Chimeneas.

El ROC809 cuenta con una placa madre a la que se conectan la unidad de procesamiento central (CPU), el módulo de entrada de energía, los módulos de entrada y salida (E/S) y los de comunicación. La unidad incluye nueve ranuras donde pueden instalarse módulos: las tres primeras destinadas a los módulos de comunicación o E/S y las otras seis a los módulos de E/S únicamente. El controlador ofrece las siguientes características:

- ) Hardware resistente de mantenimiento reducido.
- ) Fuentes de potencia de entrada versátiles.

- ) Consumo de energía económico.
- ) Protección de memoria integrada.
- ) Módulos de fácil instalación.
- ) E/S abundantes y versátiles.
- ) Comunicaciones versátiles.
- ) Compatibilidad con estaciones de medición.
- ) Gran capacidad de almacenamiento de historiales configurable.
- ) Seguridad en el inicio de sesión.
- ) Llaves de licencia.
- ) Diversos métodos de cálculo de gas.

### 3.1 Hardware

El ROC809 utiliza un módulo de entrada de energía para convertir la energía externa a los niveles de voltaje requeridos por el sistema electrónico de la unidad, controlar esos niveles y garantizar un funcionamiento adecuado. ROC809 dispone de dos módulos de entrada de energía, uno de 12 voltios CC (PM-12) y otro de 24 voltios CC (PM-24). En la figura 3.1 se muestra una fotografía del computador.



Figura 3.1 Computador de flujo ROC809

El computador de flujo ROC809 admite nueve tipos de módulos de entrada y salida (E/S) capaces de satisfacer una amplia variedad de requisitos de E/S de campo. Los módulos de E/S pueden ser:

- ) Entradas analógicas (AI).
- ) Salidas analógicas (AO).
- ) Entradas discretas (DI).
- ) Salidas discretas (DO).
- ) Salidas de relés digitales (DOR).
- ) Entradas y salidas HART.

- ) Entradas de impulsos (PI) de alta y baja velocidad.
- ) Entradas del detector termométrico de resistencia (RTD).
- ) Entradas de termopares (T/C) tipo J y K.
- ) Módulos de comunicación RS485
- ) Modulo USB

El computador de flujo puede tener hasta seis puertos de comunicación y cuenta con tres puertos de comunicación integrados:

- ) **Interfaz de operador local (LOI):** puerto local EIA-232 (RS-232D).
- ) **Ethernet:** puerto para utilizar con el software de DS800 *Development Suite*.
- ) **EIA-232 (RS-232C):** puerto Comm2 para comunicaciones seriales asincrónicas punto a punto.

Los módulos de comunicación adicionales con los que puede contar el computador de flujo son:

- ) **EIA-232 (RS-232C):** comunicaciones seriales asincrónicas punto a punto con Terminal de datos listo (DTR), Listo para enviar (RTS) y control de potencia de radio.
- ) **EIA-422/ EIA-485 (RS-422/ RS-485):** comunicaciones seriales asincrónicas punto a punto (EIA-422) o de múltiples puntos (EIA-485).
- ) **Sensor de variables múltiples (MVS):** interfaces con sensores MVS (hasta dos módulos por ROC827).
- ) **Módem de acceso telefónico:** comunicaciones a través de una red telefónica (14,4K V.42 bis con un rendimiento de hasta 57,6K bps).

El ROC809 admite una variedad de protocolos de comunicación: ROC Plus, Modbus, Modbus TCP/IP, Modbus encapsulado en TCP/IP y Modbus con extensiones de flujometría electrónica (EFM).

### 3.1.1 Unidad de procesamiento central CPU

La CPU contiene el microprocesador, el firmware, conectores unidos a la placa madre, los tres puertos de comunicación integrados (dos de los cuales tienen indicadores LED) , un botón despertador de baja potencia con LED, un botón RESTAURAR, los conectores de las llaves de licencia de aplicaciones, un LED DE ESTADO indicador de la integridad del sistema y el procesador principal. Los cuales se muestran en la figura 3.2. Los componentes de la CPU incluyen los siguientes elementos:

- ) Microprocesador de 32 bits basado en el procesador PowerPC con una frecuencia de reloj de bus del procesador de 50 MHz con un temporizador de vigilancia.
- ) Motorola® MPC862 con controlador de comunicaciones cuádruple integrado (PowerQUICC™) y el Sistema operativo en tiempo real (RTOS) ofrecen protección de memoria de software y hardware.

- ) SRAM (memoria estática de acceso aleatorio) con reserva de batería.
- ) Flash ROM (memoria de sólo lectura).
- ) SDRAM (memoria dinámica sincrónica de acceso aleatorio).
- ) Monitoreo de diagnóstico.
- ) Reloj de tiempo real.
- ) Auto verificaciones automáticas.
- ) Modos de ahorro de energía.
- ) Puerto local EIA-232 (RS-232D) de la interfaz de operador local (LOI).
- ) Puerto serial EIA-232 (RS-232C)
- ) Puerto Ethernet Comm1.

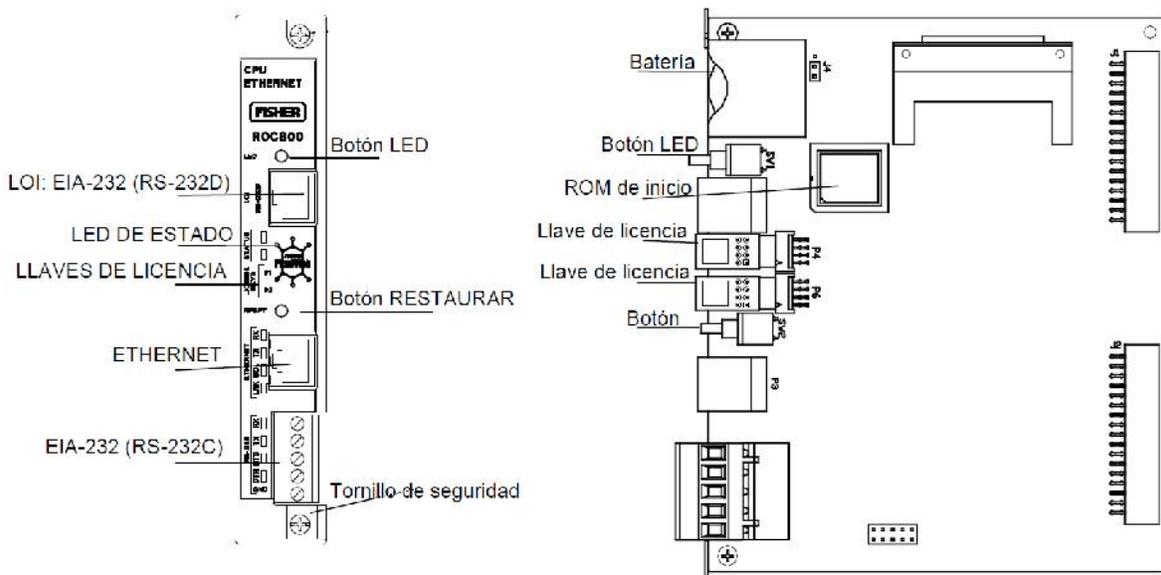


Figura 3.2 CPU del Computador de Flujo ROC809

### 3.1.2 Firmware

El firmware de la memoria flash de sólo lectura (ROM) contiene el sistema operativo, el protocolo de comunicaciones ROC Plus y el software de la aplicación. El módulo de la CPU ofrece una memoria estática de acceso aleatorio (SRAM) con batería de respaldo para guardar configuraciones y almacenar eventos, alarmas e historiales.

El firmware del sistema operativo de la serie ROC800 o puede actualizarse en campo a través de una conexión serial o del puerto local de la interfaz de operador local (LOI). El firmware permite que el ROC809 cuente con los siguientes elementos:

- ) Base de datos de entrada y salida.
- ) Base de datos histórica.
- ) Bases de datos de registros de eventos y alarmas.
- ) Aplicaciones (PID, FST, etc.).

- ) Determinación de la ejecución de tareas.
- ) Reloj de tiempo real.
- ) Establecimiento y administración de comunicaciones.
- ) Función de autoverificación.

El firmware hace un gran uso de los parámetros de configuración, que el usuario puede definir mediante el software ROCLINK 800 ó el DS800 *Development Suite*.

### 3.1.3 Software ROCLINK 800

El software de configuración ROCLINK 800 es un programa desarrollado para uso exclusivo en Microsoft® Windows que permite al usuario controlar, configurar y calibrar el computador de flujo ROC809.

El ROCLINK 800 tiene una interfaz de Windows estándar fácil de usar. La navegación a través de una estructura de árbol agiliza y facilita el acceso a las funciones. Muchas de las pantallas de configuración, tales como las Entradas, Salidas y el control PID, se pueden realizar directamente en el ROCLINK.

La interfaz de operador local (puerto local de LOI) proporciona un enlace directo entre la unidad ROC809 y una computadora personal (PC). El puerto de LOI utiliza un conector RJ-45 con una asignación de pines según la norma EIA-232 (RS-232D). Con una computadora personal que ejecute ROCLINK 800, el usuario puede configurar ROC809 localmente, extraer información y controlar su funcionamiento.

El ROCLINK 800 permite al usuario crear pantallas personalizadas en el computador que combinen elementos de datos gráficos y dinámicos. Las pantallas pueden controlar el funcionamiento de ROC809 de forma local o remota. El software ROCLINK 800 se usa para:

- ) Configurar y ver puntos de entrada y salida (E/S), cálculos de flujo, ciclos de medición, bucles de control PID, parámetros del sistema y funciones de administración de energía.
- ) Recuperar, guardar y brindar información histórica.
- ) Recuperar, guardar e informar de eventos y alarmas.
- ) Realizar una calibración de cinco puntos en entradas analógicas y entradas del sensor de variables múltiples.
- ) Realizar una calibración de tres puntos en entradas de RTD.
- ) Implementar la seguridad del usuario.
- ) Crear, guardar y editar pantallas gráficas.
- ) Crear, guardar, editar y depurar tablas de secuencia de funciones (FST) de hasta 500 líneas cada una.

- ) Configurar parámetros de comunicación para conexiones directas, módems de acceso telefónico y otros métodos de comunicación.
- ) Configurar parámetros de Modbus.
- ) Configurar el control de potencia de radio.
- ) Actualizar el firmware.

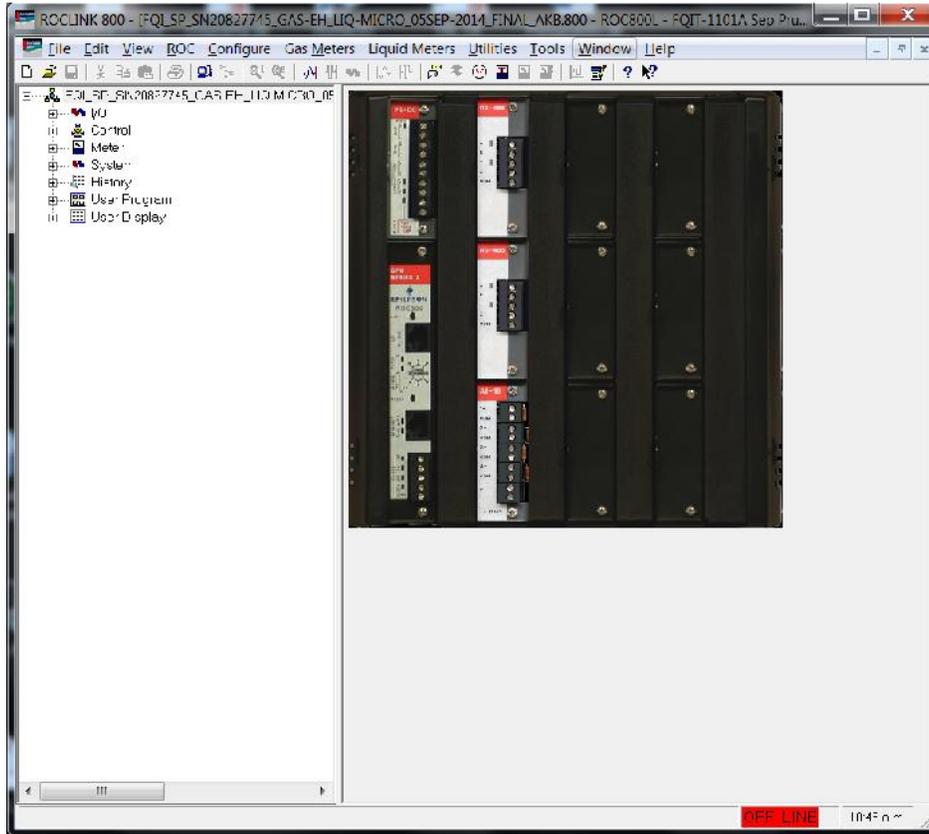


Figura 3.3 Pantalla principal Software ROCLINK800

### 3.1.4 Software DS800 Development Suite

El software DS800 Development Suite permite al usuario programar en cualquiera de los cinco lenguajes según la norma IEC 61131-3. El usuario puede descargar las aplicaciones de DS800 a ROC809 a través del puerto Ethernet, independientemente del software ROCLINK 800. Los lenguajes que especifica la norma son:

- ) Diagramas lógicos en escalera (LD).
- ) Gráfico de funciones secuenciales (SFC).
- ) Diagrama de bloques de funciones (FBD).
- ) Texto estructurado (ST).
- ) Lista de instrucciones (IL).

El lenguaje de diagrama de flujo representa el sexto lenguaje de programación. Con estos seis lenguajes, las tablas FST y la funcionalidad integrada, el usuario puede configurar y programar ROC809 en un entorno en el que más se sienta a gusto.

Asimismo, puede descargar e implementar programas desarrollados en el software de desarrollo DS800 en el ROC809 y, como alternativa, programar en las FST. El software DS800 cuenta con beneficios concretos para aquellos programadores que prefieran utilizar los lenguajes IEC 61131-3, que deseen contar con unidades de ramales múltiples en una arquitectura distribuida o mejores funciones de diagnóstico de programas.

Las funciones adicionales del software DS800 Development Suite incluyen:

- ) Referencia cruzada (vínculos) entre variables de unidades ROC827 independientes.
- ) Diccionario de variables.
- ) Simulación sin conexión para diagnósticos y pruebas.
- ) Modificación de programas en línea.
- ) Depuración de programas en línea.
- ) Bloqueo y corrección forzada de variables.
- ) Funciones y bloques de funciones desarrollados por el usuario.
- ) Plantillas definidas por el usuario.
- ) Creación y mantenimiento de bibliotecas definidas por el usuario.

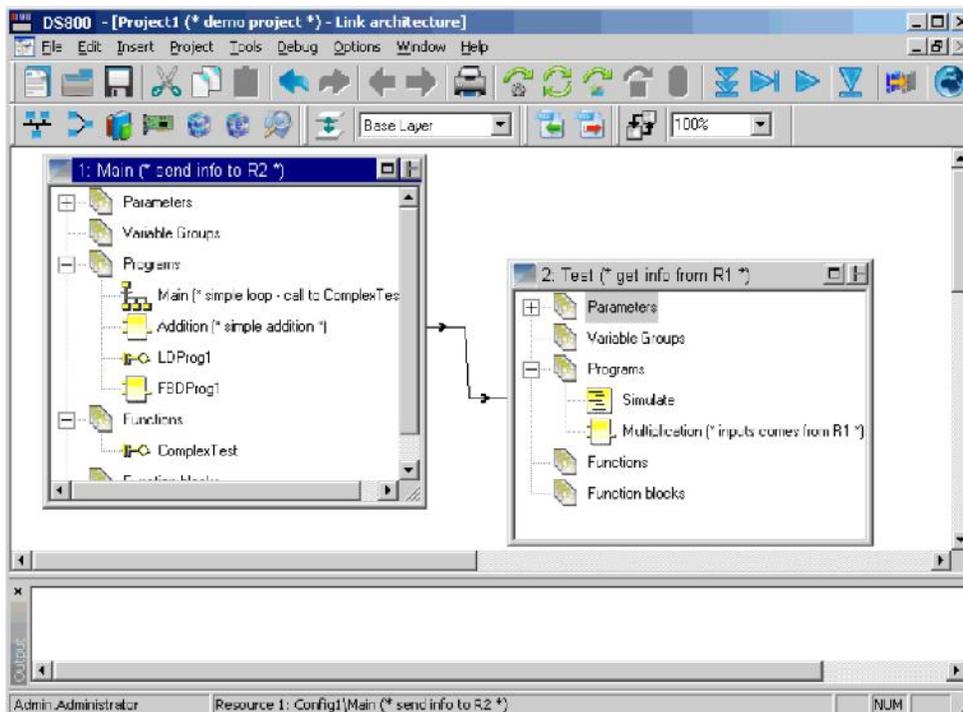


Figura 3.4 Pantalla principal Software ROCLINK800

## **Capítulo 4. Algoritmos de Cálculo de Volumen de Gas Bajo Norma AGA 11 y Aceite Bajo Norma API MPMS 11.1.**

Durante la medición de cualquier corriente de hidrocarburos se deben considerar cuestiones técnicas que permitan la toma de información que se aproxime a la realidad y que permitan su mutua comparación. Este capítulo tiene como finalidad principal mostrar los cálculos desarrollados en el computador de flujo ROC809 para ser utilizados durante los procesos de medición de aceite y gas.

### **4.1 Algoritmo de cálculo de volumen de aceite**

Dado que los hidrocarburos líquidos son fluidos cuyo volumen depende en mayor o menor medida de las condiciones termodinámicas en las que se encuentra, es necesario realizar una estimación del volumen de dichas corrientes bajo condiciones estandarizadas para su correcta comparación, y poder realizar un adecuado manejo administrativo.

Al conjunto de parámetros físicos que determinan las condiciones en las que se deben expresar todas las mediciones se les denomina condiciones estándar, normalmente están dadas por un par de valores de presión y de temperatura. Este conjunto de propiedades termodinámicas permite normalizar todos los valores obtenidos en cada punto de medición. En el caso de Pemex se considera condiciones estándar a los valores de 20 °C y 101,325 [kPa].

Se recurre al uso de factores que se aplican a los volúmenes medidos para estimar el volumen que tendrían a condiciones estándar. La corrección de los valores tomados por un medidor queda sintetizada en la figura 4.1:

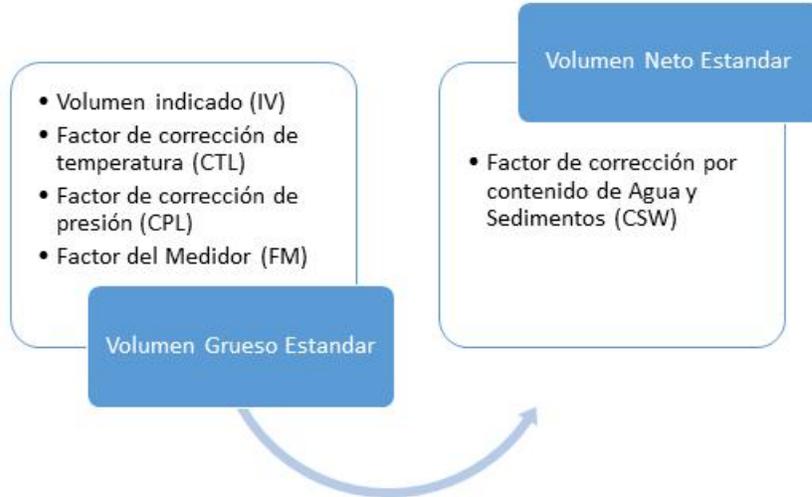


Figura 4.1 Proceso para determinar el volumen neto estándar de aceite

### Volumen Indicado (IV)

De los medidores dinámicos de flujo se pueden obtener dos respuestas que conducen al cálculo o conocimiento del flujo registrado por los mismos.

Algunos medidores integran por medio de señales electrónicas o respuestas análogas el volumen de fluido que han medido, sin embargo existen medidores que debido a su funcionamiento y a la frecuencia con la que se deben de calibrar dan como respuesta un número de pulsos o señales asociado a su mecanismo de funcionamiento. Cabe señalar que este número de pulsos es directamente proporcional a la magnitud del flujo que el dispositivo es capaz de medir.

De lo anterior, la relación entre el número de pulsos y el caudal registrado se describe por medio de la ecuación (4.1):

$$IV = \frac{P}{K} \quad (4.1)$$

Donde:

$IV$  = Volumen indicado.

$P$  = Pulsos emitidos por el medidor.

$K$  = Factor de proporcionalidad del medidor  $\left(\frac{N \cdot d \cdot P}{V_t}\right)$ .

El  $KF$  de proporcionalidad es especificado por el fabricante y se debe recalcular de forma cotidiana cada que se realice la calibración del instrumento.

### Volumen Grueso Estándar (GSV)

El volumen grueso estándar (GSV) es un volumen que ha sido corregido por las variaciones termodinámicas entre las condiciones de flujo y a las condiciones de referencia. Además considera las variaciones producto de la exactitud del instrumento.

La determinación del volumen grueso a condiciones de referencia se lleva a cabo de acuerdo a *API MPMS Ch. 11.1.* y *API MPMS Ch. 12.2.1.*, para medición de crudo y se resume en los siguientes pasos:

#### Pasos para la determinación de volumen de aceite.

1. Corrección de la densidad observada a una temperatura de referencia de 60°F siguiendo el procedimiento en *API MPMS Ch. 11.1 – 11.1.6.2.*

a. Tomar el valor de gravedad API observada y la temperatura a la que el laboratorio realizó la determinación de la gravedad API del producto.

b. Convertir el valor de gravedad API medida en un valor de densidad en kg/m<sup>3</sup> utilizando la densidad del agua a 60°F, usando la ecuación (4.2):

$$\rho = \frac{141.35}{131.5 + \text{°}A} w_{60} \quad (4.2)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad observada [kg/m<sup>3</sup>]

$w_{60}$  = Densidad del agua a 60°F [kg/m<sup>3</sup>]

$\text{°}API_o$  = Gravedad API observada [°API]

c. Establecer un valor inicial de densidad base a 60°F, típicamente se utiliza el valor de la densidad observada en kg/m<sup>3</sup>, usando la ecuación (4.3):

$$\rho_6^{(m)} = \rho_o \quad (4.3)$$

Donde:

$\rho_6^{(m)}$  = Valor de la densidad base a 60°F en la m-ésima iteración [kg/m<sup>3</sup>]

$\rho_o$  = Densidad observada [kg/m<sup>3</sup>]

d. Llevar el valor de la densidad base inicial ( $\rho_6$ ) a la base IPTS-68 ( $\rho_6^*$ ), usando las ecuaciones (4.4, 4.5 y 4.6):

$$A = \frac{\delta_6}{2} \left[ \left( \frac{K_0}{\rho_6^{(m)}} + K_1 \right) \frac{1}{\rho_6^{(m)}} + K_2 \right] \quad (4.4)$$

$$B = \frac{2K_0 + K_1 \frac{\rho_6^{(m)}}{\rho_6^{(m)}}}{K_0 + (K_1 + K_2) \frac{\rho_6^{(m)}}{\rho_6^{(m)}}} \quad (4.5)$$

$$= \frac{\rho(m)}{\rho_0} \left\{ 1 + \frac{\exp[A(1 + 0.8A)] - 1}{1 + A(1 + 1.6A)B} \right\} \quad (4.6)$$

Donde:

$K_0$  = Coeficiente en correlación para  $\rho_0$  [(kg<sup>2</sup>/m<sup>6</sup>)\* °F<sup>-1</sup>]

$K_1$  = Coeficiente en correlación para  $\rho_0$  [(kg/m<sup>3</sup>)\* °F<sup>-1</sup>]

$K_2$  = Coeficiente en correlación para  $\rho_0$  [°F<sup>-1</sup>]

$\rho_0$  = Valor de cambio de temperatura, constante [°F]

$\rho_0(m)$  = Valor de la densidad base a 60°F en m-ésima iteración [kg/m<sup>3</sup>]

\* = Densidad base llevada a una base IPTS-68 [kg/m<sup>3</sup>]

- e. Calcular el factor de expansión térmica a 60°F, usando la ecuación (4.7):

$$\rho_6 = \left( \frac{K_0}{\rho_0} + K_1 \right) \frac{1}{\rho_0} + K_2 \quad (4.7)$$

Donde:

$\rho_0$  = Factor de expansión térmica a 60°F [°F<sup>-1</sup>]

$K_0$  = Coeficiente en correlación para  $\rho_0$  [(kg<sup>2</sup>/m<sup>6</sup>)\* °F<sup>-1</sup>]

$K_1$  = Coeficiente en correlación para  $\rho_0$  [(kg/m<sup>3</sup>)\* °F<sup>-1</sup>]

$K_2$  = Coeficiente en correlación para  $\rho_0$  [°F<sup>-1</sup>]

\* = Densidad base llevada a una base IPTS-68 [kg/m<sup>3</sup>]

- f. Calcular la diferencia entre la temperatura observada y la temperatura base , usando la ecuación (4.8):

$$t = t - 60.0068749 \quad (4.8)$$

Donde:

$t$  = Diferencia de temperatura [°F]

$t^*$  = Temperatura observada en el medidor llevada a una base IPTS-68 [°F]

2. Determinar el factor de corrección de volumen debido a la temperatura.

El factor de corrección debido a la temperatura del líquido está asociado a la expansión volumétrica que sufren los fluidos causados por su dilatación térmica. La ecuación que describe a dicho coeficiente proviene de la ecuación de expansión volumétrica de un cuerpo y que sigue el mismo modelo de la ecuación (4.9)

$$C_T = e. \left\{ - \rho_0 (T_f - T_b) \left[ 1 + 0.8 \rho_0 (T_f - T_b + \delta_6) \right] \right\} \quad (4.9)$$

Donde:

$\rho_0$  = Coeficiente de expansión térmica del aceite a 60°F [°F<sup>-1</sup>]

$T_f$  = Temperatura de flujo [°F]

$T_b$  = Temperatura base o de referencia [°F]

$\rho_0$  = Valor de cambio de la temperatura [°F]

3. Determinar el factor de compresibilidad del líquido debido a la presión usando la ecuación (4.10):

$$F_{P,p} = \exp\left(-1.9947 + 0.00013427 \cdot t + \frac{793920 + 2326.1 \cdot t}{2}\right) \quad (4.10)$$

Donde:

$F_{P,psi}$  = Factor de compresibilidad [psi]

$t^*$  = Temperatura observada llevada a una base IPTS-68 [°F]

$\rho^*$  = Densidad base llevada a una base IPTS-68 [kg/m<sup>3</sup>]

Este factor debe ser convertido a kPa usando la ecuación (4.11)

$$F_{P,k} = \frac{F_{P,p}}{6.894757} \quad (4.11)$$

4. Determinar el factor de corrección de compresibilidad del líquido a condiciones de flujo usando la ecuación (4.12):

$$C_P = \frac{1}{1 - 10^{-5} \left[ P_f \cdot F_{P,k} \right]} \quad (4.12)$$

Donde:

$P_f$  = Presión de flujo [kPa]

$C_{PL}$  = Factor de corrección por efecto de la presión en el líquido a condiciones de flujo

$F_{P,kPa}$  = Factor de compresibilidad [kPa]

5. Determinar el factor de corrección de volumen combinado debido a la temperatura y presión usando la ecuación 4.13:

$$C_T = C_T \cdot C_P \quad (4.13)$$

Donde:

$C_{TL}$  = Factor de corrección de volumen debido a la temperatura

$C_{PL}$  = Factor de corrección de volumen debido a la presión

6. Determinar el volumen bruto estándar usando la ecuación 4.14:

$$G = IV \cdot M \cdot C_T \quad (4.14)$$

Donde:

$IV$  = Volumen indicado

$C_{TPL}$  = Factor de corrección de volumen combinado debido a la temperatura y presión

$MF$  = Factor de medidor

### Volumen Neto Estándar (NSV)

Si bien el volumen bruto estándar es un parámetro que ha sido corregido debido a cuestiones técnicas y físicas, aun no es posible comparar los valores de la producción de diferentes plantas de producción dado que el contenido de agua y sedimentos en suspensión aun es variable en la corrientes, por lo tanto el último factor de corrección a considerar es el porcentaje de agua y sólidos en suspensión. Este factor está en función del porcentaje de agua y sólidos que aún se encuentran mezclados con la corriente de hidrocarburos.

Este volumen del porcentaje de agua y sólidos (%S&W) se determinada por medio de análisis de laboratorio o por medición de medidores en línea de corte de agua a través muestras representativas de petróleo, se expresa como porcentaje en volumen. Posteriormente se emplea este valor para obtener un factor de corrección por contenido de agua y sedimentos usando la ecuación (4.15).

$$C_S = 1 - \left( \frac{\%S\&W}{100} \right) \quad (4.15)$$

Donde:

%S&W = Porcentaje de agua y sedimento

$C_S$  = Factor de corrección por contenido de agua y sedimentos

Mediante el cálculo del factor de corrección por agua y sedimento y a través de la ecuación (4.16) podemos llegar al valor del Volumen Neto Estándar (NSV), que es un parámetro comparable entre diversas corrientes de hidrocarburos, que ha sido corregido por cuestiones técnicas y que se presenta bajo las mismas condiciones de presión y temperatura usando.

$$N = G \cdot C_S \quad (4.16)$$

Donde:

$N$  = Volumen neto estándar

$G$  = Volumen grueso estándar

$C_S$  = Factor de corrección por contenido de agua y sedimentos

En la figura 4.2 se muestra el diagrama a flujo implementado para el desarrollo de la aplicación de cálculo de volumen líquido en el computador de flujo ROC809L.

Algoritmos de cálculo de volumen de gas bajo norma AGA 11 2011 y aceite bajo norma API MPMS 11.1 2014.

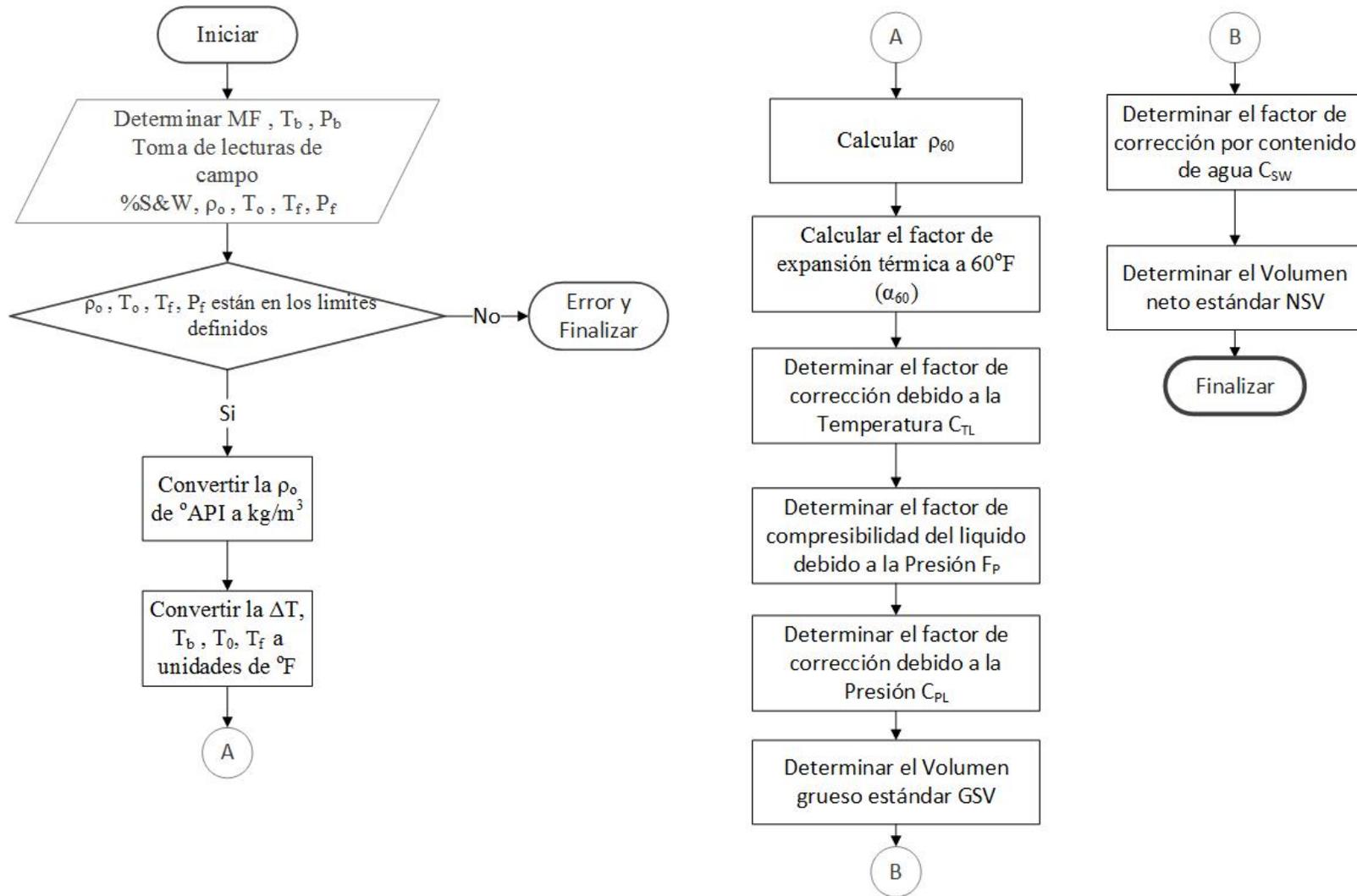


Figura 4.2 Diagrama a bloques del algoritmo de cálculo de aceite bajo API MPMS 11.1

## 4.2 Algoritmo de cálculo de volumen de gas

Al igual que los hidrocarburos líquidos, los hidrocarburos gaseosos son fluidos cuyo volumen depende en mayor o menor medida de las condiciones termodinámicas en las que se encuentra. Es necesario realizar una estimación del volumen de dichas corrientes bajo condiciones estandarizadas para su correcta comparación y poder realizar un adecuado manejo administrativo.

En las aplicaciones de medición, el sensor y transmisor Coriolis tienen la capacidad de proporcionar actualizaciones a la indicación de caudal y conteos a frecuencias desde 100 Hz hasta 10 kHz, esta indicación de velocidad de flujo puede ser a través de una salida de frecuencia. Debido al tiempo de respuesta y la capacidad de un sensor Coriolis para medir con precisión los flujos cambiantes o pulsantes, se configura al computador de flujo para que calcule y acumule el flujo en función de un contador de pulsos vinculado a la salida de frecuencia del transmisor.

El volumen total (V) se determina mediante la suma de conteos de flujo en un intervalo de tiempo definido entre el tiempo  $t_0$  y  $t$ . En forma de ecuación, el cálculo de la cantidad total es determinado a partir del conteo de flujos expresándola matemáticamente como se muestra en la ecuación (4.17):

$$V = \sum_{n=t_0}^t C_n \quad (4.17)$$

Donde:

$V$  = Volumen total entre intervalos de tiempo

$C_n$  = Conteo acumulado entre intervalo de tiempo

$t_0$  = Inicio de intervalo de tiempo

$t$  = Fin de intervalo de tiempo

El computador de flujo calcula el volumen total (V) a partir de una salida analógica o indicación de velocidad de flujo desde el transmisor. La velocidad de flujo generalmente no es constante; por lo tanto, un volumen total verdadero o Valor Integrado (IV) es la tasa de flujo integrado sobre un Período de Cálculo de Cantidad (QCP) especificado basado en condiciones de cambio continuo. En realidad, las variables que definen el flujo no son leídas continuamente por el computador de flujo, sino que se toman a intervalos de muestreo discretos. Por lo tanto, la ecuación se convierte la ecuación (4.18):

$$IV = \sum_{i=1}^{i=n} (Q_i \cdot t_i) \quad (4.18)$$

Donde:

$IV$  = Volumen Integrado total acumulado en el periodo de calculo (QCP)

$i$  = Numero de muestras

$n$  = Numero de muestras tomadas durante todo el periodo de calculo

$Q_i$  = Flujo basado en la toma de la muestra  $i$   
 $t_i$  = Tiempo entre muestras

El desempeño de la medición de flujo del medidor Coriolis puede corregirse utilizando un factor de calibración único (es decir, corrección de polarización) o múltiple (es decir, correcciones de linealización) (*Factor K*) o factor de corrección del medidor (*Factor C*), para reducir la incertidumbre en la medición del gas.

Esto requiere una comprensión de cómo se aplican estos factores en el cálculo de un valor integrado (*IV*) y, en algunos casos, da como resultado que se requiera una suma doble y / o la aplicación de la linealización en diferentes puntos del cálculo.

Para las salidas de frecuencia / pulso, el valor integrado (*IV*) se calcula con la ecuación (4.19).

$$\Pi = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{K_f} \sum_{j=1}^{j=l} C_f \quad (C) \quad (4.19)$$

Donde:

$\Pi$  = Volumen Integrado total acumulado en el periodo de calculo (QCP)

$i$  = Numero de muestras

$n$  = Numero de muestras tomadas durante todo el periodo de calculo

$K_f$  = Factor del medidor en pulsos por unidad de masa

$C_f$  = Factor de corrección del medidor

$C$  = Acumulador de pulsos en masa

Una vez calculado el valor integrado, el caudal másico ( $Q_m$ ) se determina en el intervalo ( $t$ ) del total acumulado (*IV*). En forma de ecuación, el cálculo de la tasa de flujo másico se expresa como se muestra en la ecuación (4.20).

$$Q_m = \frac{\Pi}{t} \quad (4.19)$$

Donde:

$Q_m$  = Caudal masico en el intervalo  $t$

$\Pi$  = Cantidad acumulada entre el tiempo  $t_0$  y  $t$

$t$  = intervalo de tiempo entre el tiempo  $t_0$  y  $t$

Cuando se mide el flujo lejos de la presión de calibración, hay un efecto secundario en el caudal indicado del medidor de flujo Coriolis llamado "*efecto de presión de flujo*". Para corregir este efecto, debe aplicarse un factor de corrección de presión ( $F_p$ ) en el cálculo del computador de flujo sobre el flujo másico del transmisor. Esta relación se expresa en la ecuación (4.20).

$$Q_{m_{cc}} = Q_{m_{n\ cc}} F_p \quad (4.20)$$

Algoritmos de cálculo de volumen de gas bajo norma AGA 11 2011 y aceite bajo norma API MPMS 11.1 2014.

Donde:

$Q_{m_{cc}}$  = flujo masico del gas compensado por efectos de la presión en el flujo

$Q_{m_{n\ cc}}$  = flujo masico del gas no compensado por efectos de la presión en el flujo

$F_p$  = Factor de compensación por efectos de la presión en el flujo

El factor de compensación por efectos de la presión en el flujo ( $F_p$ ) es calculado de acuerdo con la ecuación (4.21).

$$F_p = \frac{1}{1 + \left( \left( \frac{P_E}{100} \right) (P_f - P_C) \right)} \quad (4.21)$$

Donde:

$F_p$  = Factor de compensación por efectos de la presión en el flujo

$P_E$  = Efecto de la presión de flujo en porcentaje de velocidad por psig

$P_f$  = Presión estática medida en el fluido en [psig]

$P_C$  = Presión estática de calibración del medidor en [psig]

Una vez calculado el flujo másico se podrá calcular el flujo volumétrico a condiciones de referencia usando la ecuación (4.22).

$$Q_b = Q_{m_{n\ cc}} \left( \frac{F_p}{\rho_b} \right) = Q_{m_{n\ cc}} \left( \frac{F_p}{G_r \rho_{b(A)}} \right) \quad (4.22)$$

Donde:

$Q_b$  = flujo volumetrico a condiciones base

$Q_{m_{n\ cc}}$  = flujo masico del gas no compensado por efectos de la presión en el flujo

$F_p$  = Factor de compensación por efectos de la presión en el flujo

$G_r$  = Densidad relativa del gas a condiciones base

$\rho_{b(A)}$  = Densidad del aire a condiciones base

$\rho_b$  = Densidad del gas a condiciones base

La densidad base del gas ( $\rho_b$ ) se calcula usando la ley de gases no ideales como se muestra en la ecuación (4.23).

$$\rho_b = \frac{P_b M_r}{Z_b R T_b} \quad (4.23)$$

Donde:

$\rho_b$  = Densidad del gas a condiciones base

$P_b$  = Presión del gas a condiciones base

$M_r$  = Peso molar del gas

$Z_b$  = Factor de compresibilidad del gas a condiciones base

$R$  = Constante universal del gas

$T_b$  = Temperatura a condiciones base

La densidad relativa ( $G_r$ ) se calcula usando la ecuación (4.24).

$$G_r = \frac{\rho_{b(G)}}{\rho_{b(A)}} = \frac{Z_{b(A)} M_{T(G)}}{Z_{b(G)} M_{T(A)}} \quad (4.24)$$

Donde:

$\rho_{b(G)}$  = Densidad del gas a condiciones base

$\rho_{b(A)}$  = Densidad del aire a condiciones base

$Z_{b(G)}$  = Factor de compresibilidad del gas a condiciones base

$Z_{b(A)}$  = Factor de compresibilidad del aire a condiciones base

$M_{b(G)}$  = Peso molar del gas

$M_{b(A)}$  = Peso molar del aire

$G_r$  = Densidad relativa del gas a condiciones base

Una vez calculado el flujo volumétrico a condiciones base se requiere calcular el flujo volumétrico a condiciones de flujo y este se podrá calcular usando la ecuación (4.25).

$$Q_f = Q_{m_{cc}} \left( \frac{F_p}{\rho_f} \right) \quad (4.25)$$

Donde:

$Q_f$  = flujo volumetrico a condiciones de flujo

$Q_{m_{cc}}$  = flujo masico del gas no compensado por efectos de la presión en el flujo

$F_p$  = Factor de compensación por efectos de la presión en el flujo

$\rho_f$  = Densidad del gas a condiciones de flujo

La densidad del gas a condiciones de flujo ( $\rho_f$ ) se calcula usando la ley de gases no ideales como se muestra en la ecuación (4.26).

$$\rho_f = \frac{P_f M_r}{Z_f R T_f} \quad (4.26)$$

Donde:

$\rho_f$  = Densidad del gas a condiciones de flujo

$P_f$  = Presión del gas a condiciones de flujo

$M_r$  = Peso molar del gas

$Z_f$  = Factor de compresibilidad del gas a condiciones de flujo

$R$  = Constante universal del gas

$T_f$  = Temperatura a condiciones de flujo

Simplificando las ecuaciones en términos ( $Q_f$ ) y ( $Q_b$ ) y haciendo uso de las ecuaciones (4.22), (4.23) (4.25) y (4.26) tenemos que el volumen a condiciones base se calcula con la ecuación (4.27).

$$Q_b = Q_f \left( \frac{Z_b}{Z_f} \right) \left( \frac{T_b}{T_f} \right) \left( \frac{P_f}{P_b} \right) \quad (4.27)$$

Donde:

$Q_b$  = flujo volumetrico a condiciones base [ $f^3/h$ ]

$Q_f$  = flujo volumetrico a condiciones de flujo [ $f^3/h$ ]

$$Q_f = \frac{V_f}{t}$$

$$V_f = \frac{P}{K-F} [f^3/s]$$

$P_f$  = Presión del gas a condiciones de flujo [ $p$  ]

$$P_f = P_f + P_a [p \quad ]$$

$P_f$  = Presión del gas en linea [ $p$  ]

$P_a$  = Presión Atmosferica [ $p$  ]

$P_b$  = Presión del gas a condiciones base [ $p$  ]

$T_f$  = Temperatura del gas a condiciones de flujo [ $^{\circ}R$ ]

$T_b$  = Temperatura del gas a condiciones base [ $^{\circ}R$ ]

$$^{\circ}R = ^{\circ}F + 459.76^{\circ} [^{\circ}R]$$

$Z_f$  = Compresibilidad del gas a condiciones de flujo ( $p \quad m \quad A \quad 8$ )

$Z_b$  = Compresibilidad del gas a condiciones base ( $p \quad m \quad A \quad 8$ )

En la figura 4.3 se muestra el diagrama a flujo implementado para el desarrollo de la aplicación de cálculo de volumen gas en el computador de flujo ROC809L.

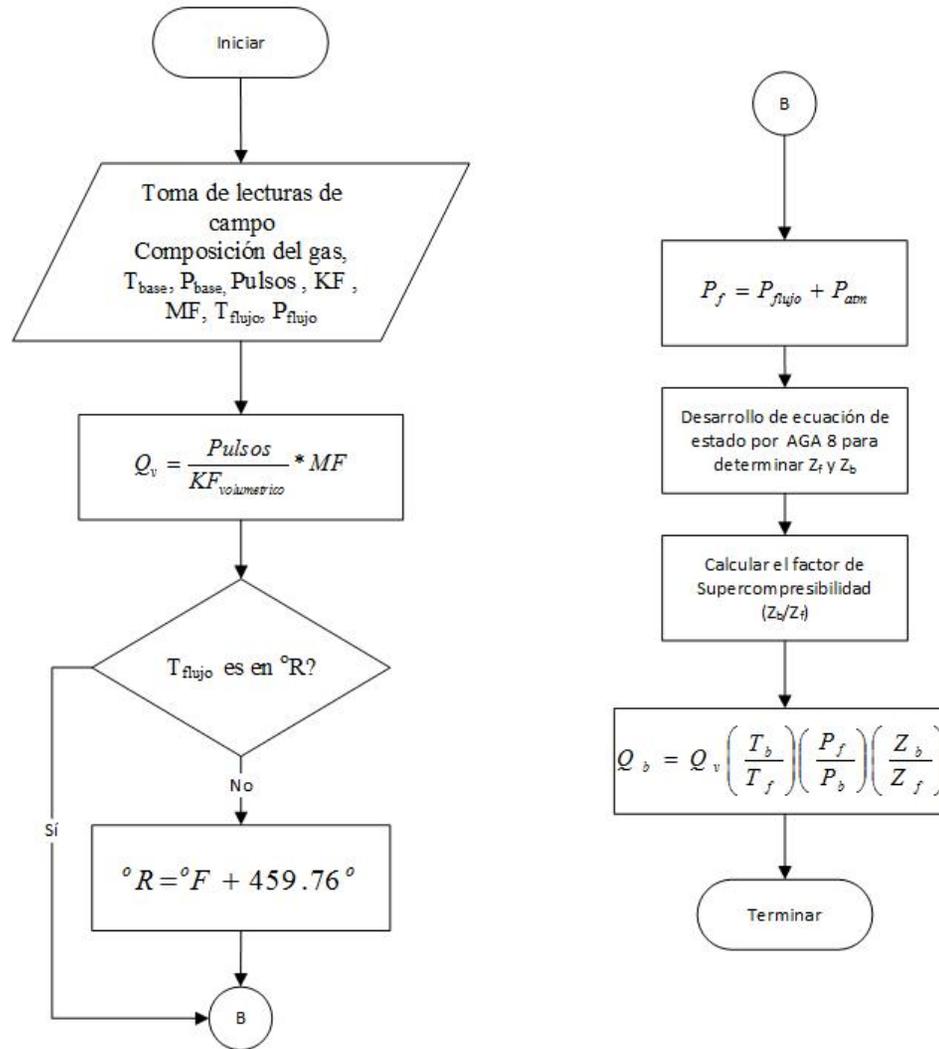


Figura 4.3 Diagrama a bloques del algoritmo de cálculo de aceite bajo AGA 11

## **Capítulo 5. Puesta en operación del separador FA-1101**

Este capítulo tiene como objetivo mostrar el diseño de los SEM y la puesta en operación de los sistemas electrónicos de medición del separador FA-1101. En las figura 5.1 y 5.2 se muestra el diseño de los SEM de gas y líquidos a configurar en el computador de flujo ROC809L.

El sistema de medición de gas (figura 5.1) está montado en la línea de salida de la parte superior del separador FA-1101, con esto se busca garantizar que no exista algún líquido que pudiese afectar en la medición. El sistema de medición está conformados con los siguientes elementos:

- Válvulas de bola doble bloqueo y purga, operadas manualmente en la entrada de 8" Ø 600#.
- Un medidor de flujo tipo Coriolis de 6" Ø 300# Marca Endress+Hauser.
- Un transmisor de presión Marca Rosemount 3051.
- Un transmisor de temperatura Marca Rosemount 644

Por otro lado el sistema de medición de aceite (figura 5.2) está montado en la parte inferior del separador de igual manera se busca garantizar no exista el pase de gases que afecten la operación. El sistema de medición está conformados con los siguientes elementos:

- Válvulas de bola doble bloqueo y purga 6" Ø 600# operada manualmente en la entrada del sistema de medición.
- Un medidor de flujo tipo Coriolis 4" Ø 300# Marca MicroMotion.
- Un transmisor de presión Marca Rosemount 3051.
- Un transmisor de temperatura Marca Rosemount 644.
- Válvula de control de flujo Marca Fisher operada manualmente a la salida del sistema de medición.

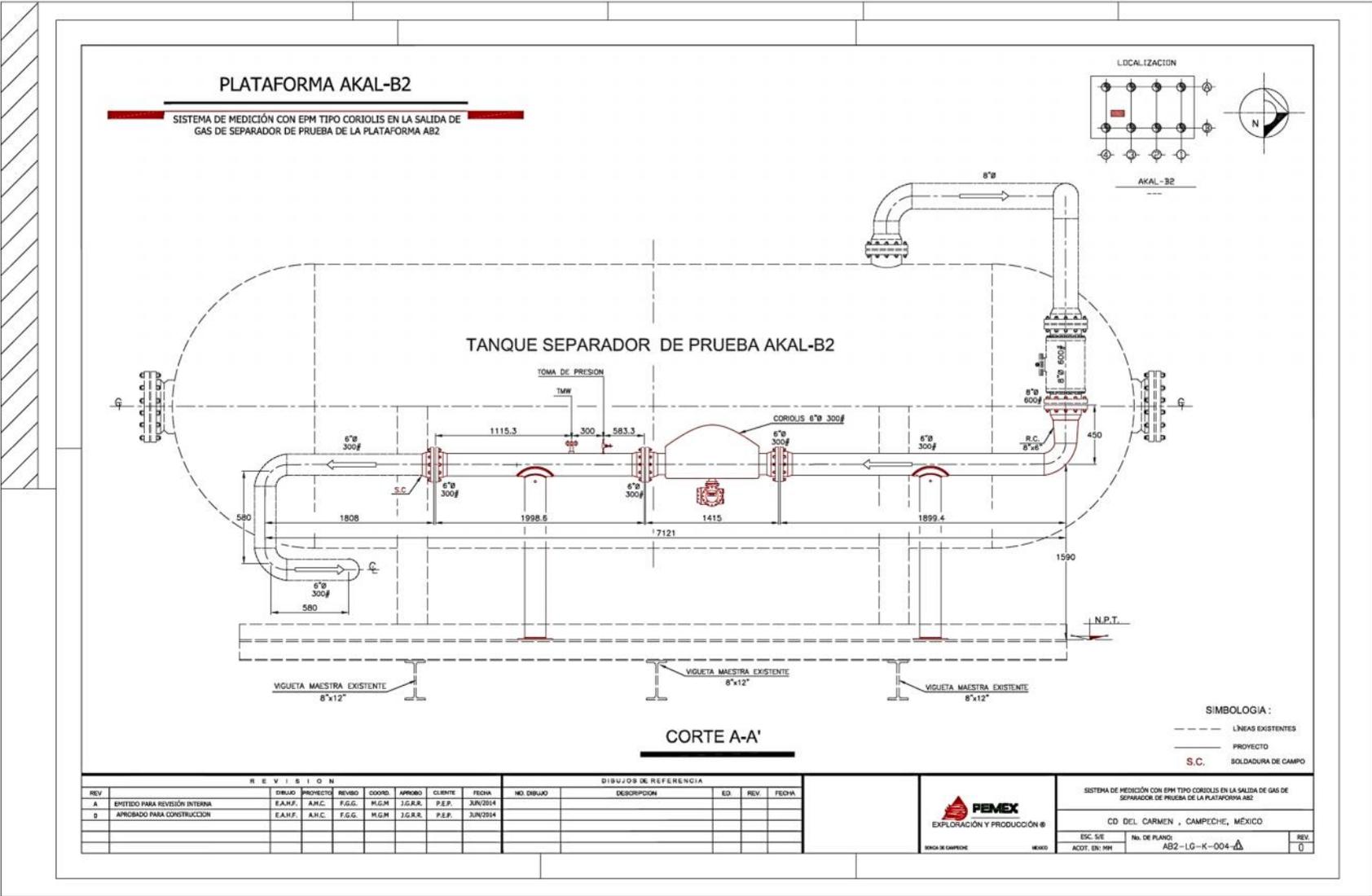


Figura 5.1 Sistema electrónico de medición de gas con medidor de flujo Coriolis a la salida del Separador FA-1101

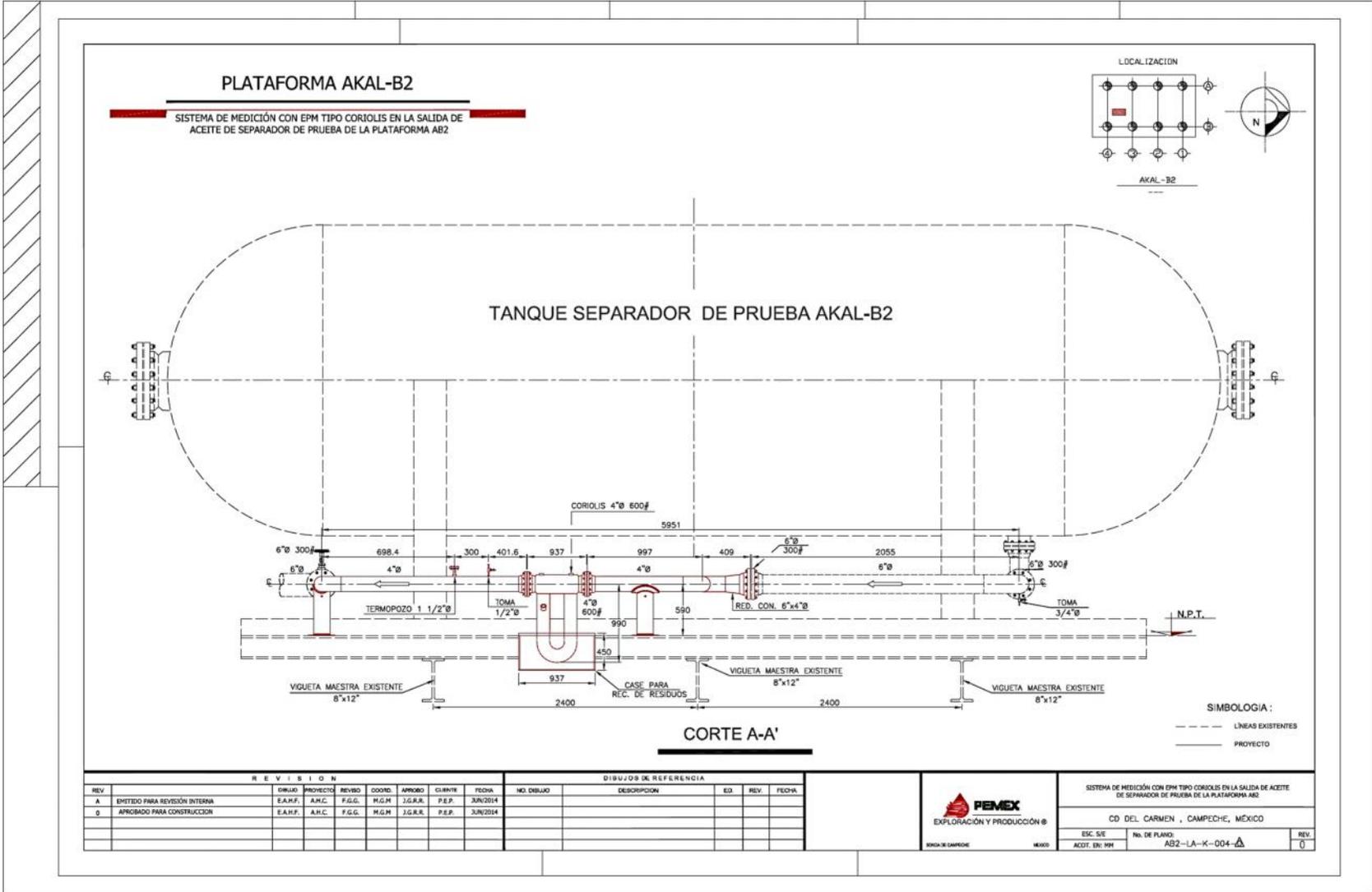


Figura 5.2 Sistema electrónico de medición de líquidos con medidor de flujo Coriolis a la salida del Separador FA-1101



Figura 5.3 Sistemas de medición del separador de prueba FA-1101

En la figura 5.3 se muestran los sistemas de medición de gas y líquidos del separador de prueba FA-1101 instalados en sitio de acuerdo a la ingeniería de diseño.

Una vez concluida la fase de construcción se inicia con la etapa de alambrado de instrumentos al computador de flujo. Para estos sistemas de medición todos los equipos serán integrados al computador de flujo ROC809L. Como se muestra en el diagrama de alambrado de la figura 5.5, las señales analógicas de 4 a 20 mA se conectan en módulo AI (*Analog Input*), en el canal 1 y 2 se conectarán los transmisores del sistema de medición de gas y en los canales 3 y 4 los transmisores del sistema de medición de líquidos.

Una señal de 4 a 20mA representa una señal en una escala del 0 al 100% en porcentaje, usualmente es una escala lineal como se muestra en la figura 5.4.

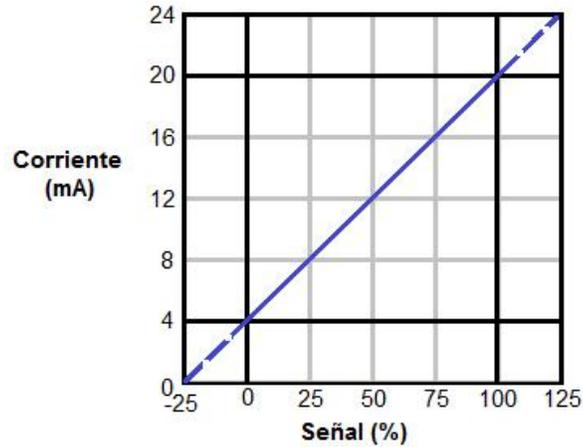


Figura 5.4 Representación gráfica de una señal analógica de 4 a 20mA

Siendo una función lineal, el computador de flujo usa la ecuación de la recta (5.1) para convertir la señal de corriente medida a su respectivo valor de la magnitud medida, con base en la ecuación (5.2):

$$y = m \cdot x + b \quad (5.1)$$

$$x = \left( \frac{y - b}{m} \right) \quad (5.2)$$

Donde:

$y$  = Corriente de salida del instrumento

$x$  = Señal medida en el instrumento

$m$  = Pendiente de la recta

$b$  = Punto de intercepción respecto a  $y$

Para el caso de los medidores de flujo estos se enlazarán a través del puerto de comunicación RS-485 en una red Modbus multidrop. Como se muestra en el diagrama de alambrado de la figura 5.6, a través de este enlace de comunicación se obtendrá los valores de Volumen indicado ( $IV$ ) de gas y de aceite, así como la densidad y porcentaje de agua ( $\%S\&W$ ) en el caso del sistema de medición de aceite, los cuales son requeridos para el cálculo de volumen.

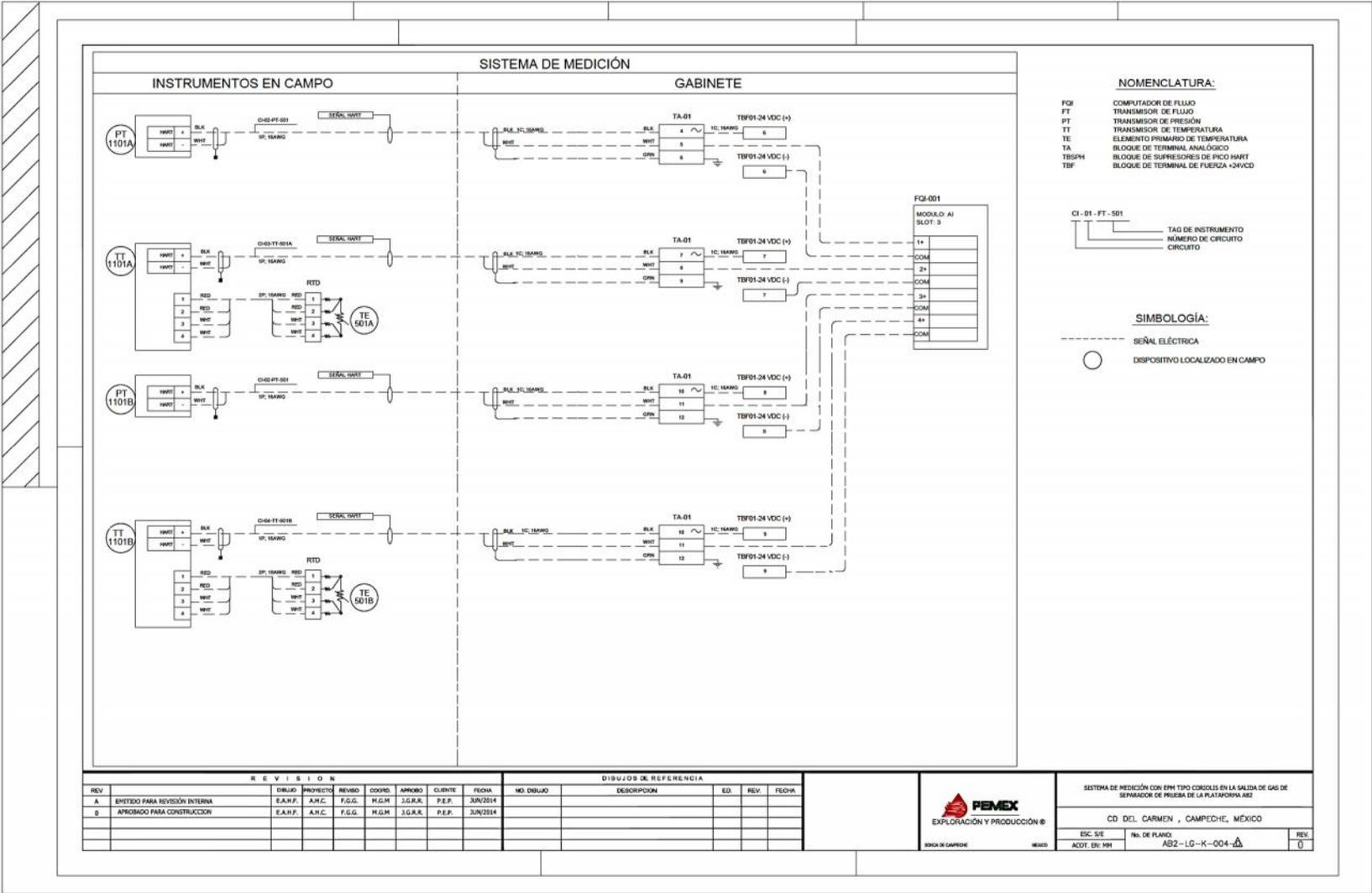


Figura 5.5 Diagrama de alambado de los transmisores de presión y temperatura al computador de flujo ROC809L

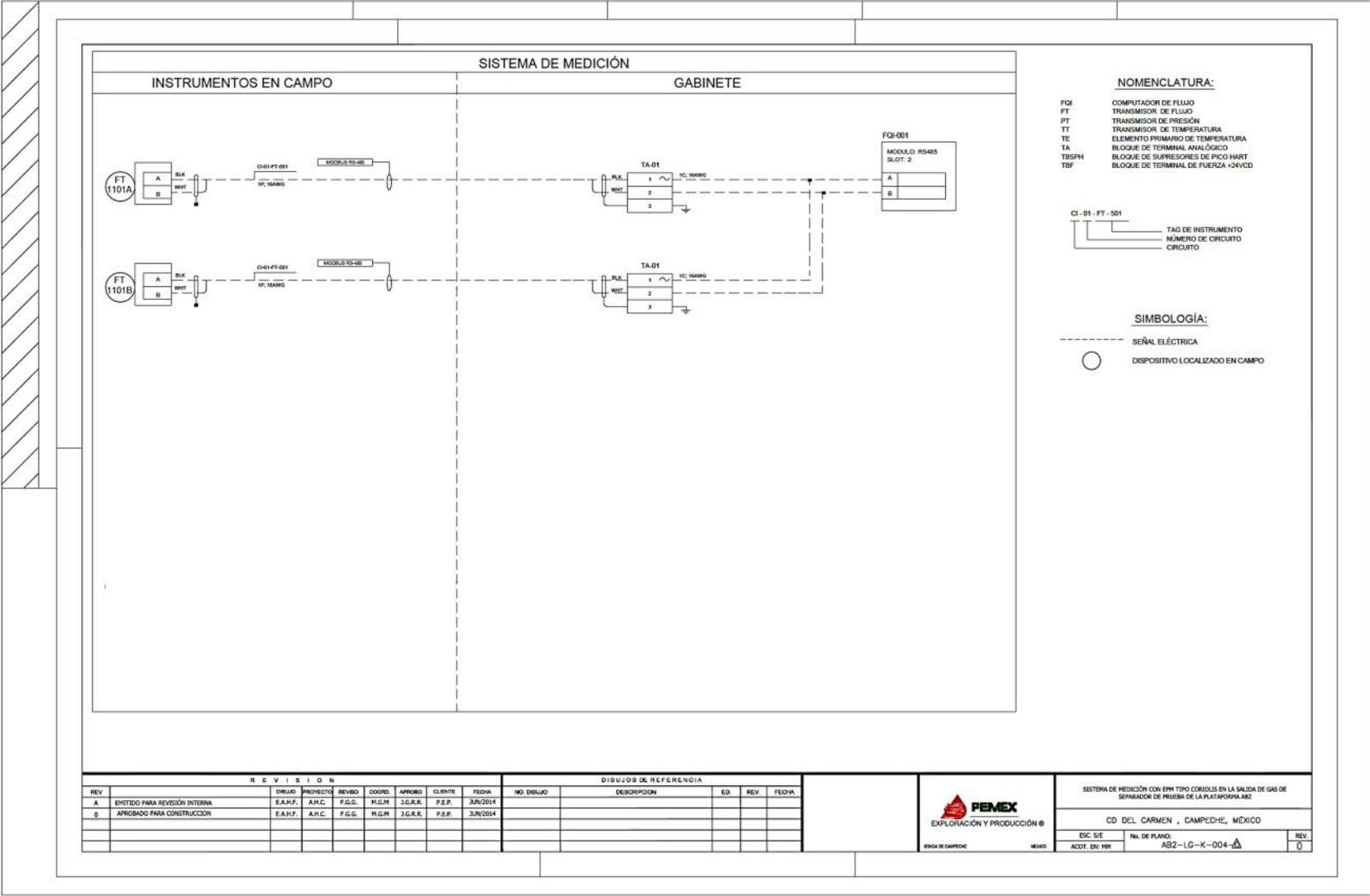


Figura 5.6 Diagrama de alambado de los medidores de flujo Coriolis al computador de flujo ROC809L

En la figura 5.7 se muestra el computador de flujo el cual se encuentra instalado en un gabinete a prueba de explosión con la finalidad de evitar que la generación de una chispa interna pueda salir y ocasionar un incendio.

Así mismo en la figura 5.7 se observa el display del computador de flujo encendido. Con este display y el teclado el operador puede manipular la secuencia de prueba del separador, así como visualizar en tiempo real la medición tanto de gas como de líquidos que se tenga en los sistemas de medición. Por último se muestra el computador de flujo cableado de acuerdo a los diagramas de alambrado del proyecto.



Figura 5.7 Sistemas de medición del separador de prueba FA-1101

## 5.1 Software ROCLINK800

Para realizar la configuración del computador de flujo ROC809L es requerido contar con el software ROCLINK800, el cual proporciona la capacidad de monitorear, configurar y calibrar los ROC809L.

La interacción con el ROCLINK800 es a través de una interfaz con varias pantallas en el monitor de la computadora y con el teclado de la computadora. Los componentes principales de la interfaz del software ROCLINK800 son:

- ) Barra de menú y menús.
- ) Pantallas de funciones.
- ) Cuadros de diálogo.
- ) Sistema de ayuda, incluyendo la barra de estado y cuadros de mensaje.

ROCLINK 800 emplea una Interfaz de Usuario Gráfica (GUI) con una estructura de menús estándar de Windows. Después de iniciar su sesión en ROCLINK 800, las funciones disponibles se despliegan en una barra de menús con menús desplegables. Una línea de estado

ubicada en la parte inferior izquierda del display contiene información sobre el elemento resaltado, tal como una opción de menú o un parámetro.

Los botones despliegan cuadros de diálogo para más detalles de configuración o para realizar una acción deseada, tal como el botón Update (actualizar). Para activar el botón:

- ) Haga clic en el botón.
- ) Cuando el botón está activo, presione <Enter> o una tecla de funciones.

Los cuadros de diálogo son áreas que se despliegan dentro de la pantalla actual para permitir hacer más selecciones o para introducir valores. También pueden proporcionar mensajes o información más detallada.

La estructura de menú muestra opciones de las que se puede seleccionar la función deseada. Una vez que seleccione una función, se despliega la pantalla o el cuadro de diálogo para esa función. Esta pantalla o cuadro de diálogo proporciona la información solicitada y le permite introducir los datos de configuración aplicables.

## **5.2 Configuración de ROC809L**

La configuración del computador de flujo ROC809L se muestra a continuación:

1. Configuración de los instrumentos de presión y temperatura en el módulo de entradas analógicas del computador de flujo ver figura 5.8.
  - Presión 0 a 30 kg/cm<sup>2</sup>
  - Temperatura 0 a 100 °C
2. Configuración del módulo de comunicación RS-485 para la lectura de los registros Modbus de los medidores de flujo Coriolis ver figura 5.9.

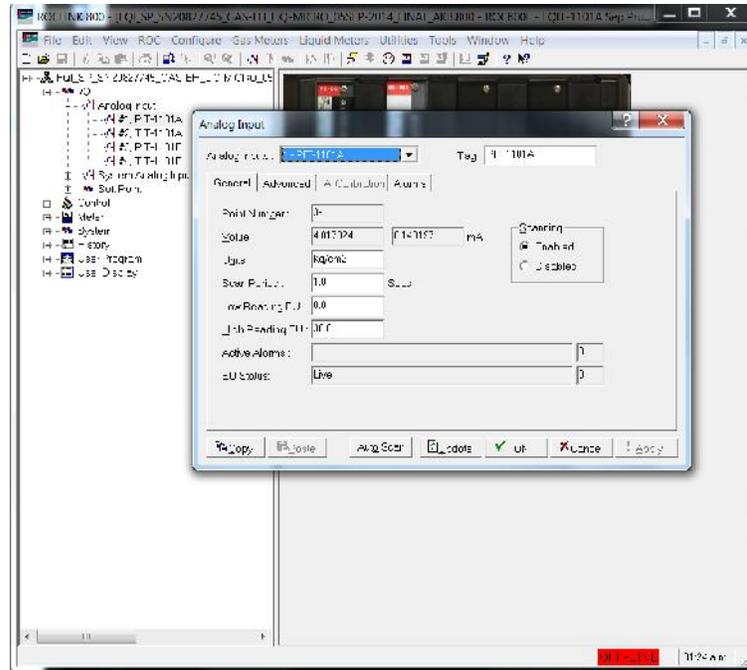


Figura 5.8 Sistemas de medición del separador de prueba FA-1101

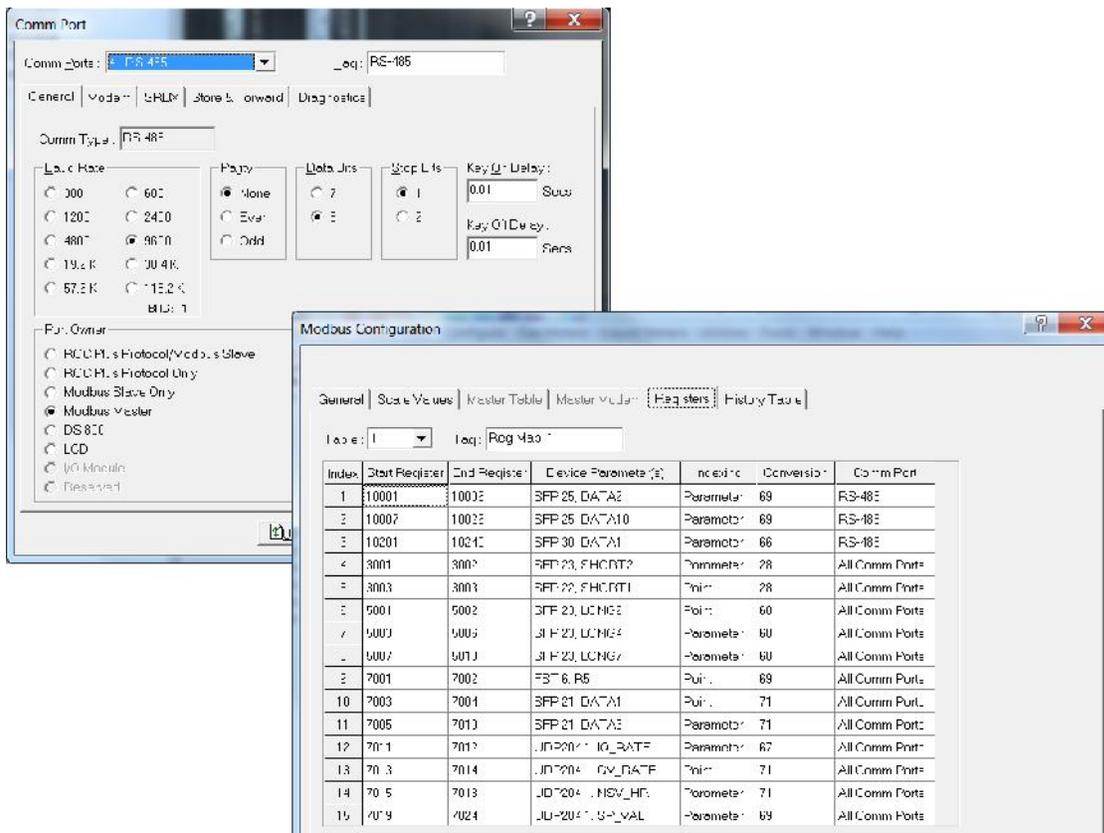
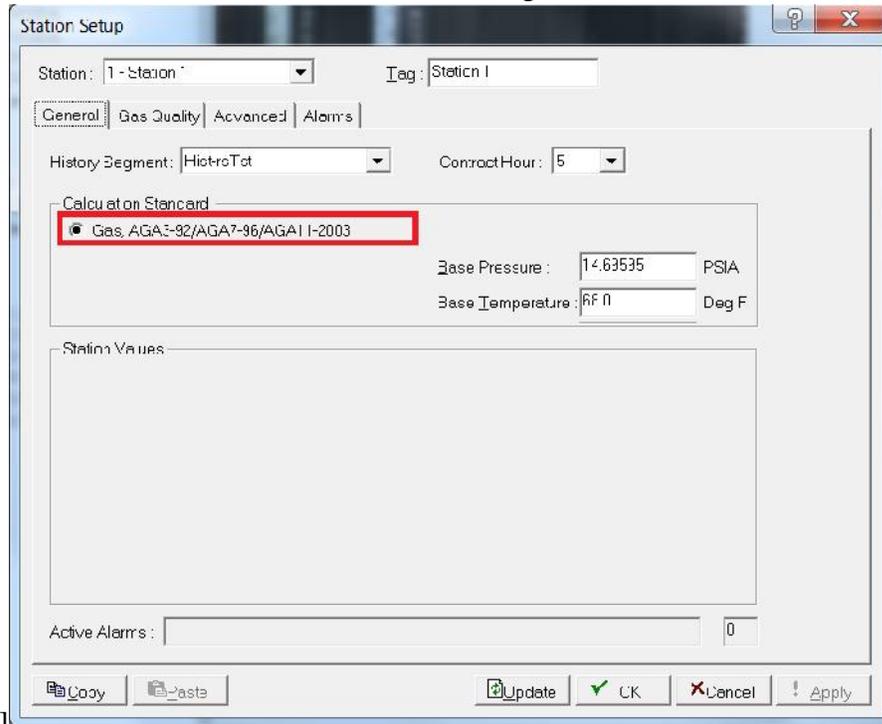


Figura 5.9 Configuración de registros Modbus para la lectura de datos de los medidores Coriolis

3. Activar el cálculo de volumen de gas por AGA 11 e ingresar las condiciones base a las cuales se realizara el cálculo de volumen ver figura 5.10.



[17]

Figura 5.10 Definición de condiciones base

4. Definir el tipo de medidor de densidad y establecer los registros de entrada de donde serán obtenido los datos ver figura 5.11.

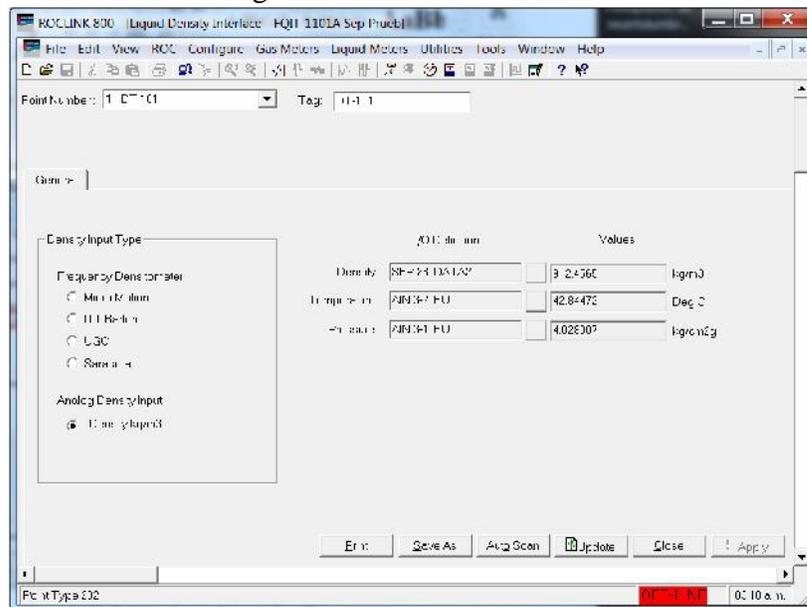


Figura 5.11 Definición del medidor de densidad

- Concluido las definiciones de las señales de entrada que se requieren para el cálculo de volumen de gas y de líquidos, se realizara la configuración de los pozos los cuales se medirán en el separador, así como también se desarrolla el control y selección de pozos a medición a través de las FST (Tablas de Funciones Secuenciales), ver figura 5.12.

STEP	LABEL	CMD	ARGUMENT 1	ARGUMENT 2
2		==	2	P2
3		==	3	P3
4		==	4	P4
5		==	5	P5
6		==	6	P6
7		==	7	P7
8		==	8	P8
9		==	9	P9
10		==	10	P10
11		==	11	P11
12		==	12	P12
13		==	13	P13
14		GO	NOPOZO	
15	P1	MSG	POZO C-95D	0
16		GO	FIN	
17	P2	MSG	POZO C-99D	0
18		GO	FIN	
19	P3	MSG	POZO C-1019	0
20		GO	FIN	
21	P4	MSG	POZO C-1029	0
22		GO	FIN	
23	P5	MSG	POZO C-1067	0
24		GO	FIN	
25	P6	MSG	POZO C-3047D	0
26		GO	FIN	
27	P7	MSG	POZO C-3050	0
28		GO	FIN	
29	P8	MSG	POZO C-3056	0
30		GO	FIN	
31	P9	MSG	POZO C-3060	0
32		GO	FIN	
33	P10	MSG	POZO C-3085	0
34		GO	FIN	

STEP	LABEL	CMD	ARGUMENT 1	ARGUMENT 2
43		-	3	NOTST
44		MS2	EN PRUEBA	0
45		VAL	FST 6, R5	
46		SAV	FST 1, R1	
47		GO	FIN2	
48	NOTST	MS2	INACTIVA	0
49	FIN2	VAL	SFP 23, SHORT1	
50		+	SFP 29, BYTE1	
51		==	0	INACT
52		VAL	1	
53		SAV	SFP 23, SHORT1	
54		VAL	SFP 29, BYTE2	
55		-	0	1ERTST
56		WT	10	
57		VAL	CLK 1, SECOND	
58		SAV	SFP 29, LONG1	
59		SAV	SFP 29, LONG3	
60		SAV	SFP 29, LONG2	
61		VAL	1	
62		SAV	UDP210 1, S_CMD	
63		SAV	UDP210 2, S_CMD	
64		SAV	UDP210 3, S_CMD	
65		SAV	SFP 29, BYTE2	
66		VAL	SFP 23, LONG3	
67		SAV	SFP 23, LONG4	
68		VAL	SFP 23, LONG6	
69		SAV	SFP 23, LONG7	
70		WT	1	
71		VAL	UDP210 1, TKT_NO	
72		SAV	SFP 23, LONG2	
73	1ERTST	VAL	CLK 1, SECOND	
74		==	SFP 29, LONG1	JMP1
75		VAL	1	

Figura 5.12 Definición y control de pozos a medición

- Para el control de la realización de las pruebas de aforo se desarrolla una pantalla en la que se escriben los datos de la composición de gas de cada uno de los pozos, los que se pueden alinear al separador FA-1101. En esta pantalla de configuración de prueba se podrá iniciar la medición y establecer el tiempo en que el separador estará midiendo. Ver figura 5.13.
- Por último se desarrolla una pantalla donde se visualicen los datos de medición de las pruebas del separador FA-1101, ver figura 5.14.

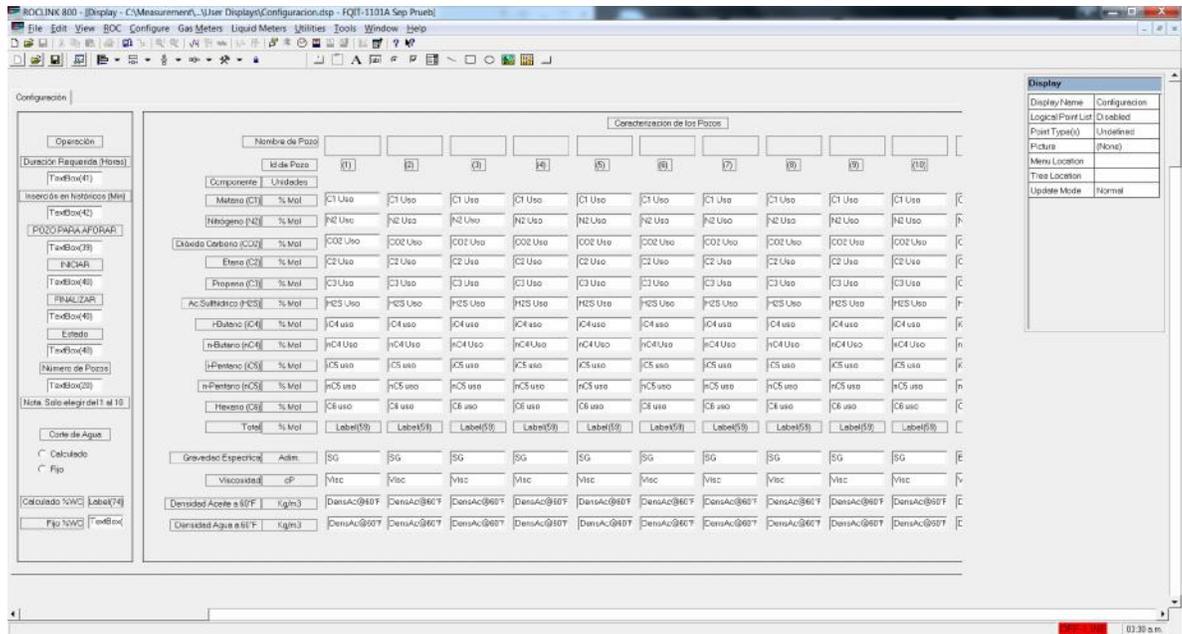


Figura 5.13 Pantalla de control de prueba de aforo de pozo

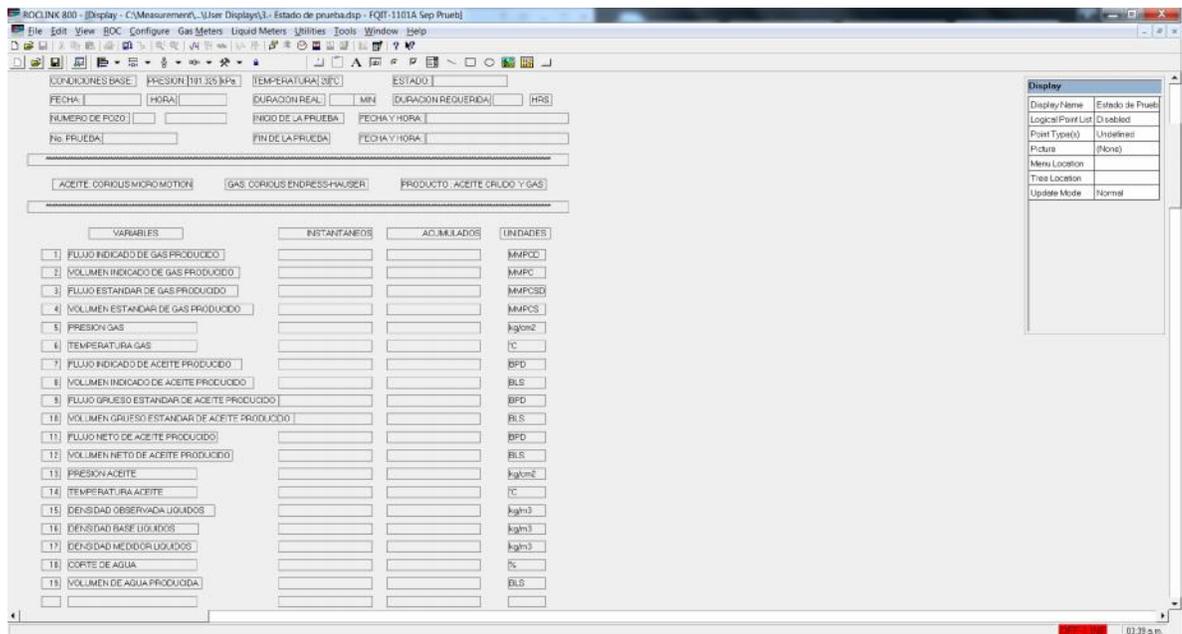


Figura 5.14 Pantalla de reporte de medición de los SEM

### 5.3 Resultados de medición

Una vez concluida la configuración del ROC809L, se inicia el proceso de la puesta en operación con el aforo del pozo C-1019. Configurando la prueba de aforo con una duración de 2 horas y cargando la composición cromatografía que corresponde al pozo seleccionado como se visualiza en la figura 5.15.

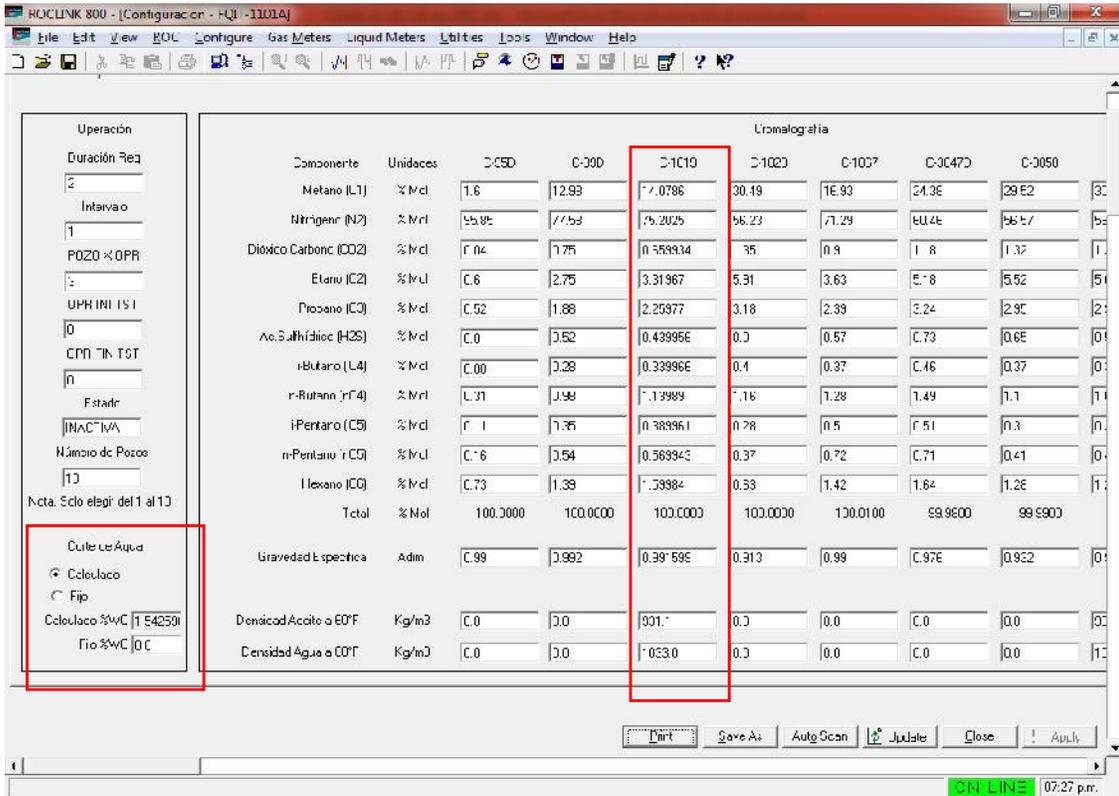


Figura 5.15 Configuración de aforo de pozo

Iniciado el paso de flujo en sistema de medición de gas se tiene el volumen a condiciones base que se muestra en la tabla 5.1.

Variable	Valor	Unidad
Flujo Masa ( $Q_{mu}$ )	19523	lbm/h
Presión ( $P_f$ )	58.88445	psig
Temperatura ( $T_f$ )	108.2228	°F
Densidad a condiciones base ( $\rho_b$ )	0.0745553	lb/ft <sup>3</sup> @T <sub>b</sub> ,P <sub>b</sub>
Densidad a condiciones de flujo ( $\rho_f$ )	0.3479939	lb/ft <sup>3</sup> @T <sub>f</sub> ,P <sub>f</sub>
<b>Flujo Volumétrico a condiciones base (<math>Q_b</math>)</b>	<b>6284623.628</b>	<b>PCSD@T<sub>b</sub>,P<sub>b</sub></b>
	<b>6284.623628</b>	<b>MPCSD@T<sub>b</sub>,P<sub>b</sub></b>

Tabla 5.1 Resultados de medición de gas a través del SEM

El volumen calculado por el sistema de medición de líquidos se muestra en la tabla 5.2.

<b>CALCULOS DE VOLUMEN DE LIQUIDOS - CORIOLIS FLUJO MASA</b>		
TEMP LÍQUIDOS	42.54	°C
PRESION LIQUIDOS	4.27	kg/cm <sup>2</sup>
DENSIDAD OBSERVADA	910.28	kg/cm <sup>3</sup>
TEMP LIQ DENS	42.54	°C
PRES LIQ DENS	4.27	kg/cm <sup>2</sup>
VI (F MASS)	490000.00	lbm/d
GV	1535.7591	BPD
<b>GSV</b>	<b>1511.2484</b>	<b>BPD</b>
<b>NSV</b>	<b>1511.2484</b>	<b>BPD</b>

Tabla 5.2 Resultados de medición de gas a través del SEM

Para confirmar el cálculo de los volúmenes obtenido por el computador de flujo, a través de la implementación de los algoritmos de cálculo AGA 11 y API 11.1, PEMEX requiere una validación que se realiza entre el resultado obtenido por el computador de flujo y un software validado por un laboratorio de calibración. En este caso se usó el software FlowCheck [17] el cual está validado por el laboratorio de calibración holandés NMI Metrology [18]. El software FlowCheck es alimentado por la información que le ingresa el operador.

Para considerar que el cálculo de volumen de gas y de líquido en el ROC809L es correcto la diferencia entre lo reportado por el ROC809L y el software Flowcheck en medición de gas debe ser menor a 0.003% y en medición de aceite la diferencia debe ser menor a 0.005%

Los resultados de esta comparación se muestran en la tabla 5.5 para el caso de medición de gas y la tabla 5.6 para medición de líquido.

En el caso de la comparativa de la medición de gas se ingresaron en el software FlowCheck los mismos datos con los que calculo el volumen el computador de flujo ROC809L los cuales se muestran en la tabla 5.3.

<b>VALIDACIÓN DEL CALCULO DE VOLUMEN DE GAS ENTRE ROC809L / FLOWCHECK</b>			
T <sub>b</sub>	20	°C (68 °F)	FLOWCHECK/ROC809L
P <sub>b</sub>	14.69595	psia	FLOWCHECK/ROC809L
Q <sub>mu</sub>	19523	lbm/h	ROC809L
F <sub>p</sub>	1.000000		
P <sub>f</sub>	58.88445	psig	ROC809L
T <sub>f</sub>	108.2228	°F	ROC809L
P <sub>cal</sub>	0.000000	psig	CERTIFICADO CORIOLIS

P <sub>effect</sub>	0.000000	%rate/psig	CERTIFICADO CORIOLIS
b	0.0745595	lb/ft3@Tb,Pb	FLOWCHECK
b	0.0745553	lb/ft3@Tb,Pb	ROC809L
f	0.3480140	lb/ft3@Tf,Pf	FLOWCHECK
f	0.3479939	lb/ft3@Tf,Pf	ROC809L
NITROGENO	75.2025	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
DIOX. CARB.	0.659934	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
METANO	14.0786	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
ETANO	3.31967	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
PROPANO	2.25977	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
n-BUTANO	1.13989	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
I-BUTANO	0.339966	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
n-PENTANO	0.569943	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
i-PENTANO	0.389961	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
HEXANO+	1.59984	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
H2S	0.439956	%MOL	FLOWCHECK/ROC809L
SUMA	100.0000	%MOL	
Q <sub>b</sub>	6284623.628	PCSD@Tb,Pb	
	6284.623628	MPCSD@Tb,Pb	

Tabla 5.3 Datos ingresados en el software Flowcheck en base a los resultados del ROC809L para la medición de gas

Para la comparativa de la medición de líquido se ingresaron en el software FlowCheck los mismos datos con los que calculo el volumen el computador de flujo ROC809L los cuales se muestran en la tabla 5.4.

<b>VALIDACIÓN DEL CALCULO DE VOLUMEN DE LIQUIDO ENTRE ROC809L / FLOWCHECK</b>			
PRESION BASE	14.69595	PSIA	FLOWCHECK/ROC809L
TEMPERATURA BASE	20.00000	°C	FLOWCHECK/ROC809L
TEMP LÍQUIDOS	42.54	°C	FLOWCHECK/ROC809L
PRESION LIQUIDOS	4.27	kg/cm <sup>2</sup>	FLOWCHECK/ROC809L
DENSIDAD OBSERVADA	910.28	kg/cm <sup>3</sup>	FLOWCHECK/ROC809L
TEMP LIQ DENS	42.54	°C	FLOWCHECK/ROC809L
PRES LIQ DENS	4.27	kg/cm <sup>2</sup>	FLOWCHECK/ROC809L
VI (F MASS)	490000.00	lbm/d	FLOWCHECK/ROC809L
GV	1535.7591	BPD	
K VOLUMETRICO	FACTOR 100000	pul/b	FLOWCHECK/ROC809L
FRECUENCIA	1777.50276	Hz	FLOWCHECK/ROC809L

<b>GSV</b>	<b>1511.2484</b>	<b>BPD</b>	
<b>NSV</b>	<b>1511.2484</b>	<b>BPD</b>	

Tabla 5.4 Datos ingresados en el software Flowcheck en base a los resultados del ROC809L para la medición de líquido

De los resultados mostrados en la tabla 5.5, en donde se observa que el error entre el ROC809L y el Flowcheck tienen un error de 0.00005%. Estando dentro del 0.005% esperado, con lo cual se puede concluir que la implementación del algoritmo de cálculo AGA 11 fue implementada correctamente en el computador de flujo ROC 809L.

<b>RESULTADOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS</b>					
<b>VARIABLE</b>	<b>ROC809L</b>		<b>FLOWCHECK</b>		<b>ERROR RELATIVO</b>
(F MASA)	19523.0000	lbm/h	19523.0000	lbm/h	0.00000%
Qf	1.3464	MMPCD	1.3464	MMPCD	0.00578%
b	0.074555	lb/ft <sup>3</sup>	0.0745595	lb/ft <sup>3</sup>	-0.00563%
f	0.347994	lb/ft <sup>3</sup>	0.3480140	lb/ft <sup>3</sup>	-0.00578%
Qb	6284.6270	MPCSD	6284.623628	MPCSD	0.00005%

Tabla 5.5 Resultado de la comparativa de resultados entre el Flowcheck y el computador de flujo ROC809L de la medición de gas

La comparación de la medición de líquido se muestran de la tabla 5.6, donde se observa que el error entre ambos resultados es de 0.00385%. Estando dentro del 0.005% esperado, por tal motivo también se puede concluir que la implementación del algoritmo de cálculo API 11.1 fue implementada correctamente en el computador de flujo ROC809L.

<b>RESULTADOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LIQUIDO</b>					
<b>VARIABLE</b>	<b>ROC809L</b>		<b>FLOWCHECK</b>		<b>ERROR RELATIVO</b>
<b>FLUJO MASA</b>	20416.6667	lbm/h	20410.4758	lbm/h	0.03033%
<b>GV</b>	1535.7591	BPD	1535.7624	BPD	-0.00021%
<b>GSV</b>	1511.2484	BPD	1511.1902	BPD	0.00385%
<b>NSV</b>	1511.2484	BPD	1511.1899	BPD	0.00387%

Tabla 5.6 Resultado de la comparativa de resultados entre el Flowcheck y el computador de flujo ROC809L de la medición de líquido

## Capítulo 6. Cálculo de Incertidumbre de la Medición de Volumen de Gas y Aceite

La medición de la incertidumbre es un proceso complejo que involucra diversos conceptos técnicos concernientes al campo de la probabilidad y la estadística. El concepto de incertidumbre siempre debe estar asociado a un proceso de medición debido a la incapacidad de establecer medidas concretas y verdaderas.

El establecimiento de un valor de incertidumbre implica un conocimiento profundo sobre los fenómenos físicos y los modelos matemáticos que describen el proceso de medición en cuestión. El análisis involucrado en el cálculo de incertidumbres normalmente se ajusta a la *Guide to the expression of uncertainty in Measurement* (GUM), publicada por el *Bureau International des Poids et Mesures* (BIPM), que es la autoridad mundial sobre asuntos de metrología [18].

En la actualidad no existe un método universal para estimar la incertidumbre de las mediciones, debido a la diversidad de los tipos de medición y de las variables que afectan a cada tipo. Sin embargo, el Centro Nacional de Metrología (CENAM) publicó una guía con el propósito de unificar criterios en la estimación de las incertidumbres de las mediciones. La necesidad de esta guía tiene su origen en las diversas interpretaciones de la *Guide to the expression of Uncertainty in Measurement* (GUM) Guía para la expresión de la incertidumbre en las mediciones.

El propósito de una medición es determinar el valor de una magnitud llamada **el mensurado** atributo sujeto a medición de un fenómeno, cuerpo o sustancia que se puede distinguir cualitativamente y se puede determinar cuantitativamente, y en términos más sencillos sería la magnitud que interesa medir por medio de algún instrumento.

Cuando se obtiene una medición por medio de algún instrumento se contempla que se está obteniendo la mejor estimación del valor del mensurado y que se está considerando la estimación de la incertidumbre de dicho valor. Debido a esta consideración, es necesario que se tenga una constante revisión de la incertidumbre de las mediciones, así como de las calibraciones del equipo.

La imperfección natural de la realización de las mediciones hace imposible conocer con certeza absoluta el valor verdadero de una magnitud, toda medición lleva implícita una incertidumbre, que de acuerdo al VIM, es un parámetro que caracteriza la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al mensurando.

## **6.1 Estimación de Incertidumbre de la medición de acuerdo a la GUM**

A continuación se describe el método desarrollado para la estimación de la incertidumbre

### **6.1.1 Definición del mensurando**

Para poder establecer de manera correcta el mensurando es necesario considerar el principio físico de medición y las condiciones generales bajo las cuales se realiza una medición, con el fin de establecer fuentes que puedan provocar variación en las mediciones.

El resultado de una medición incluye la mejor estimación del valor del mensurando y una estimación de la incertidumbre sobre ese valor. La incertidumbre se compone de contribuciones de diversas fuentes, algunas de ellas descritas por las magnitudes de entrada respectivas. Algunas contribuciones son inevitables por la definición del propio mensurando, mientras que otras pueden depender del principio de medición, del método y del procedimiento seleccionados para la medición.

### **6.1.2 Establecer los principios físicos y modelos matemáticos asociados**

Se deben considerar todos los fenómenos físicos que intervienen en el proceso de medición con el fin de definir un modelo físico, el cual es necesario para llevar a cabo la simplificación del fenómeno o de la situación real, conservando las características más relevantes para el propósito pretendido, mediante la construcción de un modelo para la medición.

Un modelo físico de la medición consiste en el conjunto de suposiciones sobre el propio mensurando y las variables físicas o químicas relevantes para la medición. Estas suposiciones usualmente incluyen:

- ) Relaciones fenomenológicas entre variables.
- ) Consideraciones sobre el fenómeno; como conservación de cantidades, comportamiento temporal, comportamiento espacial, simetrías, etc.
- ) Consideraciones sobre propiedades de la sustancia como homogeneidad e isotropía.

Una medición física, por simple que sea, tiene asociado un modelo que sólo aproxima el proceso real. El modelo físico se representa por un modelo descrito con lenguaje matemático, es decir, se identifica y expresa matemáticamente en cuando menos una ecuación. El modelo matemático supone aproximaciones originadas por la representación limitada de las relaciones entre las variables involucradas.

Considerando a la medición como un proceso, se identifican magnitudes de entrada denotadas por el conjunto  $\{X_i\}$  expresión en la cual el índice  $i$  toma valores entre 1 y el número de magnitudes de entrada  $N$ .

La relación entre las magnitudes de entrada y el mensurando  $Y$  como la magnitud de salida se representa como una función (Ecuación 7.1) representada por una tabla de valores correspondientes, una gráfica o una ecuación, en cuyo caso y para los fines de este documento se hará referencia a una relación funcional.

$$Y = f(\{X_i\}) = f(X_1, X_2, \dots, X_N) \quad (6.1)$$

Este paso puede ser el más difícil de todos, ya que no es simple encontrar un modelo que represente adecuadamente lo que se requiere determinar, entre mejor representado sea, mejor estimado se podrá obtener.

En el caso más simple, la medición comprende al menos dos magnitudes, es decir la magnitud que se quiere medir y la magnitud que se observa (método directo). Sin embargo, en todo proceso de medición actúan una serie de magnitudes que influyen, algunas de las cuales son conocidas sólo de forma aproximada y pueden o no introducirse en el cálculo. En casos más complicados, el valor del mensurado puede determinarse por un método indirecto, o sea, a partir de su relación funcional con otras magnitudes [18].

El modelo puede ser tan simple como la igualdad de 2 magnitudes o tan complejo como una ecuación de un gran número de variables interrelacionadas.

### **6.1.3 Identificar las fuentes de incertidumbre**

Una vez definido el modelo con sus magnitudes de entrada, se identifican los factores que pueden afectar significativamente en la determinación del mensurando, pero que no forman parte del mismo. Es decir, aquellas que no se pueden representar en el modelo matemático pero que afectan el mensurando, también llamadas magnitudes de influencia o fuentes de incertidumbre.

Es práctica común comenzar con las fuentes que afectan a cada una de las variables de entrada ya que por el principio de la propagación de la incertidumbre estos errores se propagan y causan errores en la medición realizada.

Debe ser organizada una lista de todas las fuentes relevantes de incertidumbre. La intención es dejar establecidas claramente las diferentes fuentes que deben ser consideradas en el análisis de la incertidumbre.

Estas provienen de los diversos factores involucrados en la medición, por ejemplo:

- J Definición incompleta del mensurando.
- J Los resultados de la calibración del instrumento.
- J La incertidumbre del patrón o del material de referencia.
- J La repetibilidad de las lecturas.
- J La reproducibilidad de las mediciones por cambio de observadores, instrumentos u otros elementos.
- J Características del propio instrumento, como resolución, histéresis, deriva, etc.
- J Variaciones de las condiciones ambientales.
- J El modelo particular de la medición
- J Variaciones en las magnitudes de influencia.

Una vez que la lista de fuentes de incertidumbre es organizada, sus efectos en el resultado pueden, en principio, ser representados por un modelo de medición formal, en el cual cada efecto está asociado a un parámetro o variable en una ecuación. Entonces, la ecuación forma un modelo completo del proceso de medición en términos de todos los factores individuales que afectan el resultado.

No es recomendable desechar algunas de las fuentes de incertidumbre por la suposición de que es poco significativa sin una cuantificación previa de su contribución, comparada con las demás, apoyadas en mediciones. Es preferible la inclusión de un exceso de fuentes que ignorar algunas entre las cuales pudiera descartarse alguna importante. No obstante, siempre estarán presentes efectos de la experiencia, conocimientos y actitud crítica del analista permitirán calificar como irrelevantes después de las debidas consideraciones.

Por ejemplo, en la medición de la humedad relativa que se mide con higrómetro y se consideran las siguientes fuentes de incertidumbre relacionadas con esta variable.

- J Calibración del higrómetro.
- J Resolución del higrómetro.
- J Variación de la humedad relativa del aire.

Es preciso decir que esta caracterización se debe realizar para cada una de las variables de entrada así como otras posibles fuentes de incertidumbre.

Es recomendable realizar un diagrama de árbol que especifique la relación entre todas las variables y que muestre las fuentes de incertidumbre identificadas como el que se muestra en la figura 6.1. La cual muestra las fuentes de incertidumbre que afectan a cada una de las magnitudes a través de la cual se calcula la densidad del agua ( $\rho_a$ ), un ejemplo la Humedad Relativa (HR) para la medición de la humedad relativa se hace uso de un instrumento de medición (higrómetro) el cual tiene una resolución en su lectura de medición y por la cual contribuye con un % de incertidumbre en la medición, otra fuente de incertidumbre es la estabilidad de las lecturas del instrumento.

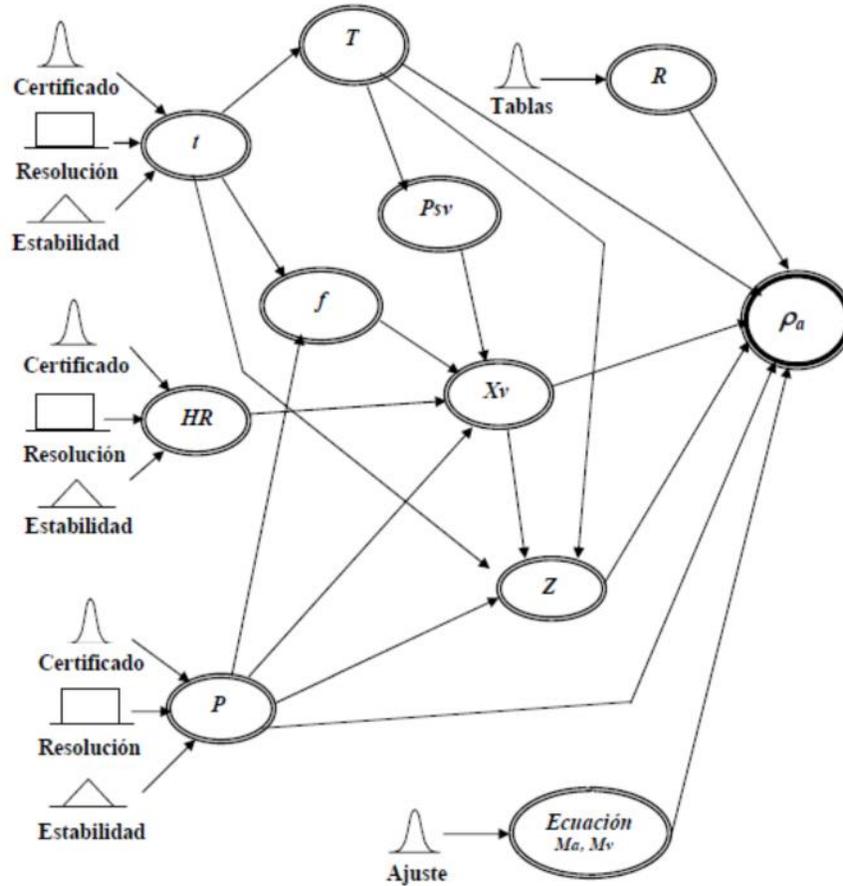


Figura 6.1 Diagrama de árbol que representa la relación entre variables.

### 6.1.4 Cuantificar la incertidumbre estándar $u(x_i)$ de cada fuente.

Se debe cuantificar la incertidumbre que aporta cada fuente. En la literatura se distinguen dos métodos para cuantificar la incertidumbre de las fuentes, que son el Método de evaluación tipo A y el Método de evaluación tipo B.

El método de evaluación tipo A está basado en un análisis estadístico de una serie de mediciones, mientras el método de evaluación tipo B comprende todas las demás maneras de estimar la incertidumbre.

Cabe mencionar que esta clasificación no significa que exista alguna diferencia en la naturaleza de los componentes que resultan de cada uno de los dos tipos de evaluación, puesto que ambos tipos están basados en distribuciones de probabilidad. La única diferencia es que en una evaluación tipo A se estima esta distribución basándose en mediciones repetidas obtenidas del mismo proceso de medición, mientras en el caso de tipo B se supone una distribución con base en experiencia o información externa obtenida.

En la práctica esta clasificación no tiene consecuencia alguna en las etapas siguientes para estimar la incertidumbre combinada.

**Método de evaluación tipo A de la incertidumbre estándar.**

La evaluación tipo A de la incertidumbre típica se utiliza cuando se han realizado  $n$  observaciones independientes de una de las magnitudes de entrada  $X_i$  bajo las mismas condiciones de medida. Si este proceso de medida tiene suficiente resolución, se podrá observar una dispersión o fluctuación de los valores obtenidos.

Supóngase que la magnitud de entrada  $X_i$  medida repetidas veces, es la magnitud  $Q$  con ( $n|n > 1$ ) observaciones estadísticamente independientes, el valor esperado de la magnitud  $Q$  es  $\bar{q}$ , la media aritmética o el promedio de todos los valores observados ( $q_j|j = 1, 2, \dots, n$ ), debido a que la media se considera como el valor más representativo de toda la distribución. ( $m d e X_i = \bar{q}$ ).

$$\bar{q} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n q_j, \tag{6.2}$$

La varianza de un conjunto de datos es una medida de la dispersión estadística de una variable, indica cómo sus posibles valores se distribuyen alrededor del valor esperado y es el promedio de las distancias cuadradas de cada valor con respecto a la media, debido a que la media se considera como el valor más representativo de toda la distribución. Se denota por  $s^2$  o por  $s_{n-1}^2$  dependiendo del valor que se utilice para promediar. Se divide entre  $n$ , cuando se considera que se tienen todos los datos posibles, y se divide entre  $n-1$  cuando se tiene solo una fracción de los datos. Las ecuaciones para determinar la varianza son:

$$s_n^2(q) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2, \tag{6.3}$$

Y

$$s_{n-1}^2(q) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2, \tag{6.4}$$

Donde:

- $s^2$  Varianza de los datos.
- $q_i$  I-esimo dato experimental.
- $\bar{q}$  Valor medio de los datos experimentales.

La mejor estimación de la varianza respecto a la media aritmética  $\bar{q}$  es la varianza experimental de la media aritmética, que viene dada por:

$$s_n^2(\bar{q}) = \frac{s_n^2(q)}{n} \quad (6.5)$$

$$s_{n-1}^2(\bar{q}) = \frac{s_{n-1}^2(q)}{n} \quad (6.6)$$

La desviación estándar, también llamada desviación típica, es una medida de dispersión usada en estadística para indicar cuánto tienden a alejarse los valores del promedio en una distribución. Dicho de otra manera, la desviación estándar es una medida del grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio.

Su raíz cuadrada positiva se denomina desviación típica experimental respecto a la media aritmética. La incertidumbre estándar  $u(x_i)$  asociada a la estimación de entrada  $q$  es la desviación estándar experimental de la media. Si se cuenta con toda la población de datos:

$$u(x_i) = \sqrt{s_n^2(\bar{q})} = \sqrt{\frac{s_n^2(q)}{n}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2}}{\bar{n}} = \frac{s_n(q)}{\bar{n}} \quad (6.7)$$

Si se cuenta con una pequeña muestra de datos:

$$u(x_i) = \sqrt{s_{n-1}^2(\bar{q})} = \sqrt{\frac{s_{n-1}^2(q)}{n}} = \frac{\sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (q_i - \bar{q})^2}}{\bar{n}} = \frac{s_{n-1}(q)}{\bar{n}} \quad (6.8)$$

La varianza experimental respecto a la media y la desviación típica experimental de la media puede ser utilizada como medidas de las fuentes de incertidumbre.

En ocasiones no es posible o práctico realizar numerosos experimentos para determinar la desviación estándar experimental, por lo que se recurre a la práctica o a la literatura para asignar una distribución de probabilidad a la fuente de incertidumbre en cuestión y se aplica la fórmula para calcular su desviación estándar para cuantificar su incertidumbre.

Las distribuciones de probabilidad más utilizadas en este ámbito son:

) *Distribución normal.*

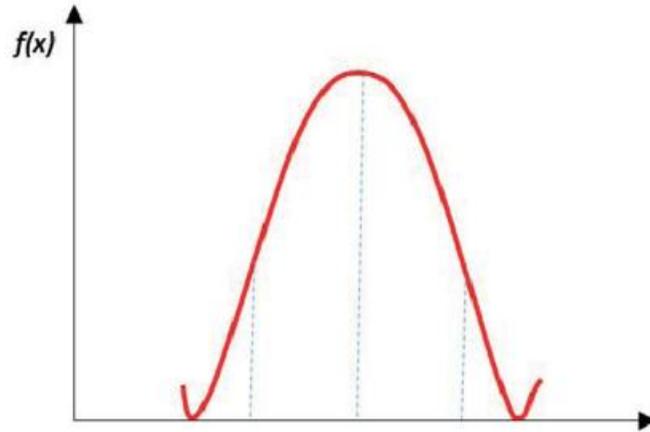


Figura 6.2 Distribución normal

Los resultados de una medición repetida afectada por una o más magnitudes de influencia que varían aleatoriamente, generalmente siguen en buena aproximación una distribución normal. También la incertidumbre indicada en certificados de calibración se refiere generalmente a una distribución normal.

$$u(x_i) = \frac{U}{k} \quad (6.9)$$

) *Distribución rectangular.*

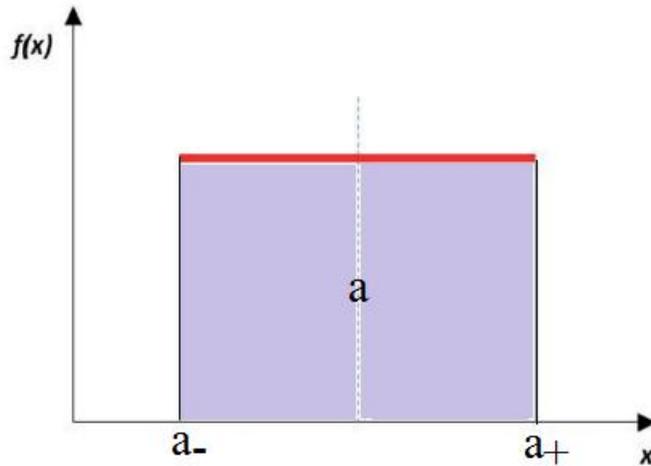


Figura 6.3 Distribución rectangular

En una distribución rectangular cada valor en un intervalo dado tiene la misma probabilidad, o sea la función de densidad de probabilidad es constante en este intervalo. Ejemplo típico son la resolución de un instrumento digital o la información técnica sobre tolerancia del instrumento. En general, cuando exclusivamente hay conocimiento de los límites superior  $a_+$  e inferior  $a_-$  del intervalo de variabilidad de la magnitud de entrada, lo más conservador es suponer una distribución rectangular.

$$x_i = \frac{a_+ + a_-}{2} \quad (6.10)$$

y la incertidumbre estándar se calcula por:

$$u(x_i) = \frac{a_+ - a_-}{\sqrt{12}} \quad (6.11)$$

o por:

$$u(x_i) = \frac{a/2}{\sqrt{3}} \quad (6.12)$$

Donde  $a/2$  es el semiancho del intervalo  $a$  con

$$a = a_+ - a_- \quad (6.13)$$

) Distribución triangular.

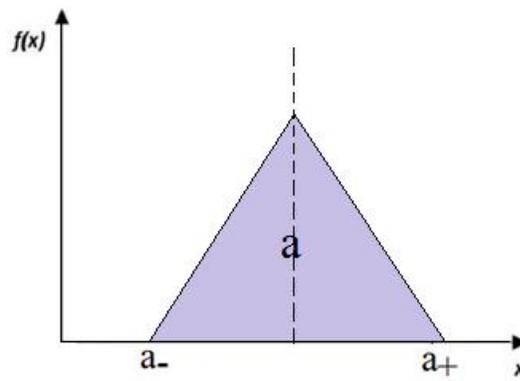


Figura 6.4 Distribución triangular

Es adecuado basar la estimación de la incertidumbre en esta distribución si además del conocimiento de los límites superior  $a_+$  e inferior  $a_-$  hay evidencia de que la probabilidad es más alta para valores en el centro del intervalo y se reduce hacia los límites.

$$x_i = \frac{a_+ + a_-}{2} \quad (6.14)$$

La incertidumbre estándar se calcula para este caso por:

$$u(x_i) = \frac{a_+ - a_-}{\sqrt{12}} = \frac{a/2}{\sqrt{3}} \quad (6.15)$$

La mayoría de las veces es más conveniente recurrir a asignar una distribución de probabilidad para minimizar las variaciones debidas a la falta de repetibilidad.

### **Método de evaluación tipo B de la incertidumbre estándar**

En una evaluación tipo B de la incertidumbre de una magnitud de entrada se usa información externa u obtenida por experiencia. Las fuentes de información pueden ser:

) Certificados de calibración.

- ) Manuales del instrumento de medición, especificaciones del instrumento.
- ) Normas o literatura.
- ) Valores de mediciones anteriores.
- ) Conocimiento sobre las características o el comportamiento del sistema de medición.

### 6.1.5 Calcular la incertidumbre combinada para cada variable de entrada $u_c(x_i)$

Se debe obtener una magnitud denominada incertidumbre combinada, la cual debe conjuntar los valores de incertidumbre de cada fuente para cada una de las variables de entrada.

En el caso de magnitudes de entrada no correlacionadas, la incertidumbre combinada  $u_c(y)$  se calcula por la suma geométrica de las contribuciones particulares:

$$u_c(x_i) = \sqrt{\sum_{j=1}^n u_j^2(x_i)} \quad (6.16)$$

Donde:

- $u_c(x_i)$  Incertidumbre combinada para la variable ( $x_i$ )
- $u_j(x_i)$  Representa la incertidumbre estándar de la j-esima fuente para la i-esima variable de entrada.

En algunos casos es posible medir el impacto de cada fuente de incertidumbre en cada variable de entrada, para ello se recurre al uso de la ley de propagación de la incertidumbre, esta ley requiere del cálculo de derivadas parciales del modelo en cuestión y se explica posteriormente.

### 6.1.6 Calcular los coeficientes de sensibilidad $C_i$

En este punto, ya se tiene un estimado de la incertidumbre estándar del valor de cada una de las magnitudes de entrada asociadas al modelo matemático. Sin embargo, ahora se debe de identificar cuáles tienen un mayor impacto en el mensurando. Para lo anterior, se realiza un procedimiento matemático básico, derivar parcialmente el mensurando respecto a cada una de las magnitudes de entrada. A esta derivada se le denomina coeficiente de sensibilidad, que como el nombre lo dice, es un número (o variable) que indica que tan “sensible” es el mensurando a un cambio de esa variable (magnitud de entrada). Entre mayor sea el número (en absoluto) más sensible será el mensurando a cambios de esa variable.

Es importante considerar todos los modelos matemáticos de los que se apoya el proceso de medición y no sólo considerar las derivadas parciales en donde el mensurando sea la

variable dependiente. Cuando se cuenta con diversos modelos matemáticos interrelacionados se suele recurrir a la regla de la cadena para contabilizar todos los posibles impactos de una variable en el modelo.

### Determinación a partir de una relación funcional

Si el modelo matemático para el mensurando  $y = f(\{X_i\}) = f(x_1, x_2, \dots, x_N)$ , describe la influencia de la magnitud de entrada  $x_i$  suficientemente bien mediante una relación funcional. El coeficiente de sensibilidad  $C$  se calcula por la derivada parcial de la función  $f$  con respecto a  $x_i$ :

$$C_i = \frac{\delta (X_i \dots X_N)}{\delta x_i} \quad (6.17)$$

### Otros métodos de determinación

Si la influencia de la magnitud de entrada  $X_i$  en el mensurando  $Y$  no está representada por una relación funcional, se determina el coeficiente de sensibilidad  $C_i$  por una estimación del impacto de una variación de  $x_i$  en  $y$  según:

$$C_i = \frac{y}{x_i} \quad (6.18)$$

Esto es, manteniendo constantes las demás magnitudes de entrada, se determina el cambio de  $Y$  producido por un cambio en  $X_i$  por una medición o a partir de la información disponible (como una gráfica o una tabla).

Cuando no se tiene un modelo matemático, estos coeficientes se determinan de manera experimental variando cada una de las magnitudes de entrada y registrando el cambio que producen en el mensurando. Esa razón de cambio es el coeficiente de sensibilidad, sin embargo, en un gran número de ocasiones esta experimentación es costosa y/o inviable para el laboratorio.

## 6.1.7 Calcular la incertidumbre estándar combinada $u_c(y)$

Una vez que se ha identificado y cuantificado el mensurando, magnitudes de entrada y fuentes de incertidumbre, se procede a realizar una combinación de tal forma que se obtenga un valor de incertidumbre total sobre la determinación del mensurando. Esta incertidumbre total, es denominada incertidumbre estándar combinada y se denota por  $u_c(y)$ , en la cual se contiene toda la información esencial sobre la incertidumbre del mensurado  $y$ .

Para el cálculo de la incertidumbre estándar combinada, es necesario realizar los productos de las incertidumbres combinadas  $u_c(x_i)$  de cada fuente de incertidumbre multiplicada por su respectivo coeficiente de sensibilidad  $C_i$ . Posteriormente sumar el cuadrado de cada producto y obtener la raíz de dicha suma. Matemáticamente queda expresado como:

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (C_i u_c(x_i))^2} \quad (6.19)$$

La ecuación 6.19 determina la incertidumbre combinada estándar que manifiesta la variación que puede sufrir la incertidumbre de acuerdo a todas las variables de entrada y a las fuentes de incertidumbre consideradas para cada una de ellas. La anterior ecuación es una expresión de la ley de la propagación de la incertidumbre. Esta ley se debe aplicar exclusivamente para combinar incertidumbres estándar. De ninguna manera debe ser utilizada para combinar intervalos de confianza.

Cabe destacar que la anterior expresión de la incertidumbre está dada en las mismas unidades del mensurando.

### 6.1.8 Calcular la incertidumbre expandida $U(y)$

La forma de expresar la incertidumbre como parte de los resultados de la medición depende de la conveniencia del usuario. A veces se comunica simplemente como la incertidumbre estándar combinada, otras ocasiones como un cierto número de veces tal incertidumbre, algunos casos requieren que se exprese en términos de un nivel de confianza dado, etc. En cualquier caso, es indispensable comunicar sin ambigüedades la manera en que la incertidumbre está expresada.

La incertidumbre combinada estándar puede considerarse como la desviación estándar de la distribución que representa al mensurando; es común suponer que esta distribución es de tipo normal. La incertidumbre estándar  $u_c(y)$  tiene un valor igual a la desviación estándar de la función de distribución del mensurando. El intervalo centrado en el mejor estimado del mensurando contiene el valor verdadero con una probabilidad  $p$  de 68% aproximadamente, bajo la suposición de que los posibles valores del mensurando siguen una distribución normal.

Generalmente se desea una probabilidad mayor de 68%, lo que se obtiene expandiendo este intervalo por un factor  $k$ , llamado factor de cobertura. El resultado se llama incertidumbre expandida  $U$ .

La incertidumbre expandida  $U$  indica entonces un intervalo, llamado intervalo de confianza, que representa una fracción  $p$  de los valores que puede probablemente tomar el mensurando. El valor de  $p$  es llamado el nivel de confianza y puede ser elegido a conveniencia.

Frecuentemente, los valores del mensurando siguen una distribución normal. Sin embargo, el mejor estimado del mensurando, la media (obtenida por muestreos de  $n$  mediciones repetidas) dividida entre su desviación estándar, sigue una distribución llamada

t de Student, la cual refleja las limitaciones de la información disponible debidas al número finito de mediciones. Esta distribución coincide con la distribución normal en el límite cuando  $n$  tiende a infinito, pero difiere considerablemente de ella cuando  $n$  es pequeño. La distribución t de Student es caracterizada por un parámetro llamado número de grados de libertad [19].

Por lo anterior, el intervalo correspondiente al nivel de confianza  $p$ , se calcula ahora por:

$$U(y) = t_p(\nu) u_c(y) \quad (6.20)$$

De cierta manera el número  $\nu$  de grados de libertad asociado a una distribución de una magnitud puede considerarse una medida de la incertidumbre de esa magnitud. Entre mayor sea la estimación de la incertidumbre será más confiable. El número efectivo de grados de libertad  $\nu_e$  del mensurando considera el número de grados de libertad  $\nu_i$  de cada fuente de incertidumbre.

En la estimación de incertidumbres por el método tipo A,  $u_i$  depende directamente del número de datos considerados y disminuye conforme al número de parámetros estimados a partir de los mismos datos. La repetibilidad de una medición, estimada por la desviación estándar experimental de  $n$  lecturas tiene  $n-1$  grados de libertad.

Por lo tanto, cuando la distribución no es normal es necesario considerar la distribución t de Student y calcular los grados de libertad asociados, esto se puede realizar por medio de ecuaciones como la de Welch-Satterwaite [19].

### 6.1.9 Expresión de la incertidumbre

Existen diferentes formas de expresar la incertidumbre, en función del nivel de confianza y de la forma en la que se exprese la citada incertidumbre; por ejemplo, puede ser en las unidades correspondientes al mensurando o puede ser en forma de porcentaje respecto a la medición realizada.

La expresión de la incertidumbre expandida  $U$  incluye su indicación como un intervalo centrado en el mejor estimado y del mensurando, la afirmación de que  $p$  es del 95% (o el valor elegido) aproximadamente y el número efectivo de grados de libertad, cuando sea requerido. Una manera de expresar el resultado de la medición es:

$$Y = y \pm U \quad (6.21)$$

El número de cifras significativas en la expresión de la incertidumbre es generalmente uno, o dos cuando la exactitud es alta (si la primera cifra significativa es uno o dos, cabe la posibilidad de usar un dígito más para evitar la pérdida de información útil). Además debe asegurarse que el número de cifras significativas del valor del mensurando sea consistente con el de la incertidumbre.

Para asociar una incertidumbre medida en un proceso de calibración que se tomará como referencia para las demás mediciones realizadas por el instrumento de medición es cuestión de expresar la incertidumbre como un porcentaje respecto al valor medido:

$$U(y)\% = \frac{U}{y} \quad (6.22)$$

Esta forma de expresar la incertidumbre es conveniente ya que varía la incertidumbre estándar combinada en función del valor medido. Es particularmente útil en casos en los que dispositivos de medición funcionan en rangos amplios de valores.

Presupuesto de Incertidumbres									
Fuente de Incertidumbre Magnitud de Entrada (Mensurando) Magnitud de Influencia (Indicación)					Incertidumbre Expresada	Fuente de información	Método evaluación	Coficiente de Sensibilidad	Incertidumbre Asociada
#	Definición	Símbolo $x_i$	Valor numérico	Unidad (SI)	$u(x_i)$		A o B	$C_i$	$C_i u(x_i)$
1	Volumen indicado VI = PULSOS/KF	IV	2.17	Bbl/s (barriles/s)	±0.00025	Cálculo Ley de propagación de incertidumbres	±0.012%L	0.232	0.000058
2	Volumen grueso VG = IV * MF	GV	2.1600	Bbl/s (barriles/s)	±0.00176	Cálculo Ley de propagación de incertidumbres	B (k = 2)	0.462962963	0.000408
3	Factor de Corrección por efecto de la Temperatura en el Líquido	CTL	0.9789	-	±0.00009	CálculoLey de propagación de incertidumbres	B (k = 2)	1.021554806	0.000047
4	Factor de Corrección por efecto de la Presión en el Líquido	CPL	1.0001	-	±0.00012	Cálculo Ley de propagación de incertidumbres	B (k = 2)	0.99990001	0.000058
5	Volumen grueso estándar GSV = GV*CTL*CPL	GSV	2.1124	Bbl/s (barriles/s)	±0.00175	Cálculo Ley de propagación de incertidumbres	B (k = 2)	0.473399953	0.000415
6	Factor de corrección por agua y sedimentos CSW = 1 - BSW/100	CSW	1.0000	-	±0.00082	Cálculo Ley de propagación de incertidumbres	B (k = 2)	1	0.000408
						Incertidumbre estándar combinada $u_c(y)$			± 0.06 %
	Volumen Neto Estándar, NSV	NSV	2.112	Bbl/s (barriles/s)	±0.002	Factor de cobertura $k$			2
	Volumen Neto Estándar, NSV	NSV	182,509.52	Bbl/d	±213	Incertidumbre expandida $U(y)$ $k$			± 0.12 %

Tabla 6.1 Presupuesto de incertidumbre del sistema de medición de aceite del separador FA-1101

En la tabla 6.1 se muestra el resultado del presupuesto de incertidumbre del sistema electrónico de medición del separador FA-1101 en donde se observa que la  $U(y) = \pm 0.12 \%$ ,  $k = 2$ .

Con esta incertidumbre el SEM de líquidos del separador FA-1101 cumple con las regulaciones de la CNH y CRE.

## Conclusiones

Los procesos de medición en la industria petrolera son complejos y requieren de conocimientos de una enorme variedad de las ramas tanto de las ciencias básicas como de la ingeniería. Como son instrumentación, metrología, acondicionamiento de señales, computadores de flujo y análisis de incertidumbres, entre otros. Por lo cual en esta tesis se da un vistazo general de lo que se requiere para hacer este tipo de medición, aplicándolo a un sistema en operación en la plataforma AKAL-B2 del Activo de Producción Cantarell de la Región Marina Noreste.

Para entender e implementar un proceso de medición de forma eficiente, no sólo es necesario emplearlos de forma correcta, también se deben conocer los principales conceptos metrologicos asociados con el proceso, así como conocer el funcionamiento del instrumento de medición a emplear y caracterizar las condiciones promedio a las cuales se realizarán las mediciones, la cual permita identificar fallas o errores en el proceso de medición, otorgando certeza y confianza sobre el funcionamiento del mismo. Por lo cual se plantearon las bases teóricas para hacer este tipo de análisis, particularizando en la medición propuesta.

La incertidumbre de las mediciones es un proceso indispensable que se debe asociar a la medición y que tendrá efectividad en la medida en la que se realicen análisis más específicos sobre los procesos de medición. En la medición de hidrocarburos líquidos una incertidumbre de medición de 1% en la medición de un buque tanque de 500 000 Barriles da como resultado un error de medición de 5 000 Barriles, generando pérdidas económicas de aproximadamente USD \$ 225 000.00 considerando el costo del barril de crudo a USD \$ 45.00.

El cálculo de los factores de corrección para la medición de hidrocarburos es de vital importancia para la comparación de distintas corrientes de hidrocarburos, su cálculo debe realizarse de forma cuidadosa considerando los factores que varían y que afectan el comportamiento de los fluidos. Para ello es importante contar con equipos adecuados para los tipos de producto que midan de manera correcta, y que proporcionen una señal de salida estable que permita al computador de flujo realizar las lecturas requeridas para el cálculo de factores.

En México se han comenzado a formalizar y estandarizar los procesos de medición desde la década pasada. Si bien se realizaban mediciones, no se tenían bien caracterizadas ni estandarizadas. En algunos puntos de medición se siguen usando registradores analógicos generando pérdidas superiores al 10% de la medición.

La implementación de un proyecto de esta índole tiene un tiempo de ejecución de 6 meses llevando las siguientes etapas planeación, ingeniería, procura, construcción, configuración y puesta en operación.

Las bases proporcionadas durante la licenciatura con materias como programación, calculo diferencial, metrología y transductores, métodos numéricos, probabilidad y estadística, sistemas de comunicación vía satelital, fibra óptica, redes de computadoras me han permitido desarrollarme como técnico de medición y desarrollador de aplicaciones para la medición de hidrocarburos, sin olvidar las bases de materias administrativas como dirección, administración y contabilidad las cuales me han complementado para realizar tareas de administrador de proyectos dentro de la industria de medición donde aparte de realizar actividades de ingeniería gestiono recursos administrativos y humanos durante la ejecución de proyectos.

Como enriquecimiento al plan de estudios en la licenciatura en electrónica seria recomendado considerar materias como metrología e instrumentación industrial las cuales ayudarán al egresado a competir en el sector industrial.

## Referencias

- [1] Emerson Process Management, «ROC800,» Emerson Process Management, Jul 2017. [En línea]. Available: [http://www.documentation.emersonprocess.com/groups/public/documents/instruction\\_manuals/d301217x012.pdf?\\_ga=2.68226520.890260607.1514303987-1493548633.1514303987](http://www.documentation.emersonprocess.com/groups/public/documents/instruction_manuals/d301217x012.pdf?_ga=2.68226520.890260607.1514303987-1493548633.1514303987).
- [2] «AGA Report No. 11 Measurement of Natural Gas with Coriolis Meter,» American Gas Association, Second Edition, february 2013.
- [3] «AGA Report No. 8 Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases,» American Gas Association, November 2003.
- [4] Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 Section 6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meter, American Petroleum Institute, First Edition, October 2002.
- [5] Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11 Physical Properties Data (Volume Correction Factors), American Petroleum Institute, May 2004.
- [6] Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 12 Calculation of Petroleum Quantities, American Petroleum Institute, April 2012.
- [7] «Comision Nacional de Hidrocarburos,» [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/cnh>.
- [8] «Diario Oficial de la Federación- Lineamientos Tecnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos,» 29 05 2015. [En línea]. Available: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5409741&fecha=29/09/2015](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409741&fecha=29/09/2015).
- [9] A. S. Berger, Embedded Systems Design An Introduction to Processes Tools & Techniques, CMPBooks, 2001.
- [10] BIPM, Vocabulario Internacional de Metrología-Conceptos fundamentales y generales, y terminos asociados, BIPM, Marzo 2009.
- [11] «API MPMS Chapter 21.1 Flow Measurement using Electronic Metering Systems-Electronic Gas Measurement,» American Petroleum Institute, Segunda Edition February 2013.
- [12] «API MPMS Chapter 21.2 Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters,» American Petroleum Institute, 1st Edition June 1998 Reaffirmed October 2016.
- [13] «BS 7405:1991 Guide to selection and application of flowmeters for the measurement of fluid flow in closed conduits,» British Standard Institution-BSI, August 1991 Confirm May 2017.
- [14] A. Creus, Instrumentación industrial, Mexico D.F.: Alfaomega Grupo Editor S.A. de C.V., Octava Edición, 2011.

- [15] L. A. Santander Romero, *Diplomado de Metrología de Flujo*, Queretaro, Queretaro: Metrología Integral de Desarrollo S.A. de C.V., Febrero 2010.
- [16] CENAM, *Curso de Densidad*, El Marqués, Queretaro, 2012.
- [17] E. P. Management, «Emerson Process Management,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.ap.emersonprocess.com/en-US/brands/daniel/Software/Pages/FlowCheck.aspx>.
- [18] NMI, «NMI Metrology,» [En línea]. Available: <https://www.nmi.nl/>.
- [19] I. I. I. I. I. a. O. BIPM, *Guide to the expression of uncertainty in measurement*, BIPM, 2008.
- [20] S. Wolfgang A. y R. Lazos Martínez, «Guía para estimar la incertidumbre de la medición,» CENAM, Queretaro, 2004.
- [21] R. Pressman, *Ingeniería del software: un enfoque práctico.*, España: 5° Edición, McGraw Hill Interamericana de España, 2001.
- [22] «API MPMS Chapter 5.2 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Displacement Meters,» American Petroleum Institute, 3rd Edition October 2005 Reaffirmed July 2015.
- [23] CENAM, «Sistema Internacional de Unidades (SI),» *Publicación técnica*, Vols. %1 de %2CNM-MMM-PT-003, p. 151, 2003.
- [24] R. A. Romero, «Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos,» *Primer Seminario Latinoamericano de medición de flujo de hidrocarburos*, 2002.

## **Acrónimos**

API (*American Petroleum Institute*)

AGA (*American Gas Association*)

CENAM (Centro Nacional de Metrología)

ISO (*International Organization for Standardization*)

ROC (*Remote Operations Controller*)

LTMMH (Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos)

CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

VIM (Vocabulario Internacional de Metrología)

SEM (Sistema Electrónico de Medición)

GUM (*Guide to the expression of uncertainty in Measurement*)

BIPM (*Bureau International des Poids et Measures*)

HART (*Highway Addressable Remote Transducer*)

# Apéndice A. Manual de Operación y Mantenimiento del Computador de Flujo

La operación del computador de flujo, se realiza mediante el Teclado/Display ubicado en la parte frontal del gabinete. Mediante el uso del teclado/display, se podrá navegar en las pantallas de operación y configuración del Computador del Separador de Prueba FA-1100 de AKAL-B

## Operación del Teclado/Display

### Uso del Teclado

El display y teclado del ROC809L contiene dos pantallas de cristal líquido (LCD, dos Led's y un teclado de 25 botones. Se usa para visualizar o escribir valores de y hacia el ROC809L

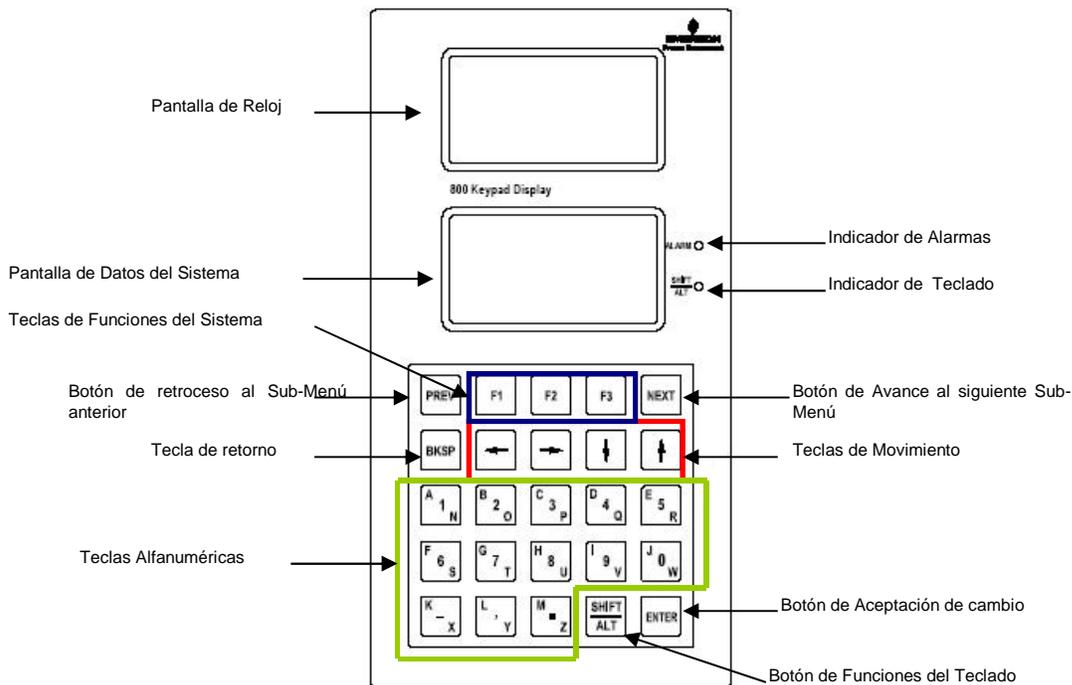


Figura A.1 Vista General del Teclado/Display

Trece teclas en el display tienen tres valores alfanuméricos. El carácter superior derecho es rojo, el carácter central es negro, y el carácter inferior derecho es azul. Se deberá

presionar la tecla  para acceder a estos valores. El led Shift/Alt  a la derecha del display inferior cambia a los colores rojo y azul y parpadea mostrar otras funciones.

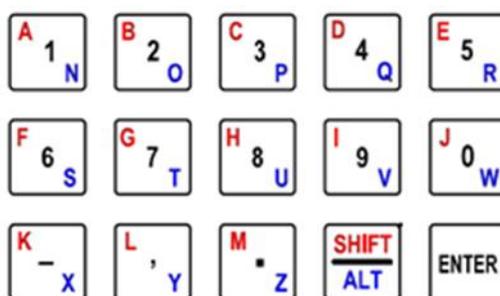


Figura A.2 Teclado Alfanumérico

<b>Función LED</b>	<b>Acción Tecla Shift/Alt</b>	<b>Acción</b>	<b>Letras que se escribirán</b>
Rojo Sólido	Si el led se encuentra apagado Presionar 1 vez, de lo contrario presione tantas veces como sea necesario	Accede a los <b>caracteres rojos</b> mostrados en el teclado en <b>Mayúscula</b>	<b>A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M</b>
Azul Sólido	Si el led se encuentra apagado Presionar 2 veces, de lo contrario presione tantas veces como sea necesario	Accede a los <b>caracteres azules</b> mostrados en el teclado en <b>Mayúscula</b>	<b>N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z</b>
Rojo Parpadeante	Si el led se encuentra apagado Presionar 3 veces, de lo contrario presione tantas veces como sea necesario	Accede a los <b>caracteres rojos</b> mostrados en el teclado en <b>Minúscula</b>	<b>a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m</b>
Azul Parpadeante	Si el led se encuentra apagado Presionar 4 veces, de lo contrario presione tantas veces como sea necesario	Accede a los <b>caracteres azules</b> mostrados en el teclado en <b>Minúscula</b>	<b>n, o, p, q, r, s, t, u, v, w, x, y, z</b>
Apagado	Si el led se encuentra apagado no presionar de lo contrario mantenga sostenida por más de dos segundos	Accede a los <b>caracteres negros</b> mostrados en el teclado	<b>1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 0.</b> - (signo menos) , (coma) . (Punto)

Tabla A.1 Tecla y LED - Shift/Alt

Para poder introducir datos, se deberá primero observar el color que se muestra en el led  $\frac{\text{SHIFT}}{\text{ALT}}$  . Ya que como se observa las teclas alfanuméricas del teclado están etiquetadas:



- ) Letras superiores lado izquierdo, son de color rojo (**B**) y se acceden presionando la tecla  hasta que el led  $\frac{\text{SHIFT}}{\text{ALT}}$   se muestre en color rojo sólido, para que se escriban en letras mayúsculas (**B**)
- ) Letras inferiores lado derecho, son de color Azul (**O**) y se acceden presionando la tecla  hasta que el led  $\frac{\text{SHIFT}}{\text{ALT}}$   se muestre en color azul sólido, para que se escriban en letras mayúsculas (**O**)
- ) Letras superiores lado izquierdo, son de color rojo (**B**) y se acceden presionando la tecla  hasta que el led  $\frac{\text{SHIFT}}{\text{ALT}}$   se muestre en color rojo parpadeante, para que se escriban en letras minúsculas (**b**)
- ) Letras inferiores lado derecho, son de color Azul (**O**) y se acceden presionando la tecla  hasta que el led  $\frac{\text{SHIFT}}{\text{ALT}}$   se muestre en color azul parpadeante, para que se escriban en letras minúsculas (**o**)
- ) Los números en la parte central, son de color negro (**2**) y se acceden presionando la tecla  hasta que el led  $\frac{\text{SHIFT}}{\text{ALT}}$   se muestre en apagado, para que se escriban los números (**2**)

Existen 11 teclas de función que permiten la edición y navegación entre las diferentes pantallas del display

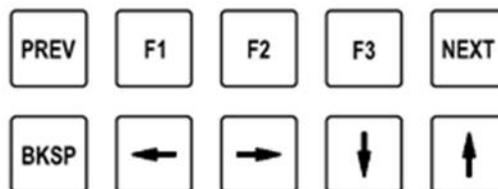


Figura A.3 Teclas de Función

Tecla	Nombre	Acción
	<b>PREVIO</b>	Retorna a la lista previa del submenú de opciones Nota: esta tecla está disponible solo si se muestra  en la esquina inferior izquierda de la pantalla
	<b>F1</b>	Selecciona la opción del submenú izquierdo. Si se mostrase “ <b>Log# -</b> “, al presionarla se decrementará el numero lógico del punto que está siendo mostrado. Si se mostrase el nombre de una pantalla, al presionarla se mostraría dicha pantalla
	<b>F2</b>	Selecciona la opción del submenú intermedio. Si se mostrase “ <b>Log# +</b> “, al presionarla se incrementaría el numero lógico del punto que está siendo mostrado. Si se mostrase el nombre de una pantalla, al presionarla se mostraría dicha pantalla
	<b>F3</b>	Selecciona la opción del submenú derecho. Típicamente se muestra el nombre de una pantalla, al presionarla se mostraría dicha pantalla
	<b>PROXIMO</b>	Avanza a la lista próxima del submenú de opciones Nota: esta tecla está disponible solo si se muestra <b>&gt;</b> en la esquina inferior derecha de la pantalla
	<b>RETROCEDER BORRAR</b>	Mueve el cursor un espacio hacia atrás borrando el ultimo carácter
	<b>HACIA ATRÁS</b>	Retornar a la pantalla anterior
	<b>HACIA DELANTE</b>	Abre la pantalla seleccionada con fondo negro y letras blancas
	<b>HACIA ABAJO</b>	En Modo Autodisplay: ) Se desplaza a la pantalla siguiente En modo operación/configuración: ) Se desplaza hacia el elemento siguiente de la pantalla, seleccionándolo con fondo negro y letras blancas
	<b>HACIA ARRIBA</b>	En Modo Autodisplay: ) Se desplaza a la pantalla anterior En modo operación/configuración: ) Se desplaza hacia el elemento anterior de la pantalla, seleccionándolo con fondo negro y letras blancas

	<p><b>CAMBIAR ALTERNAR</b></p>	<p>Modifica el uso del teclado al ser presionada, así como cambia el color de su led:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>) Rojo sólido, letras rojas en mayúsculas</li> <li>) Azul sólido, letras azules en mayúsculas</li> <li>) Rojo parpadeante, letras rojas en minúsculas</li> <li>) Azul parpadeante, letras azules en minúsculas</li> </ul>
	<p><b>INTRODUCIR ACEPTAR</b></p>	<p>Abre la pantalla seleccionada con fondo negro y letras blancas. Abre la ventana de edición de valores de un elemento que sea editable. Acepta y escribe los valores editados al ROC.</p>

Tabla A.2 Descripción de teclas de funciones

### Uso del Display

También se cuentan con dos pantallas de cristal líquido. Cada una muestra por renglón 21 caracteres alfanuméricos y ocho renglones visibles.

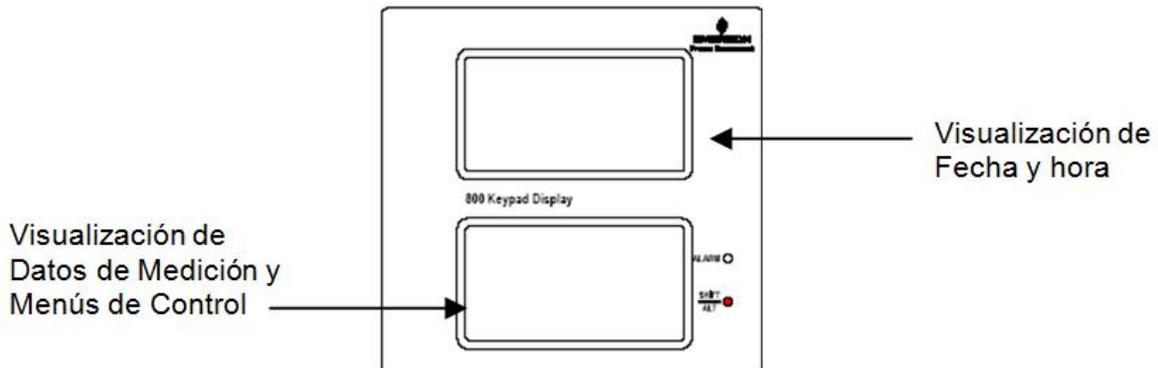


Figura A.4 Pantallas de Visualización

La pantalla superior permite visualizar información de la aplicación, datos del computador, la fecha y hora

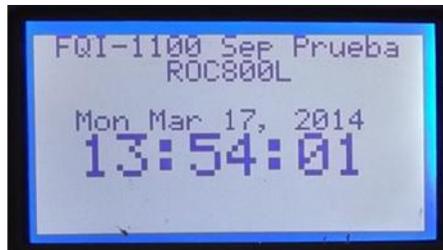


Figura A.5 Pantalla de Información General

En la **pantalla superior** se mostraran siempre los siguientes datos:

**FQI-1100** → Indica el Tag del computador de flujo

**Sep Prueba** → Indica que es el Separador de Prueba

**ROC800L** → Indica que el computador de flujo es un modelo de la serie ROC800L con aplicación para medición de líquidos.

**Mon Mar 17, 2014** → Indica la fecha actual en el computador de flujo

**13:54:01** → Indica la hora actual en el computador de flujo en formato de 24 horas

- **Día de la semana (Mon) Mes (Mar) Día (17) Año (2014)**  
**hora:min:seg (13:54:01)**

Días de la semana		Mes			
Abreviación	Significado	Abreviación	Significado	Abreviación	Significado
<b>Mon</b>	<b>Lunes</b>	<b>Jan</b>	<b>Enero</b>	<b>Aug</b>	<b>Agosto</b>
<b>Tue</b>	<b>Martes</b>	<b>Feb</b>	<b>Febrero</b>	<b>Sep</b>	<b>Septiembre</b>
<b>Wed</b>	<b>Miércoles</b>	<b>Mar</b>	<b>Marzo</b>	<b>Oct</b>	<b>Octubre</b>
<b>Thu</b>	<b>Jueves</b>	<b>Apr</b>	<b>Abril</b>	<b>Nov</b>	<b>Noviembre</b>
<b>Fri</b>	<b>Viernes</b>	<b>May</b>	<b>Mayo</b>	<b>Dec</b>	<b>Diciembre</b>
<b>Sat</b>	<b>Sábado</b>	<b>Jun</b>	<b>Jun</b>		
<b>Sun</b>	<b>Domingo</b>	<b>Jul</b>	<b>Julio</b>		

Tabla A.3 Abreviaciones de Fecha

En la pantalla inferior, se muestran las pantallas de acceso, pantallas de datos de medición y menús de control.



Figura A.6 Pantalla Inferior - Acceso

Muestra la pantalla de acceso para los menús de operación y configuración, se requiere suministrar el usuario y contraseña que cuente con privilegios de acceso a los menús de operación y configuración.



Figura A.7 Pantalla Inferior – Autodisplay

Muestra los datos operativos del separador, las pantallas se muestran con un periodo de 10 s en forma circular. Esta pantalla se muestra con las unidades que corresponden a cada variable, estas mismas unidades son usadas por las variables en las diferentes pantallas.

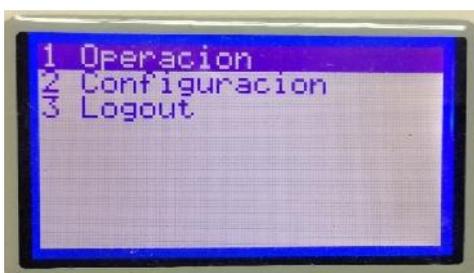


Figura A.8 Pantalla Inferior - Selección de Menús

Muestra los menús que se pueden acceder para realizar diferentes tareas, tales como, operación, configuración, etc.



Figura A.9 Pantalla Inferior – Edición



Al presionar la tecla  (ENTER), en los campos numéricos editables, se mostrará el cursor de edición y el valor numérico cambiará su color a blanco con fondo negro, lo cual, indica que el valor numérico es editable.

También se muestran menús de control, que permitirán al operador, cancelar, resetear o aceptar (OK), el valor numérico editado.

## Modo de Operación Autodisplay

Este modo de operación se iniciará de forma automática cuando se cumpla el periodo de inactividad de 5 minutos del teclado, desplegando las ventanas:

- ) **Prueba**
- ) **Instantáneos de Aceite**
- ) **Instantáneos de Gas**
- ) **Resultados Aceite**
- ) **Resultados Gas**

Desplazándose en forma circular cada 10 s, las únicas teclas a utilizar durante este modo son las flechas  y , se desplazaran a la ventana anterior o siguiente.

Cualquier otra tecla mostrara la ventana de “Usuario y Contraseña”

Las unidades para cada variable mostradas en estas pantallas, serán las mismas que se usen en las demás pantallas de operación.



Figura A.10 Pantalla – “\*\*\* Prueba \*\*\*”

La ventana “\*\*\*Prueba\*\*\*”, muestra las siguientes variables:

Variable	Descripción	Unidades
Pozo Selec	Muestra el Pozo Seleccionado a Prueba	
Edo Prueba	Muestra el estado de la prueba	<b>Activa</b> → El pozo seleccionado se encuentra en prueba (no se ha transcurrido el tiempo de prueba o el operador no ha cancelado la prueba <b>Inactiva</b> → Se ha finalizado la prueba del pozo o el operador ha finalizado manualmente la prueba
TiempoTrans(min)	Tiempo transcurrido de la prueba del pozo seleccionado	<b>min</b> (minutos)

Inicio	Fecha y hora de inicio de la prueba de aforo	<b>Formato fecha (AAMMDD)</b> <b>Formato hora (hhmmss)</b> AA → Año MM → Mes DD → Día de la semana hh → Hora mm → Minuto ss → Segundo
Fin	Fecha y hora de fin de la prueba de aforo	<b>Formato fecha (AAMMDD)</b> <b>Formato hora (hhmmss)</b> AA → Año MM → Mes DD → Día de la semana hh → Hora mm → Minuto ss → Segundo

Tabla A.4 Datos “\*\*\* Prueba \*\*\*”

```

*** Inst. Aceite ***
FG. AceI  620.2  BPD
FN. AceI  604.9  BPD
P. AceI   150.00 kg/cm2
T. AceI   68.00  °C
dAcObsI  880.00  kg/m3
dAcBasI   880.0  kg/m3
%wcl     0.00   %WC

```

Figura A.11 Pantalla – “\*\*\* Inst. Aceite \*\*\*”

La ventana “\*\*\*Inst. Aceite\*\*\*”, muestra las siguientes variables:

Variable	Descripción	Unidades
FG. AceI	Flujo Grueso Instantáneo de Líquidos (Aceite y Agua).	BPD (Barriles por Día)
FN. AceI	Flujo Neto Instantáneo de Aceite.	BPD (Barriles por Día)
P. AceI	Presión Instantánea del Aceite	kg/cm <sup>2</sup> (Kilogramos por centímetro cuadrado manométricos)
T. AceI	Temperatura Instantánea del Aceite	°C (Grados Celsius)
dAcObsI	Densidad observada instantánea del líquido a condiciones de operación	Kg/m <sup>3</sup> (kilogramos por metro cúbico)
dAcBasI	Densidad base instantánea del líquido a condiciones de referencia	Kg/m <sup>3</sup> (kilogramos por metro cúbico)
%wcl	Porcentaje de Corte de Agua Instantáneo	% (Porcentaje)

Tabla A.5 Datos “\*\*\* Inst. Aceite \*\*\*”

Para el desplazamiento entre ventanas de información se debe hacer uso de las teclas  y .

**Nota:** Si se presiona cualquier otra tecla se terminará el Modo de Auto Display y se mostrará la ventana de Usuario y Password (Ver sección “1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración”)

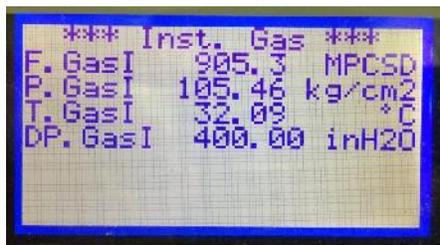


Figura A.12 Pantalla – “\*\*\* Inst. Gas \*\*\*”

La ventana “\*\*\*Inst. Gas \*\*\*”, muestra las siguientes variables:

Variable	Descripción	Unidades
<b>F. GasI</b>	Flujo Instantáneo Gas	MMPCSD (Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día)
<b>P. GasI</b>	Presión instantánea del Gas	kg/cm2 (Kilogramos por centímetro cuadrado manométricos)
<b>T. GasI</b>	Temperatura Instantánea del Gas	°C (Grados Celsius)
<b>DP. GasI</b>	Presión diferencial Instantánea del Gas	inH2O (Pulgadas de agua)

Tabla A.6 Datos “\*\*\* Inst. Gas \*\*\*”

Con las Flechas  y , se desplazarán a la ventana anterior o siguiente

**Nota:** Si se presiona cualquier otra tecla se terminará el Modo de Auto Display y se mostrará la ventana de Usuario y Password (Ver sección “1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración”)

Figura A.13 Pantalla – \*\*Resultados Aceite\*\*

Variable	Descripción	Unidades
FG. AceP	Flujo grueso de aceite producido	BPD (Barriles por día)
VG. AceP	Volumen grueso de Aceite producido a Condiciones PEMEX	BLS (Barriles)
FN. AceP	Flujo neto de aceite producido	BPD (Barriles por día)
VN. AceP	Volumen neto de Aceite producido a Condiciones PEMEX	BLS (Barriles)
P. AceP	Presión promedio de aceite	Kg/cm2 (Kilogramo por centímetro cuadrado manométrico)
T. AceP	Temperatura promedio de aceite	°C (Grados Celcius)
dAcObsP	Densidad observada promedio	Kg/m3 (Kilogramo por metro cúbico)
dAcBasP	Densidad base promedio	Kg/m3 (Kilogramo por metro cúbico)
%wcP	Porcentaje de agua promedio	% (Porcentaje)
VaguaP	Volumen de agua producida	BLS (Barriles)

Tabla A.7 Datos - \*\*Resultados Aceite\*\*

Con las Flechas  y , se desplazaran a la ventana anterior o siguiente

Nota. Si se presiona cualquier otra tecla se terminara el Modo de Auto Display y se mostrara la ventana de Usuario y Password (Ver sección “1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración”)

Figura A.14 Pantalla – “\*\* Resultados Gas \*\*”

Variable	Descripción	Unidades
F. GasP	Flujo de Gas producido	MMPCSD (Millones de pies cúbicos por día)
V. GasP	Volumen de Gas producido	MMPCS (Millones de pies cúbicos estándar)
P. GasP	Presión promedio de Gas	Kg/cm <sup>2</sup> (Kilogramos por centímetro cuadrado manométrico)
T. GasP	Temperatura promedio de Gas	°C (Grados Celcius)
DP. GasP	Presión diferencial promedio de Gas	inH <sub>2</sub> O (Pulgadas de agua)

Tabla A.8 Datos “\*\* Resultados Gas \*\*”

Con las Flechas  y , se desplazarán a la ventana anterior o siguiente

**Nota:** Si se presiona cualquier otra tecla se terminará el Modo de Auto Display y se mostrará la ventana de Usuario y Password (Ver sección “**1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración**”)

## Acceder al Menú de Operación y Configuración

Cuando se encuentra en el modo Autodisplay y se presiona una tecla diferente a  y . O en el modo operación/configuración se selecciona la opción de Logout, se mostrará la ventana de Acceso.



Figura A.15 Pantalla - Login y Password

El nombre de usuario (Login) es:

) **1**

La clave de usuario (Password) es:

) **1111**

Para poder introducir el nombre de usuario (**1**), deberá realizar lo siguiente:

- J Observar que el led indicador de la tecla  se encuentre apagado
- J Oprimir la tecla  para escribir el número 1
- J Oprimir la tecla  para introducir el usuario 1 y pasar al renglón password
- J Oprimir la tecla  cuatro veces para introducir el password 1111
- J Oprimir la tecla  para aceptar el nombre de usuario y contraseña



Figura A.16 Nombre de Usuario y contraseña

Al introducir el nombre y clave de usuario:

- J De forma incorrecta se mostrará nuevamente la pantalla de Login y Password, por lo que, deberá repetir el proceso
- J De forma correcta se mostrará la pantalla del modo operación/configuración.

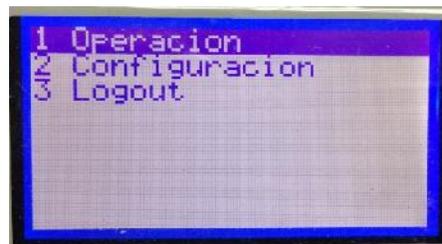


Figura A.17 Pantalla Operación - Configuración - Logout

## Pantallas del Menú Operación-Configuración-Salir

### Menú Operación

Deberá haber introducido correctamente el nombre de usuario y contraseña para poder visualizar esta sección. De lo contrario siga los pasos indicados en la sección “**1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración**”

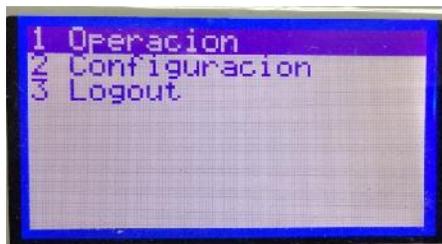


Figura A.18 Menú de Operación

En el menú operación podrá tener el control de la prueba, seleccionando el pozo a prueba e iniciar/finalizar la prueba del pozo, así como visualizar los datos de medición en tiempo real y los resultados de la prueba.

) Observar que la opción XXXXXXXXXX se encuentre seleccionada, de lo contrario,

utilice las teclas  y  para desplazarlo a “**1 Operación**”.

) Oprimir la tecla  para ir al Menú de Operación, donde se mostrarán los Menús de la ejecución de la prueba

### Menú – Ejecutar Prueba

Posterior al acceso al Menú – Operación, se desplegará la siguiente pantalla, donde podrá acceder a la selección del pozo a prueba, control de la prueba, visualización de las variables de medición en tiempo real y los resultados de la prueba.

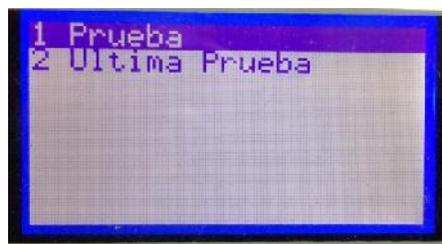


Figura A.19 Pantalla Menú - Prueba – Última prueba

En el menú Prueba podrá seleccionar el pozo que se requiere probar, tiempo requerido de prueba, iniciar y finalizar prueba, además de visualizar valores instantáneos y resultados de la prueba.

) Observar que la opción ████████ se encuentre seleccionada, de lo contrario, utilice

las teclas  y  para desplazarlo a “1 Prueba”.

) Oprimir la tecla  para poder ingresar al menú Prueba

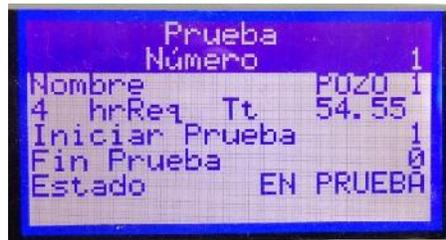


Figura A.20 Pantalla – Prueba

## Menú Prueba

Si requiere seleccionar un pozo, realice lo siguiente:

- ) Observar que la opción XXXXXXXXXX se encuentre seleccionada, de lo contrario, utilice las teclas  y  para desplazarlo a “Número”.
- ) Oprimir la tecla  para Ingresar el número del pozo que desea probar siguiendo el método mencionado en la sección 1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración.
- ) Se mostrará la pantalla siguiente, donde podrá visualizar el listado de los pozos actualmente configurados en el computador
- ) Posteriormente utilice las teclas  y  para seleccionar la opción “hrReq”.
- ) Oprimir la tecla  para Ingresar el tiempo de prueba requerido siguiendo el método mencionado en la sección 1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración.

Para iniciar una prueba, realice lo siguiente:

- ) Observar que la opción XXXXXXXXXX, se encuentre seleccionada,
- ) Oprima la tecla  para habilitar la edición del campo, introducir un número “1” y posteriormente oprimir de nuevo la tecla , esto activa el comando para que se inicie la cuantificación del aceite y gas producidos por el pozo bajo prueba.

Para finalizar una prueba, realice lo siguiente:

- ) Con las teclas  y  seleccione “Fin prueba” y presione la tecla  para habilitar la edición del campo, introducir un “1” y posteriormente presione la tecla , esto activa el comando que finaliza la prueba y genera el reporte con los resultados de la prueba realizada.

- ) Los ID de los pozos servirán para identificar en los históricos al pozo que corresponden los datos

Variable	Descripción	Unidades
ID Pozo	Pozo AKALB-07	ID No. 1
	Pozo AKALB -11	ID No. 2
	Pozo AKALB -13	ID No. 3
	Pozo AKALB -15	ID No. 4
	Pozo AKALB -31	ID No. 5
	Pozo AKALB -33	ID No. 6
	Pozo AKALB -56	ID No. 7
	Pozo AKALB -101	ID No. 8

Tabla A.9 ID de Pozos Configurados



Figura A.21 Pantallas del estado de la prueba, valores instantáneos y resultados de la prueba

En el menú “Última prueba”, se podrá visualizar los resultados de la última prueba realizada, para acceder a los datos realice los siguientes pasos:

- ) Observar que la opción XXXXXXXXXX, se encuentre seleccionada,
- ) Oprima la tecla  para acceder a los resultados,
- ) Con las teclas  y  podrá navegar en a través de las pantallas donde se muestran los resultados de aceite y de gas.

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unidades</b>
FG. AceP	Flujo grueso de aceite producido	BPD (Barriles por día)
VG. AceP	Volumen grueso de Aceite producido a Condiciones PEMEX	BLS (Barriles)
FN. AceP	Flujo neto de aceite producido	BPD (Barriles por día)
VN. AceP	Volumen neto de Aceite producido a Condiciones PEMEX	BLS (Barriles)
P. AceP	Presión promedio de aceite	Kg/cm <sup>2</sup> (Kilogramo por centímetro cuadrado manométrico)
T. AceP	Temperatura promedio de aceite	°C (Grados Celcius)
dAcObsP	Densidad observada promedio	Kg/m <sup>3</sup> (Kilogramo por metro cúbico)
dAcBasP	Densidad base promedio	Kg/m <sup>3</sup> (Kilogramo por metro cúbico)
%wcP	Porcentaje de agua promedio	% (Porcentaje)
VaguaP	Volumen de agua producida	BLS (Barriles)
F. GasP	Flujo de Gas producido	MMPCSD (Millones de pies cúbicos por día)
V. GasP	Volumen de Gas producido	MMPCS (Millones de pies cúbicos estándar)
P. GasP	Presión promedio de Gas	Kg/cm <sup>2</sup> (Kilogramos por centímetro cuadrado manométrico)
T. GasP	Temperatura promedio de Gas	°C (Grados Celcius)
DP. GasP	Presión diferencial promedio de Gas	inH <sub>2</sub> O (Pulgadas de agua)

Tabla A.10 Resultados mostrados en la pantalla “Última prueba”

## Mantenimiento del Computador de Flujo

El mantenimiento del computador de flujo, podrá realizarse localmente usando el Teclado/Display o usando el Software de Configuración RocLink800.

### Configuración desde el Teclado/Display

La configuración local del computador permite cambiar los datos de la composición cromatográfica del gas, las densidades del Aceite@20°C y del Agua@20°C. Que serán usados en el cálculo de la determinación a condiciones base de los flujos de gas y aceite.

Para cambiar los datos de la composición cromatográfica del gas, deberá primero seguir las instrucciones de la sección “**1.3 Acceder al Menú de Operación y Configuración**”

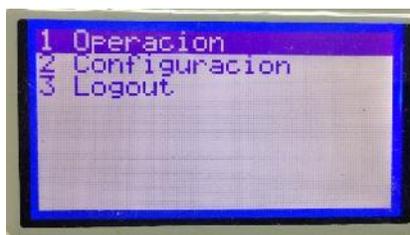


Figura A.22 Menú Configuración

) Para visualizar las opciones de configuración, observar que la opción se encuentre

seleccionada con la barra oscura, de lo contrario, utilice las teclas  y  para desplazarlo a “**2 Configuración**”. Para retornar al menú anterior utilice la tecla



) Oprimir la tecla  para ir a la Pantalla de Configuración de los datos cromatográficos del gas y las densidades a 20°C del aceite y agua por cada pozo. Para

retornar al menú anterior utilice la tecla .

## Selección del Pozo

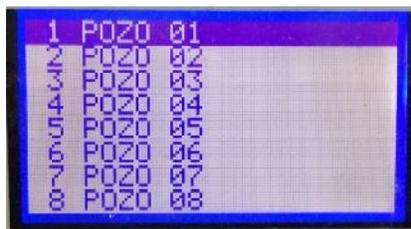


Figura A.23 Configuración – Selección del Pozo

- ) Usando las teclas  y , seleccione el pozo requerido
- ) Oprimir la tecla  para ir a la Pantalla de Datos del pozo
- ) Para retornar al menú anterior utilice la tecla .



Figura A.24 Datos Cromatográficos y densidades del Pozo

Variable	Descripción	Unidades
ID Pozo	Número de Identificación del Pozo	
Metano	%Mol de Metano en la mezcla de gas	% (% Mol)
Nitrógeno	%Mol de Nitrógeno en la mezcla de gas	% (% Mol)
Dióxido de carbono	%Mol de Dióxido de Carbono en la mezcla de gas	% (% Mol)
Etano	%Mol de Etano en la mezcla de gas	% (% Mol)
Propano	%Mol de Propano en la mezcla de gas	% (% Mol)
n-Butano	%Mol de n-Butano en la mezcla de gas	% (% Mol)
i-Butano	%Mol de i-Butano en la mezcla de gas	% (% Mol)
n-Pentano	%Mol de n-Pentano en la mezcla de gas	% (% Mol)
i-Pentano	%Mol de i-Pentano en la mezcla de gas	% (% Mol)
C6+	%Mol de Hexanos y más pesados en la mezcla de gas	% (% Mol)

H <sub>2</sub> S	%Mol de Ácido Sulhídrico en la mezcla de gas	% (% Mol)
Exponente Isentrópico	Exponente Isentrópico	Adimensional
Viscosidad	Viscosidad	cP
dbAceit	Densidad del Aceite a 20°C	kg/m <sup>3</sup> (Kilogramo por metro cúbico)
dbAgua	Densidad del Agua a 20°C	kg/m <sup>3</sup> (Kilogramo por metro cúbico)

Tabla A.11 Datos Cromatográficos y Densidades del Pozo

## Edición de los datos del Pozo

Para desplazarse entre las diferentes variables renglón por renglón utilice las teclas  y  hasta encontrar la variable deseada. Para retornar al menú anterior utilice la tecla .

Oprimir la tecla  para entrar al modo de edición



Figura A.25 Edición de las variables

- ) Observar que el carácter de edición , se encuentre en el renglón "CO2", esto habilitará las teclas de función  en la parte inferior de la pantalla, las cuales, se ejecutan oprimiendo las teclas F1 → Cancel, F2 → Reset y F3 → OK.

- ) Oprimir la  tecla , hasta que se borre el valor de la variable o bien ejecute un  oprimiendo la tecla  , lo cual, borrará completamente el valor de la variable
- ) Asegúrese que el led  , se muestre apagado, de lo contrario oprimir la tecla , hasta que el led  , se apague
- ) Use los caracteres numéricos que se muestran en color negro en el display
- |   |   |   |   |   |   |       |       |   |   |
|---|---|---|---|---|---|-------|-------|---|---|
| A | 1 | B | 2 | C | 3 | D     | 4     | E | 5 |
|   | N |   | O |   | P |       | Q     |   | R |
| F | 6 | G | 7 | H | 8 | I     | 9     | J | 0 |
|   | S |   | T |   | U |       | V     |   | W |
| K | - | L | ' | M | * | SHIFT | ENTER |   |   |
|   | X |   | Y |   | Z | ALT   |       |   |   |
- para digitar el nuevo valor de la variable
- ) Oprima la tecla  o use la opción  oprimiendo la tecla  para aceptar el dato
- ) Si el valor de la variable no es el requerido, use la opción , se deberá utilizar esta opción antes de aceptar el dato (paso anterior)
- ) Realice los mismos pasos por cada variable que desee modificar, al finalizar los cambios, para retornar al menú anterior utilice la tecla .

## Configuración desde el ROCLINK 800

La configuración del computador permite cambiar los datos de la composición cromatográfica del gas, las densidades del Aceite@20°C y del Agua@20°C. Permitiendo aceptar o rechazar los cambios antes que sean usados en el cálculo de la determinación a condiciones base de los flujos de gas y aceite.

## Enlace de comunicación al software ROCLINK 800

Existen dos formas de conectarse al computador de flujo ROC809L las cuales son:

- Comunicación serial RS-232 a través del puerto local (LOI) este puerto nos permite tener acceso al computador de flujo libremente ya que este puerto de comunicación dedicado para la conexión entre una PC y el computador, sin embargo tiene la limitante que es una comunicación serial RS-232 para la cual debe estar cerca del computador de flujo para su enlace.

- Comunicación Ethernet, este puerto de comunicación permite tener acceso al computador de flujo de manera remota conectando el puerto en un Switch.

Inicie el programa de configuración del computador, para ello de clic en el menú inicio y de doble clic en el programa “ROCLINK 800”



Figura A.26 Iniciando la Ejecución ROCLINK 800

Se abrirá la pantalla de acceso al programa ROCLINK 800, tecle el nombre del usuario “1” y la clave de Acceso “1111”.

User ID: 1

Password: 1111

De un clic al botón “OK”



Figura A.27 Pantalla de Acceso al ROCLINK 800

Se abrirá la pantalla de conexión con el Computador de Flujo, de un clic en el equipo Maloob-A, presión el botón derecho del mouse y de un clic en la opción “Connect”.

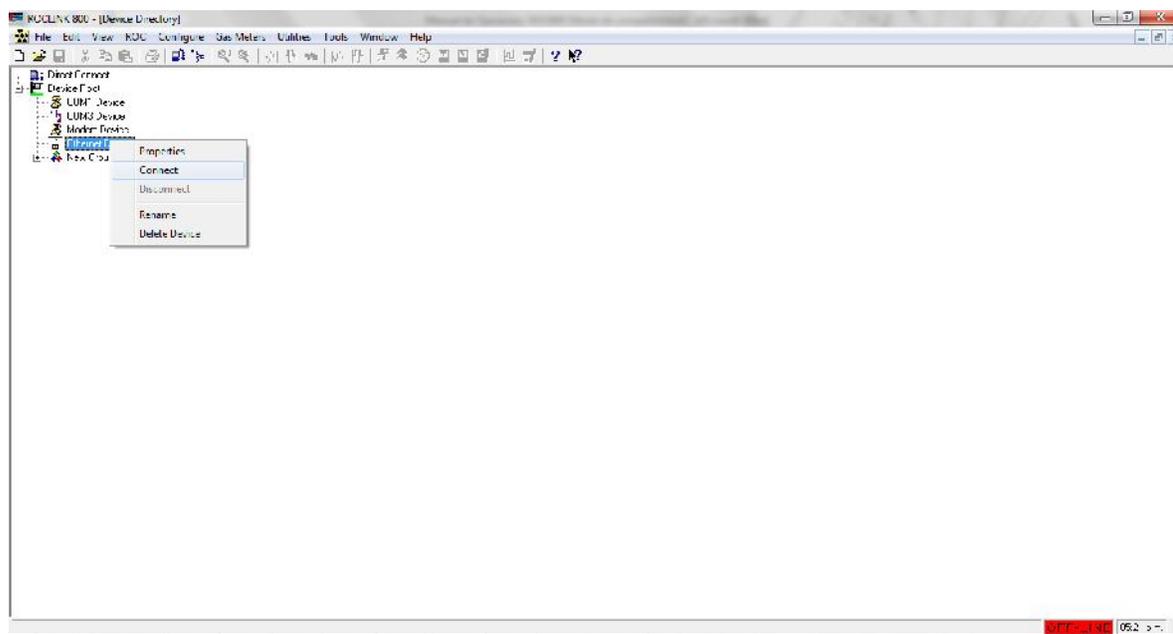


Figura A.28 Pantalla de Conexión con Computador

Se abrirá la pantalla principal para la configuración del computador de flujo, identifique en la esquina inferior derecha que aparezca la leyenda “**ON-LINE**”

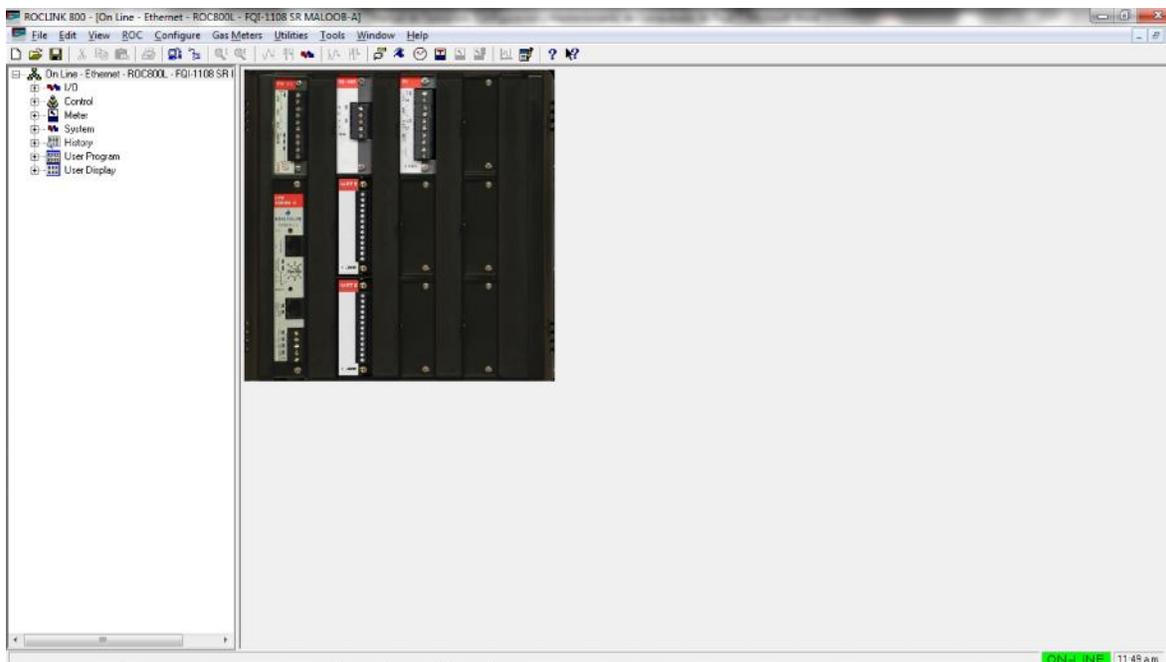


Figura A.29 Pantalla Principal de Configuración del Computador de Flujo

## Composición Cromatográfica y Densidades del Agua y Aceite a 20°C

Posteriormente al mostrarse la pantalla principal de configuración del computador de flujo.

En el árbol de elementos que se muestra en la parte izquierda de la pantalla, de clic en el elemento “User Display”, se abrirá la lista de los sub-elementos, seleccione “Display #2 Configuración”

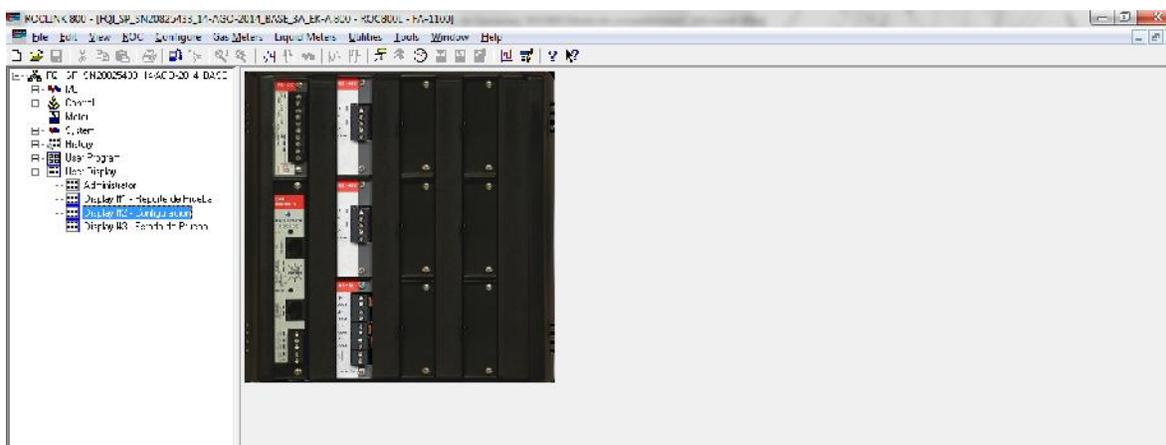


Figura A.30 Pantalla - Selección de Pantallas de Usuario – Configuración

En la pantalla de Configuración, podrá modificar los datos de la composición cromatográfica y las densidades a 20°C del Aceite y del Agua

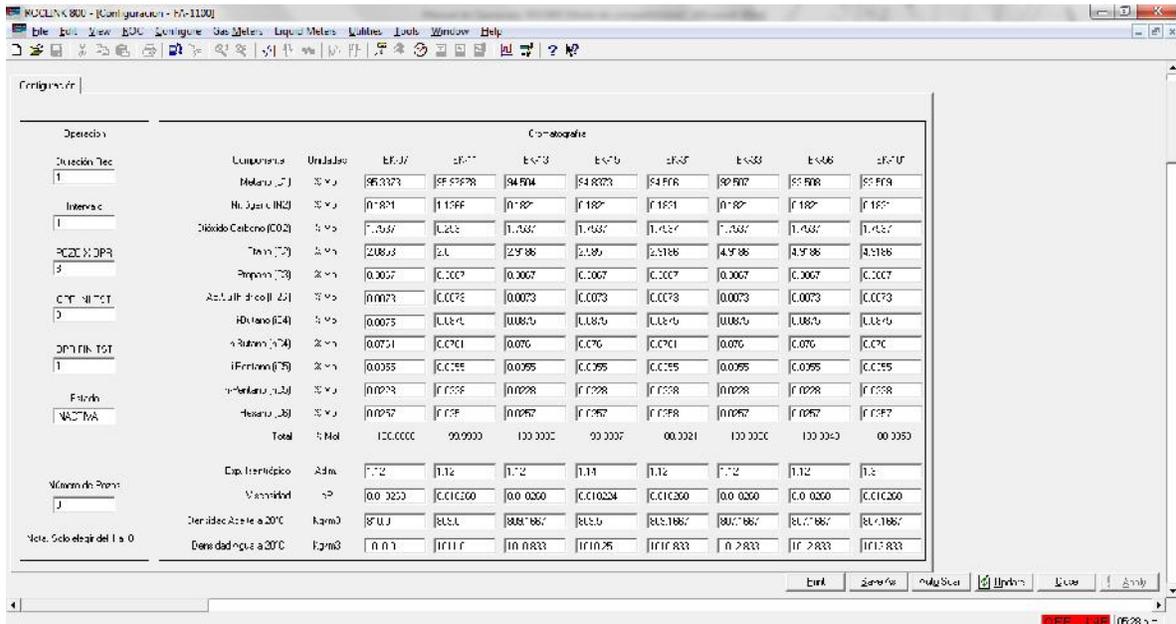


Figura A.31 Pantalla de Configuración - Cromatografía – Densidad

Los datos mostrados en la pantalla son, en la sección Cromatografía:

Variable	Descripción	Unidades
Metano	%Mol de Metano en la mezcla de gas	(% Mol)
Nitrógeno	%Mol de Nitrógeno en la mezcla de gas	(% Mol)
CO <sup>2</sup>	%Mol de Dióxido de carbono en la mezcla de gas	(% Mol)
Etano	%Mol de Etano en la mezcla de gas	(% Mol)
Propano	%Mol de Propano en la mezcla de gas	(% Mol)
n-Butano	%Mol de n-Butano en la mezcla de gas	(% Mol)
i-Butano	%Mol de i-Butano en la mezcla de gas	(% Mol)
n-Pentano	%Mol de n-Pentano en la mezcla de gas	(% Mol)
i-Pentano	%Mol de i-Pentano en la mezcla de gas	(% Mol)
C6+	%Mol de Hexanos y más pesados en la mezcla de gas	(% Mol)
H <sub>2</sub> S	%Mol de Ácido Sulhídrico en la mezcla de gas	(% Mol)
Exp. Isentrópico	Exponente isentrópico del Gas	Adimensional
Viscosidad	Viscosidad	cP

Tabla A.12 Configuración - Datos Cromatograficos

Variable	Descripción	Unidades
Densidad del Aceite a 20°C	Densidad del Aceite Producido a 20°C, obtenida por análisis de laboratorio	Kg/m <sup>3</sup> (Kilogramo por metro cúbico)
Densidad del Agua a 20°C	Densidad del Agua Producida a 20°C, obtenida por análisis de laboratorio	Kg/m <sup>3</sup> (Kilogramo por metro cubico)

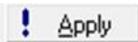
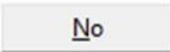
Tabla A.13 Configuración - Densidades

Para modificar algún dato, deberá dar un clic en el valor de la variable, esta se iluminara en color azul. Introduzca el valor con el teclado numérico.

Con los botones que se muestran en la parte inferior de la pantalla



, podrá realizar las siguientes acciones:

Si requiere guardar los datos en la memoria del computador, oprima el botón , observe que cuando no cambien ningún dato, este botón permanecerá desactivado  en caso de haber modificado un dato desplegará una ventana de confirmación de aplicación de los datos, oprima el botón  si los desea guardar u oprima el botón  para descartar los datos y cerrar la pantalla.

Si requiere cancelar los datos introducidos, oprima el botón , este cerrará la pantalla si no modifica ningún dato, los botones restantes no son ocupados en esta sección.

## Consulta de Reporte de Prueba

Posteriormente al mostrarse la pantalla principal de configuración del computador de flujo. En el árbol de elementos que se muestra en la parte izquierda de la pantalla, de clic en el elemento “User Display”, se abrirá la lista de los sub-elementos, seleccione “Display #1 Reporte de Prueba”

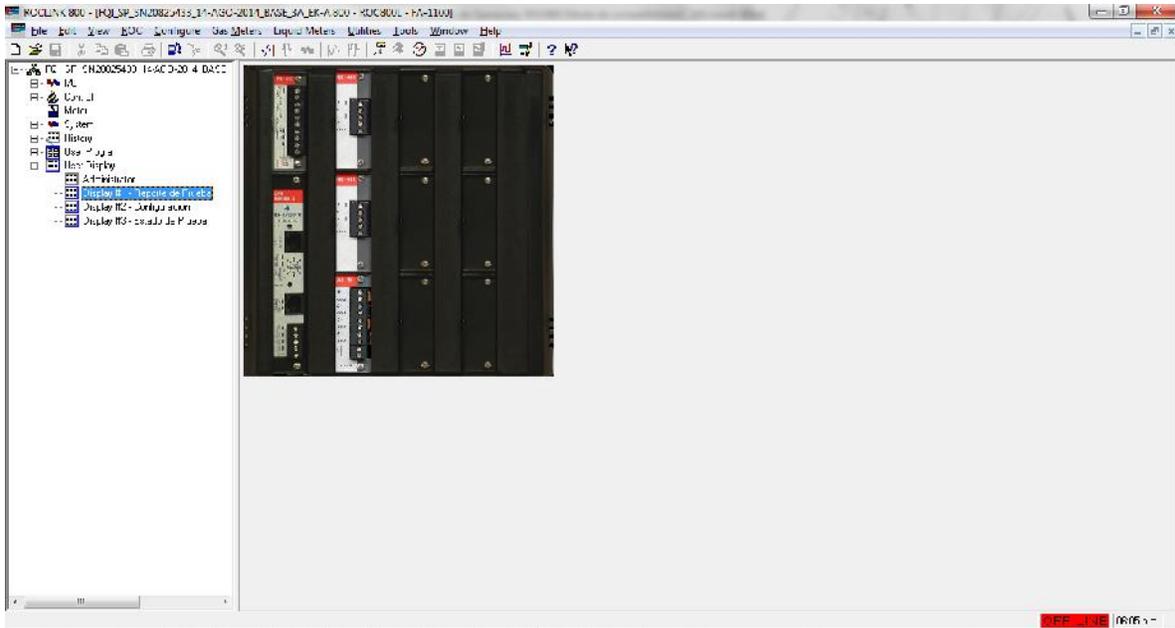


Figura A.32 Pantalla - Selección de Pantallas de Usuario – Reporte de Prueba

Posteriormente se visualizará, la pantalla del reporte de prueba

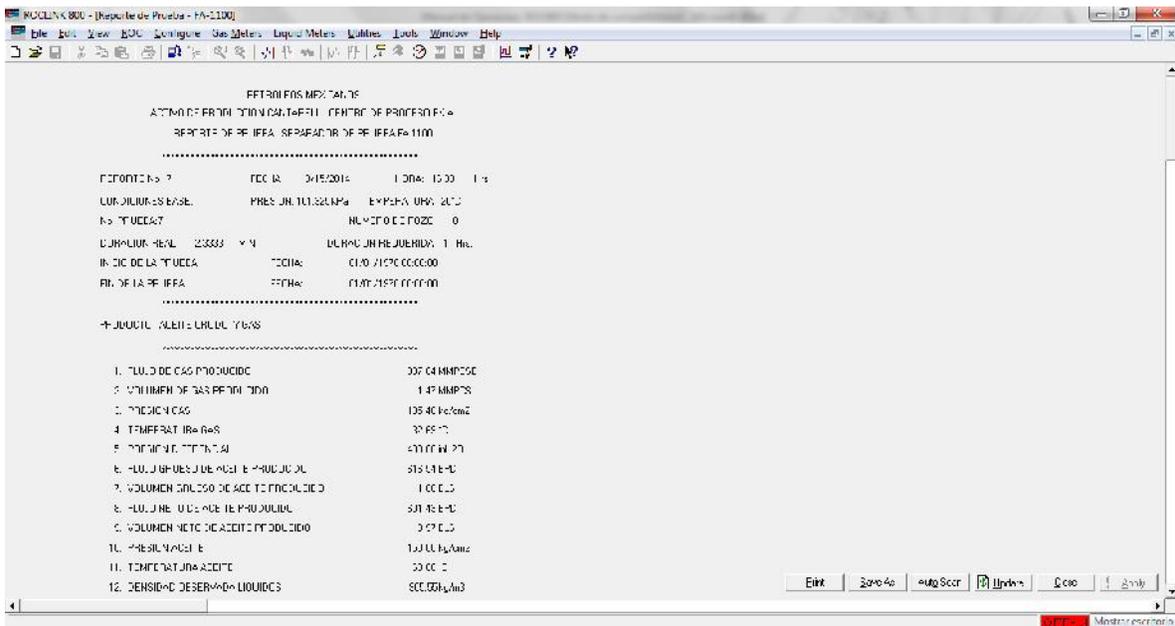


Figura A.33 Reporte de Prueba

Usando los botones de la esquina inferior , podrá realizar las siguientes acciones.

Presionando el botón , podrá realizar una visualización previa del reporte, posteriormente usando las opciones de exportación , podrá obtener el reporte en los formatos:

PDF → Portable Document Format, se podrá visualizar en Adobe Reader

Excel → Hoja de Cálculo, se podrá visualizar en Microsoft Excel

RTF → Formato de Texto Enriquecido, se podrá visualizar en Microsoft Word

HTML → Lenguaje de Marcas de Hipertexto, se podrá visualizar en el navegador de internet

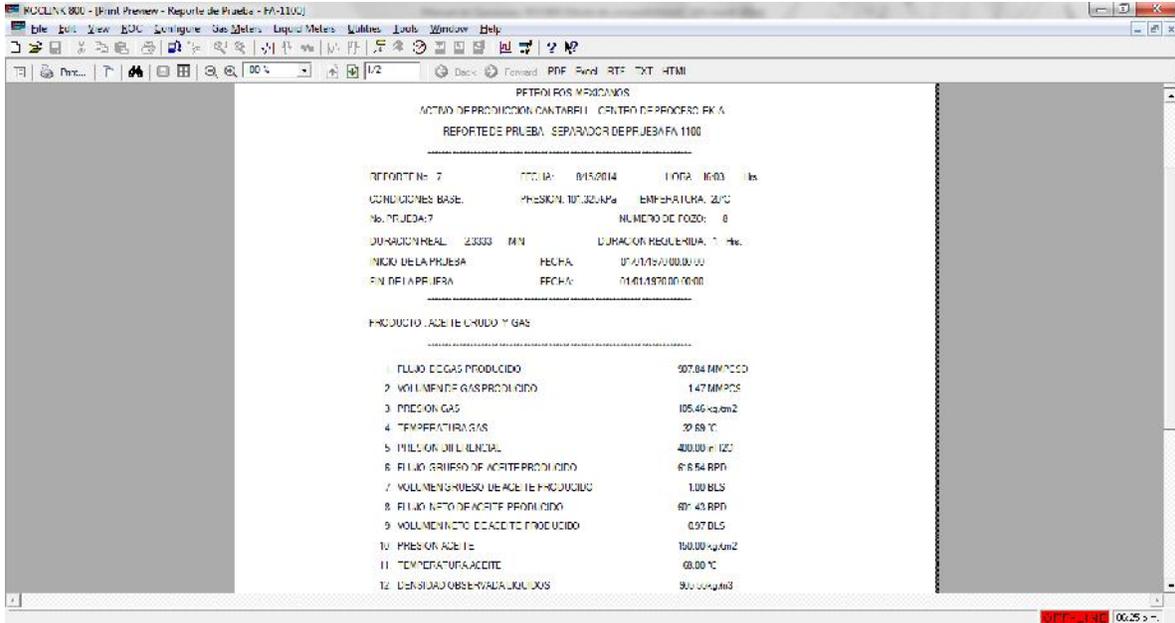


Figura A.34 Vista Previa del Reporte de Prueba

Oprima el botón , para exportar el reporte en formato PDF, se abrirá la pantalla para indicar el nombre del archivo y la ubicación

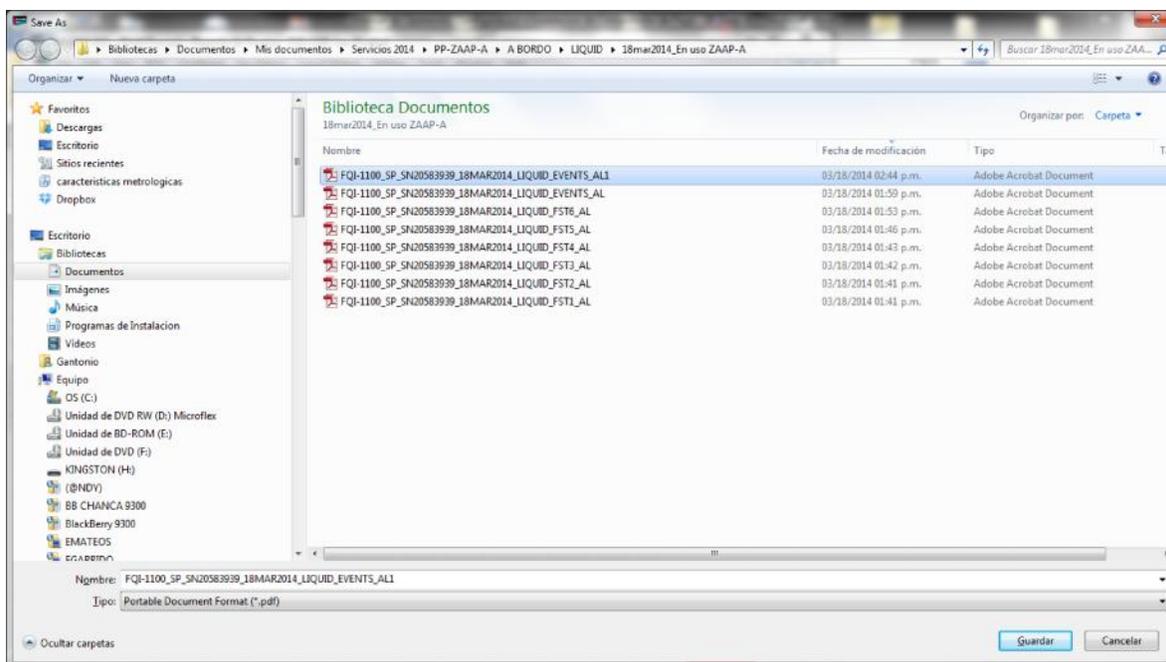


Figura A.35 Nombre y Directorio de Almacenamiento de Archivos

Seleccionar la ubicación y nombre del reporte, para guardar el reporte oprimir el botón  , para cancelar oprima el botón  . Si se guarda se mostrará la pantalla de que se ha completado la exportación.



Esto aplica para cualquier formato al cual quiera exportar el reporte.

Cerrar las ventanas que se han abierto, para retornar a la pantalla de Configuración del Computador de Flujo.

## Consulta y Generación de Reportes de Operación 5 minutales durante la prueba del pozo

Para realizar la consulta de reportes de operación 5 minutales deberá haber iniciado sesión y estar conectado al computador de flujo.

En el menú “View”, seleccione el submenú “History”, y la opción “From Device”. Para acceder a los históricos almacenados en el computador de flujo.

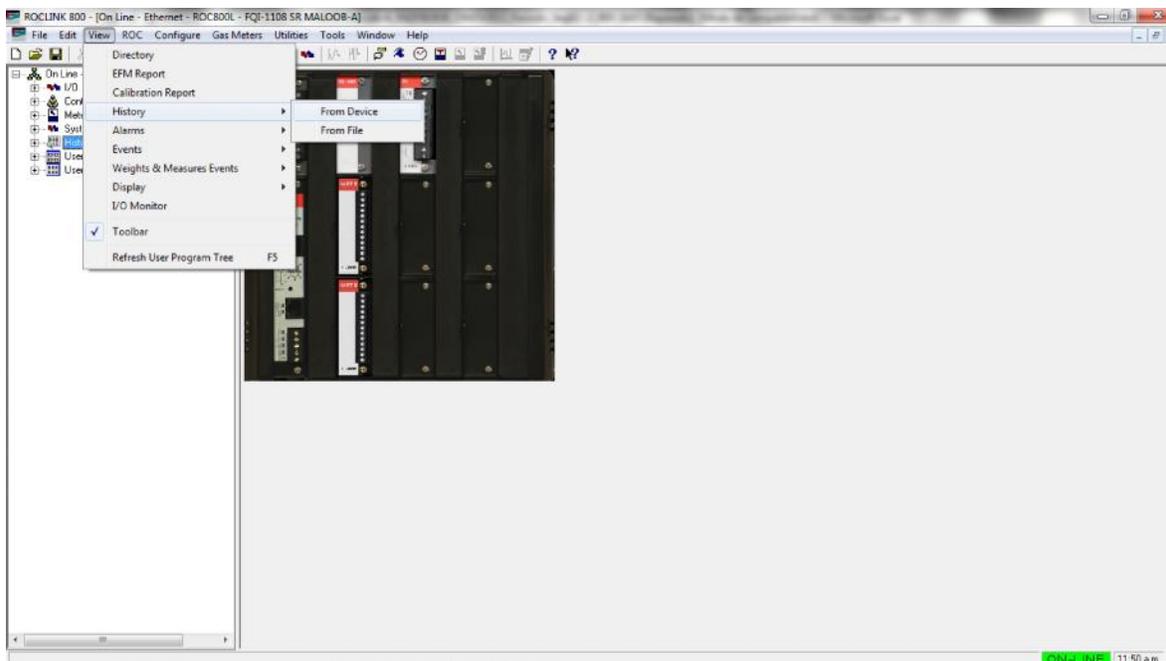


Figura A.36 Pantalla - Menú History

Se abrirá la pantalla de selección del segmento de historia requeridos, seleccione en la casilla  Segment #2, Segment 02 observe que todos los puntos debajo del segmento se encuentren seleccionados

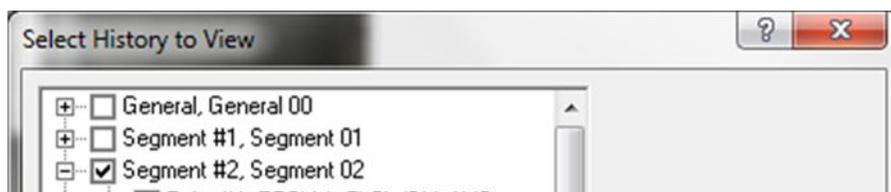
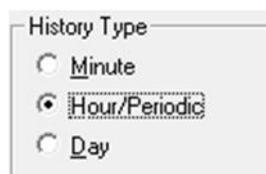


Figura A.37 Selección de Históricos a Visualizar



En la sección de tipo de histórico, seleccione **Hour/Periodic** para recuperar y visualizar los históricos 5 minútales (Periodic 5 minutes).

Se abrirá la pantalla de visualización de históricos, los históricos seleccionados están de acuerdo a la siguiente tabla:

Variable	Descripción	Unidades
UDP211 1 START_TM FST DATA	Fecha de Inicio de la Prueba (1er registro), Fecha actual de la prueba (desde 2do hasta penúltimo registro), Fecha Final de la Prueba (último registro)	AAMMDD AA → Año MM → Mes DD → Día
UDP211 1 END_TM FST DATA	Hora de Inicio de la Prueba (1er registro), Hora actual de la prueba (desde 2do hasta penúltimo registro), Hora Final de la Prueba (último registro)	hhmmss hh → Hora mm → Minuto ss → Segundo
SFP 25 SHORT3 FST DATA	ID del pozo en prueba	Tabla 9 ID de Pozos Configurados, para mayor referencia
FA-1100 IGFLW FST DATA	Flujo Volumétrico Instantáneo de Gas	MPCSD (miles de pies cúbicos estándar por día)
FA-1100 TOTGAS FST DATA	Volumen Acumulado de Gas (desde el inicio de la prueba hasta el momento de almacenar el registro)	MPCS (miles de pies cúbicos estándar)
FIT-1110A IGLVFW FST DATA	Flujo Volumétrico Grueso Instantáneo de Aceite	BPD (Barriles por Día)
FIT-1110A TOGOIL FST DATA	Volumen Grueso Acumulado de Aceite (desde el inicio de la prueba hasta el momento de almacenar el registro)	BLS (Barriles)
FIT-1110A INOVFW FST DATA	Flujo Volumétrico Neto Instantáneo de Aceite a condiciones PEMEX	BPD (Barriles por Día)
FIT-1110A TONOIL FST DATA	Volumen Neto Acumulado de Aceite (desde el inicio de la prueba hasta el momento de almacenar el registro) a condiciones PEMEX	BLS (Barriles)
FIT-1110A DENVAL FST DATA	Densidad Instantánea de Líquidos	kg/m <sup>3</sup> (Kilogramos por metro cubico)
FIT-1110A TMPVAL FST DATA	Temperatura Instantánea de Líquidos	°C (Grados Celsius)
FIT-1110A PRSVAL FST DATA	Presión Instantánea de Líquidos	kg/m <sup>2</sup> (Kilogramos por metro cuadrado)

FIT-1110A IWCUTA FST DATA	Corte de Agua Instantánea	%WC (Porcentaje de corte de agua)
GAS FA1101 NITROG AVG	%Mol de Nitrógeno promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 CARBDI AVG	%Mol de Bióxido de Carbono promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 METHAN AVG	%Mol de Metano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 ETHANE AVG	%Mol de Etano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 PROPAN AVG	%Mol de Propano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 NBUTAN AVG	%Mol de n-Butano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 IBUTAN AVG	%Mol de i-Butano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 NPENTA AVG	%Mol de n-Pentano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 IPENTA AVG	%Mol de i-Pentano promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 NHEXAN AVG	%Mol de Hexanos y más pesados promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 HYDSUL AVG	%Mol de Ácido Sulhídrico promedio en la mezcla de gas	% (% Mol)
GAS FA1101 MOLWGHT AVG		U.M.A. (Unidad de Masa Atómica)
GAS FA1101 SPGR AVG	Gravedad Especifica promedio del Gas	

Tabla A.14 Variables Históricas de 5 Minútales

Para seleccionar los datos históricos, coloque el puntero del mouse en el recuadro de la

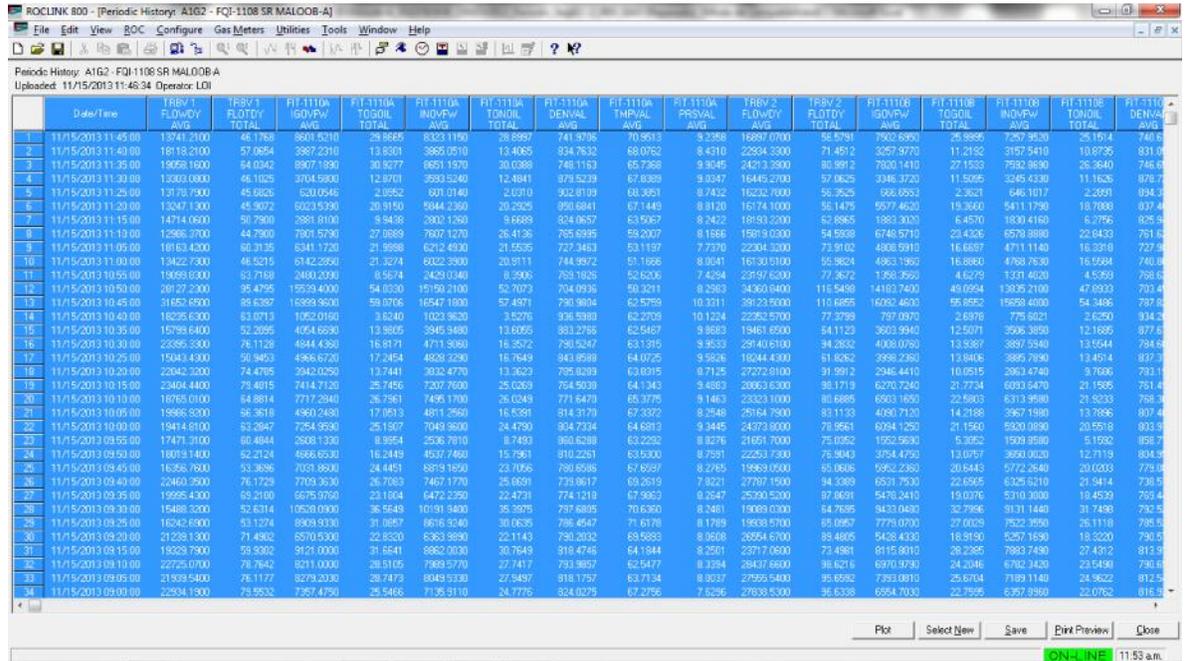
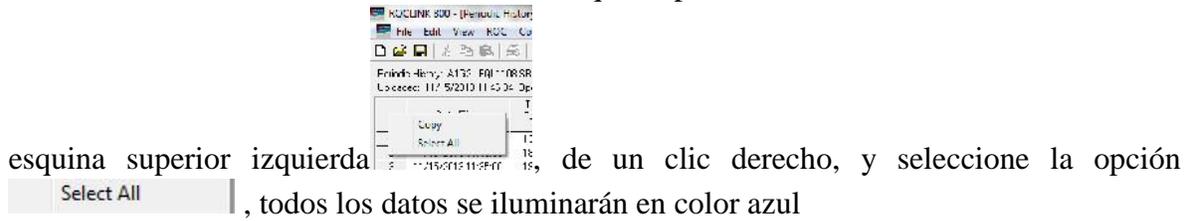
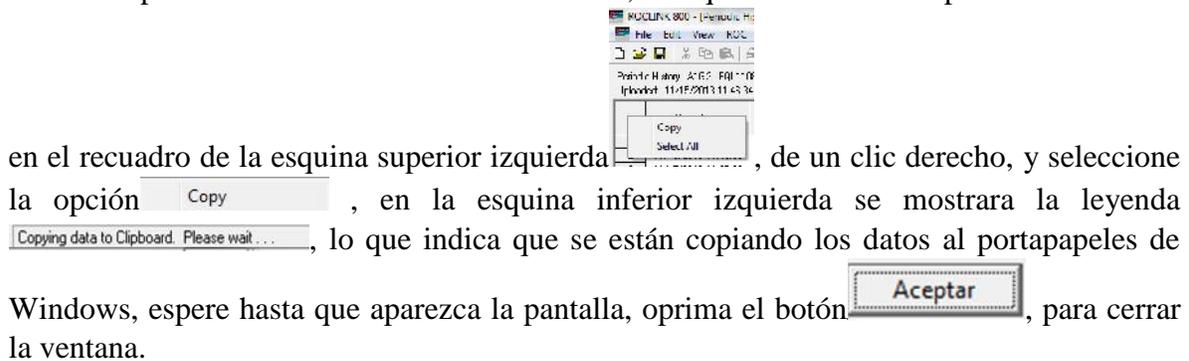


Figura A.38 Datos Históricos 5 minútales a seleccionar

Para copiar los datos históricos seleccionados, coloque nuevamente el puntero del mouse



en el recuadro de la esquina superior izquierda, de un clic derecho, y seleccione la opción Copy, en la esquina inferior izquierda se mostrara la leyenda Copying data to Clipboard. Please wait..., lo que indica que se están copiando los datos al portapapeles de Windows, espere hasta que aparezca la pantalla, oprima el botón Aceptar, para cerrar la ventana.

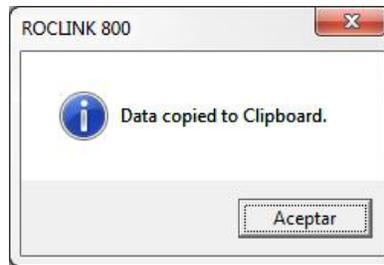


Figura A.39 Datos copiados al portapapeles de Windows

Inicie la aplicación Microsoft Excel, una vez iniciada una hoja de cálculo, posicione en la celda A1, oprima el botón derecho del mouse y seleccione la opción de pegar

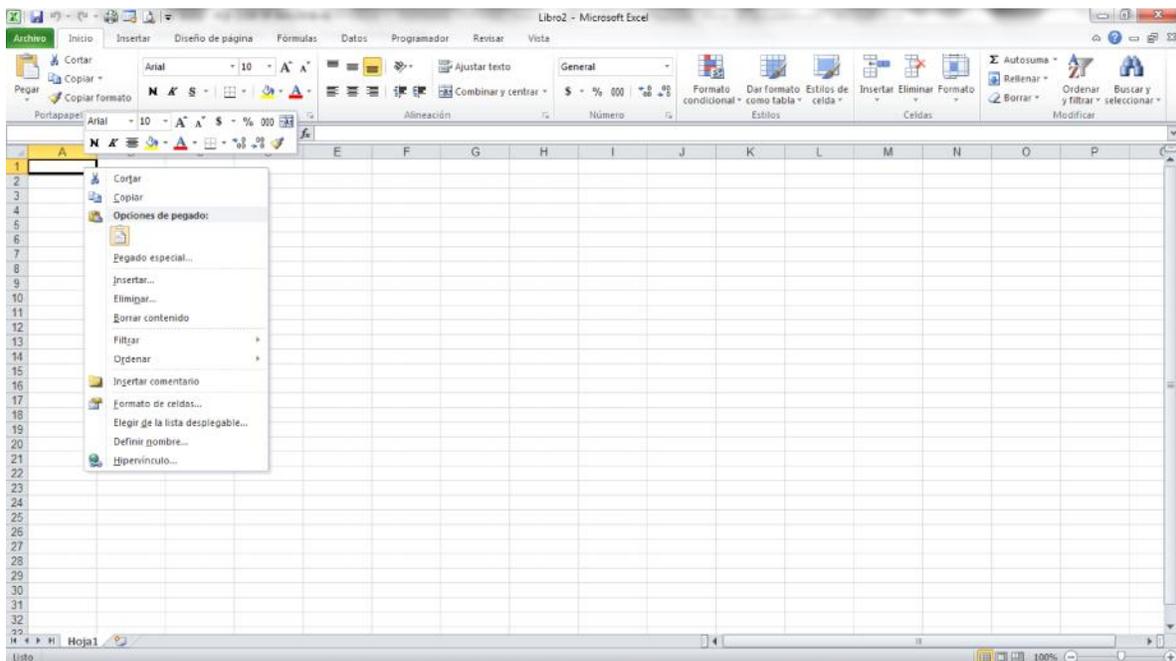


Figura A.40 Pegado de Datos en Excel

Asegure que los datos aparecen correctamente, no se encuentren traslapados, de ser así, repita los pasos desde la selección de los datos en el ROCLINK 800.

# Manual de Operación de Computador de Flujo ROC809

The image shows a screenshot of a Microsoft Excel spreadsheet titled 'FQI-1100\_SP\_S20082930\_HISTORICOS DE PRUEBA\_13MAR2014'. The spreadsheet contains a table with the following columns: A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q. The rows are numbered from 1 to 2343. The data in the spreadsheet is as follows:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1			Date/Time	UDP211 1, START_TM, FST DATA	UDP211 1, END_TM, FST DATA	SFP 25, SHORT3, FST DATA	FA-1100, IGFLW, FST DATA	FA-1100, TOTGAS, FST DATA	FIT-1110A, IGLVFW, FST DATA	FIT-1110A, TOGOIL, FST DATA	FIT-1110A, INOVFW, FST DATA	FIT-1110A, TONOIL, FST DATA	FIT-1110A, DENVAL, FST DATA	FIT-1110A, TMPVAL, FST DATA	FIT-1110A, PRVAL, FST DATA	FIT-1110A, IWCUTA, FST DATA	
2315	2314	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	125796.0000	4.0000	53349.5000	800.7817	11793.3900	178.6400	11459.1500	173.5800	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2316	2315	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	125559.0000	4.0000	53349.7700	729.1367	11793.3900	162.6100	11459.1500	158.0000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2317	2316	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	125059.0000	4.0000	53344.2900	543.9004	11793.3900	121.5900	11459.1500	118.1500	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2318	2317	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	124559.0000	4.0000	53339.0000	365.4570	11793.3900	80.6100	11459.1500	78.3300	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2319	2318	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	124059.0000	4.0000	53334.5600	180.2207	11793.3900	39.7600	11459.1500	38.6400	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2320	2319	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	123607.0000	4.0000	52926.4700	0.0000	11793.3900	0.0000	11459.1500	0.0000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2321	2320	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	122557.0000	2.0000	52924.2100	2204.9380	11793.3900	491.3000	11459.1500	477.3800	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2322	2321	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	122459.0000	2.0000	52916.8000	2169.4130	11793.3900	483.3400	11459.1500	469.6500	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2323	2322	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	121959.0000	2.0000	52921.2400	1985.8620	11793.3900	442.3300	11459.1500	428.8000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2324	2323	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	121459.0000	2.0000	52919.2800	1801.9110	11793.3900	401.3400	11459.1500	389.9800	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2325	2324	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	120959.0000	2.0000	52921.5100	1618.1610	11793.3900	360.4900	11459.1500	350.2800	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2326	2325	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	120459.0000	2.0000	52916.5400	1434.4100	11793.3900	319.4900	11459.1500	310.5800	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2327	2326	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	119959.0000	2.0000	52917.3400	1250.6590	11793.3900	278.6200	11459.1500	270.7300	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2328	2327	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	119459.0000	2.0000	52918.3800	1066.9080	11793.3900	237.6100	11459.1500	231.0100	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2329	2328	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	118959.0000	2.0000	52916.3200	883.1572	11793.3900	196.7400	11459.1500	191.1700	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2330	2329	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	118459.0000	2.0000	52920.0800	699.4072	11793.3900	155.7500	11459.1500	151.3400	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2331	2330	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	117959.0000	2.0000	52927.3200	515.6563	11793.3900	114.8800	11459.1500	111.6300	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2332	2331	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	117459.0000	2.0000	52919.1700	331.9053	11793.3900	73.8900	11459.1500	71.8000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2333	2332	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	116959.0000	2.0000	52917.1600	148.1543	11793.3900	32.8900	11459.1500	31.9700	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2334	2333	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	116459.0000	2.0000	52510.0400	0.0000	11793.3900	0.0000	11459.1500	0.0000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2335	2334	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	115959.0000	103.0000	52511.8300	2188.5380	11793.3900	491.3900	11459.1500	477.4600	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2336	2335	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	115459.0000	103.0000	52510.1400	2159.3650	11793.3900	484.8100	11459.1500	471.0700	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2337	2336	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	114959.0000	103.0000	52511.4100	1977.0360	11793.3900	443.8100	11459.1500	431.2300	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2338	2337	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	114459.0000	103.0000	52512.0300	1794.7070	11793.3900	402.8200	11459.1500	391.4000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2339	2338	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	113959.0000	103.0000	52507.6300	1612.3780	11793.3900	361.8600	11459.1500	351.6000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2340	2339	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	113459.0000	103.0000	52507.2100	1430.0490	11793.3900	321.0100	11459.1500	311.9100	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2341	2340	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	112959.0000	103.0000	52505.8500	1247.7200	11793.3900	280.1400	11459.1500	272.2000	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2342	2341	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	112459.0000	103.0000	52510.4600	1065.3900	11793.3900	239.1400	11459.1500	232.3600	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	
2343	2342	9,47E+08	01/01/2000 00:00	140318.0000	111959.0000	103.0000	52517.0200	883.0605	11793.3900	198.2700	11459.1500	192.6500	960.0000	66.0000	18.0000	0.0300	

Figura A.41 Datos Históricos en Excel

Con los datos en Excel, y utilizando las herramientas de Excel usted podrá realizar gráficos de comportamiento, análisis de los datos, etc.

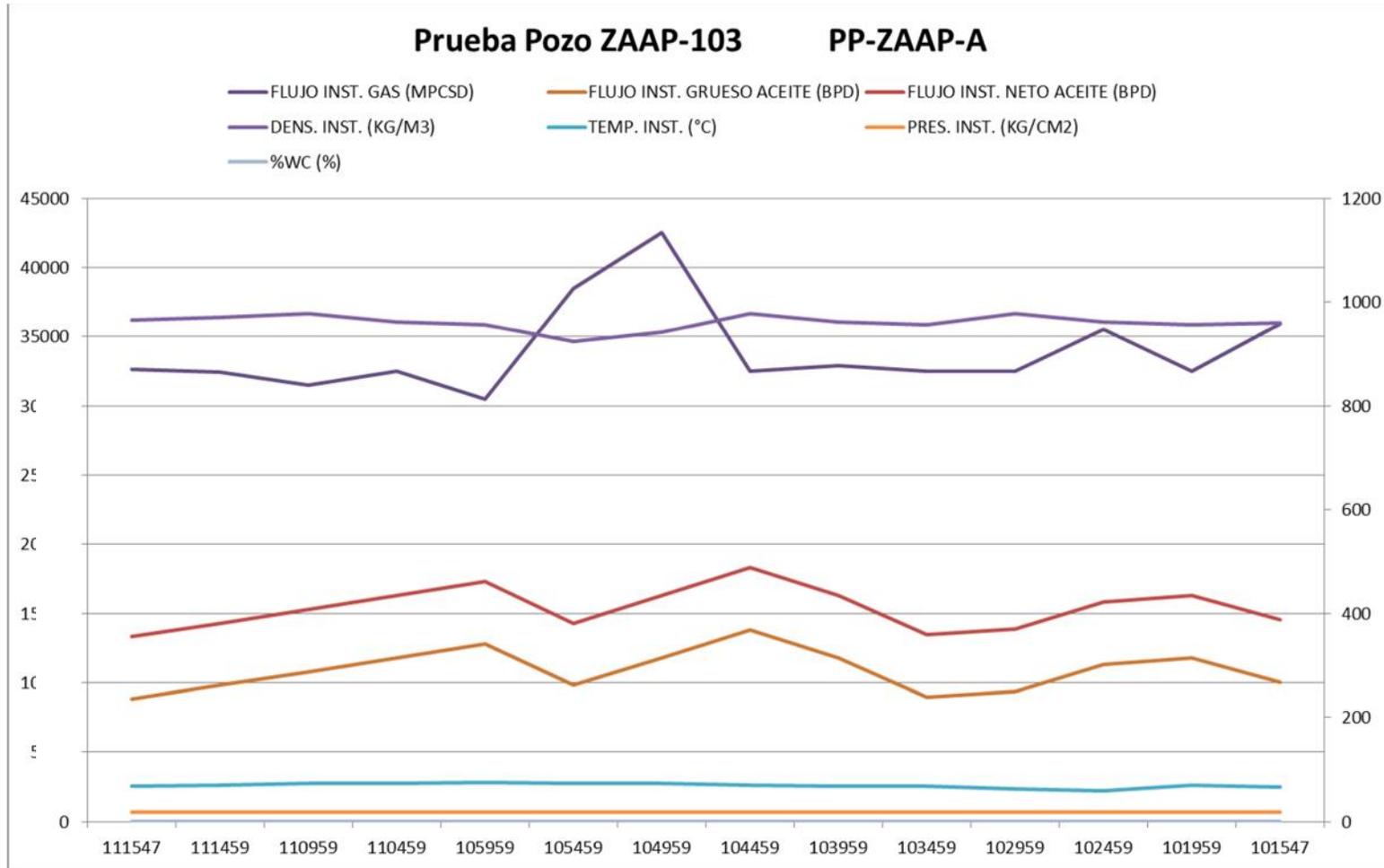


Figura A.42 Gráfico de Comportamiento de la Medición del Separador

## Terminando el enlace de comunicación del Computador al ROCLINK 800

Cierre todas las ventanas que en ese momento se encuentren abiertas, hasta retornar a la pantalla de configuración principal del computador

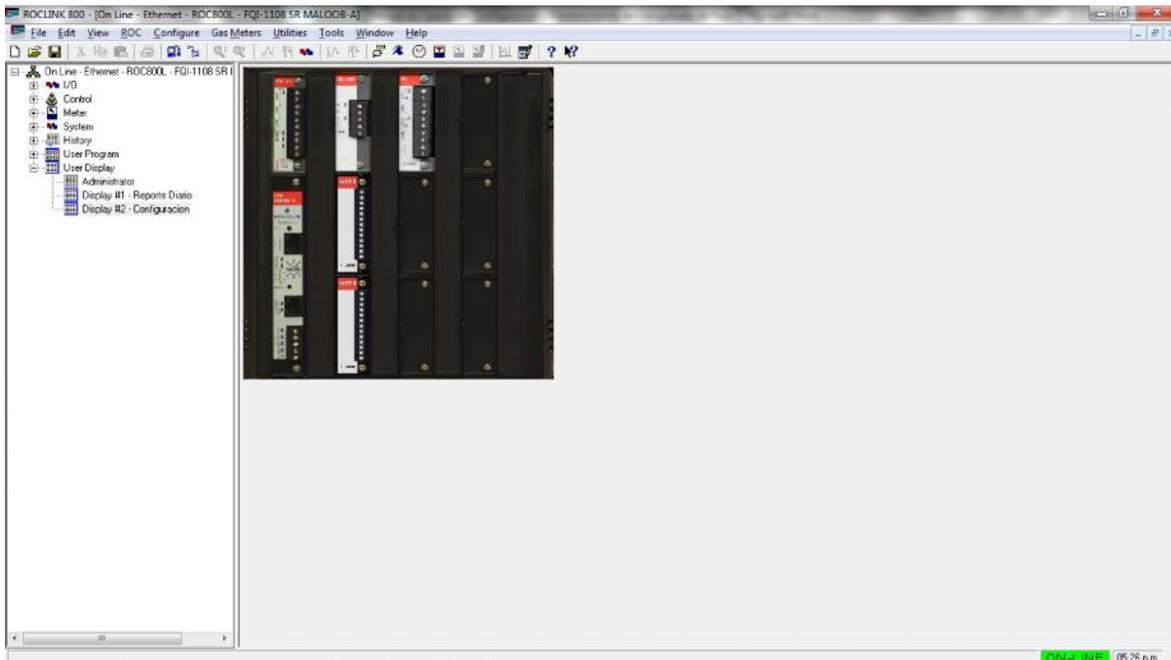


Figura A.43 Pantalla de Configuración Principal

Desconéctese del computador de flujo oprimiendo el botón  de desconectar, se abrirá la pantalla de directorio de equipos, mostrando las leyendas en la parte inferior izquierda **Logout SUCCESS**, y en la parte inferior derecha **OFF-LINE**, lo cual, es indicativo que ya se terminó la comunicación entre el computador y el RocLink 800, también lo puede realizar en menú ROC>Disconnect.

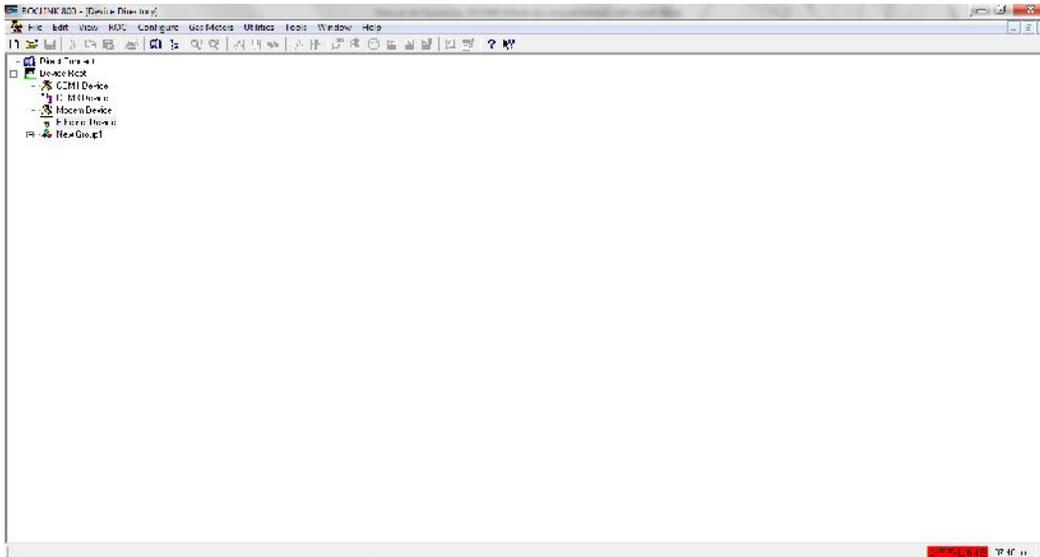


Figura A.44 Comunicación con Computador Finalizada

En el menú "File", presione la opción "Exit", para salir del RocLink 800

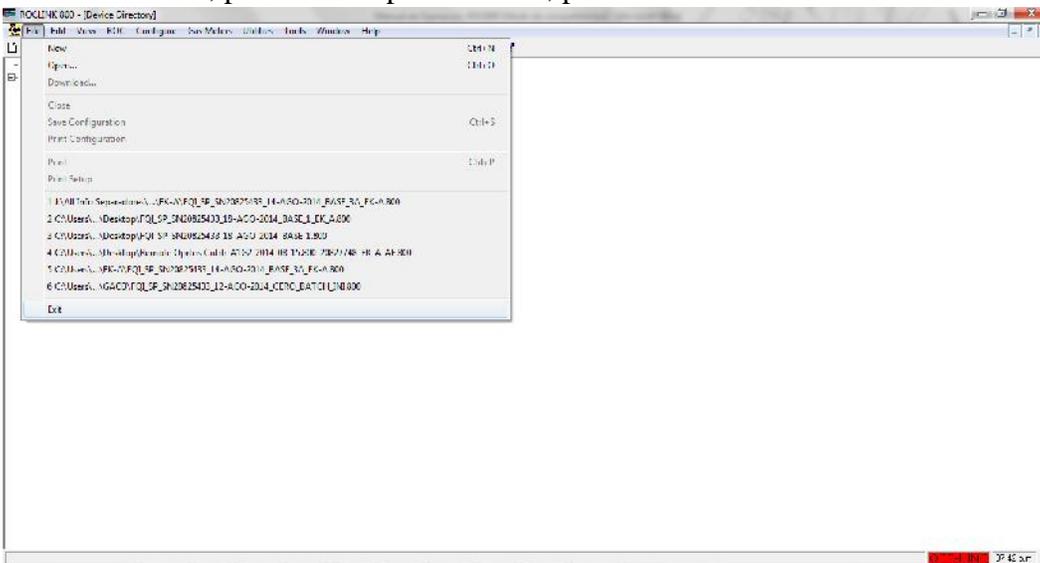


Figura A.45 Pantalla de Finalización del RocLink 800