

1
2ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



SISTEMAS DE TELEMEDICION PARA BALANCES MASICOS PERIFERICOS EN REFINERIAS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A
MAURICIO ABOGADO VALDES

MEXICO, D. F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

Cap. 1 Introducción	1
Cap. 2 Medición de variables en tuberías	3
Medición de variables en ductería de líquidos en líneas de baja presión	4
Medición de variables en ductería de líquidos en líneas de alta presión	22
Medición de flujo másico de gases con composición conocida	26
Medición de variables en ductería para gases a desfogues	28
Hojas de especificación de instrumentos para el área de ductería	29
Dibujos típicos de instalación	34
Cap. 3 Medición de variables en tanquería	39
Hojas de especificación de instrumentos para el área de tanquería	44
Dibujos típicos de instalación	47
Cap. 4 Comunicaciones de campo	55
Diagramas de lazo	60
Cap. 5 Arquitectura	65
Cap. 6 Infraestructura	70
Especificaciones de infraestructura para la instalación del sistema de control distribuido	71
Lista de plano de infraestructura	79
Cap. 7 Conclusiones	86
Bibliografía	87

CAPITULO 1 INTRODUCCION

La industria Mexicana enfrenta hoy por hoy una fuerte competencia debido a la inestabilidad en el costo del petróleo crudo y a las perspectivas que presenta el Tratado de Libre Comercio con Estados Unidos y Canadá.

La industria de refinación del petróleo esta atravesando por una marcada transformación la cual ha acelerado el proceso de modernización de Petróleos Mexicanos, incluyéndose cambios importantes en sus unidades productivas, por lo cual es una directriz el adoptar tecnologías de punta.

El objetivo de este trabajo es presentar los resultados de un estudio encaminado a la automatización del cálculo del balance másico global en unidades de proceso para refinación, entendiéndose el balance másico global como la cuantificación de entradas, salidas y acumulación de materia en las diferentes plantas de una refinería.

Se plantea el uso de un sistema ágil y eficiente que permita lograr una mayor confiabilidad en los datos, cálculos y oportunidad de los reportes.

Esta tesis se realizó paralelamente al desarrollo de los proyectos de ingeniería ejecutados por la compañía SEN DEN, S.A. de C.V., en las refinerías "Ing. Héctor Lara Sosa" de Cadereyta, Nuevo Leon , y en la refinería "Miguel Hidalgo" en Tula, Hidalgo.

Para lograr el objetivo propuesto, se plantea una alternativa tecnológica, la cual se compone de tres partes:

- a) Instrumentación.
- b) Comunicaciones de campo.
- c) Sistema de adquisición de datos.

El balance másico se puede ejemplificar con la siguiente ecuación:

$$\text{Entrada} = \text{Salida} + \text{Acumulación}$$

Por "entrada" se entiende las líneas de conducción de fluidos que entran a la refinería, siendo estas las líneas que contienen materias primas.

Por "salida" se entiende las líneas que contienen los productos ya refinados.

La acumulación se refiere a los tanques de almacenamiento, ya sean atmosféricos o presurizados.

Por último, cabe mencionar que en el presente trabajo se le da un mayor enfoque a la parte de instrumentación y comunicaciones de campo.

CAPITULO 2

MEDICION DE VARIABLES EN TUBERIAS

Con el objeto de realizar el balance másico global en una unidad de refinación es necesario cuantificar la cantidad de materia que entra y sale de la planta.

Para los casos bajo estudio los principales ductos son:

Entradas: -Crudo
 -Gas natural

Salidas: -Gasolina nova
 -Gasolina magna-sin
 -Combustóleo
 -Diesel (nacional y desulfurado)
 -Propano-Propileno
 -Butano-Butileno
 - Azufre

Dadas las características de los flujos mencionados, la medición de variables en ductería se divide en 4:

- a) Medición de variables en ductería de líquidos de líneas de baja presión.
- b) Medición de variables en ductería de líquidos de líneas de alta presión.
- c) Medición de variables en ductería de gases con composición conocida.
- d) Medición de variables en ductería de gases a desfogues.

a) Medición de variables en ductería de líquidos en líneas de baja presión.

- Las variables consideradas son:

- Flujo másico
- Presión
- Temperatura
- Gravedad específica

Flujo másico:

Esta es la principal variable. Existen varios métodos para la cuantificación de la misma, siendo los principales:

- Medidores de presión diferencial
- Medidores magnéticos
- Medidores másicos directos
- Medidores oscilatorios
- Medidores térmicos
- Medidores de turbina
- Medidores ultrasónicos
- Medidores de área variable
- Medidores de inserción

Durante muchos años la medición de flujo en la industria, se concretaba a la obtención de una medición de flujo volumétrico, aunado a una medición de temperatura y densidad, lográndose así una medición másica de forma indirecta.

A partir de la segunda mitad de la década de los años 80's, se desarrollaron instrumentos que realizan la medición másica en forma directa. El principio de operación de tales instrumentos, se basa en la utilización del efecto de las fuerzas de Coriolis.

Las principales características de dichos instrumentos, además de la medición de masa en

Las principales características de dichos instrumentos, además de la medición de masa en forma directa, son la alta precisión y la confiabilidad de los mismos.

Después de realizar un estudio comparativo entre las características de los principales medidores de flujo volumétrico y los medidores de flujo másico, se llegó a la conclusión de que para las condiciones de las líneas de flujo líquido a baja presión, los medidores másicos cubren con los objetivos propuestos.

Principio de operación medidores de flujo másico.

La medición de flujo en instrumentos tipo Coriolis se basa en la dinámica de un flujo sometido a un movimiento circular. (Figura # 1).

La dinámica de este movimiento produce una vibración que va en aumento, conforme el fluido se acerca al punto máximo de flexión (en la "U" del tubo), así mismo la vibración disminuye en cuanto el fluido (que se desacelera) se aleja de este punto.

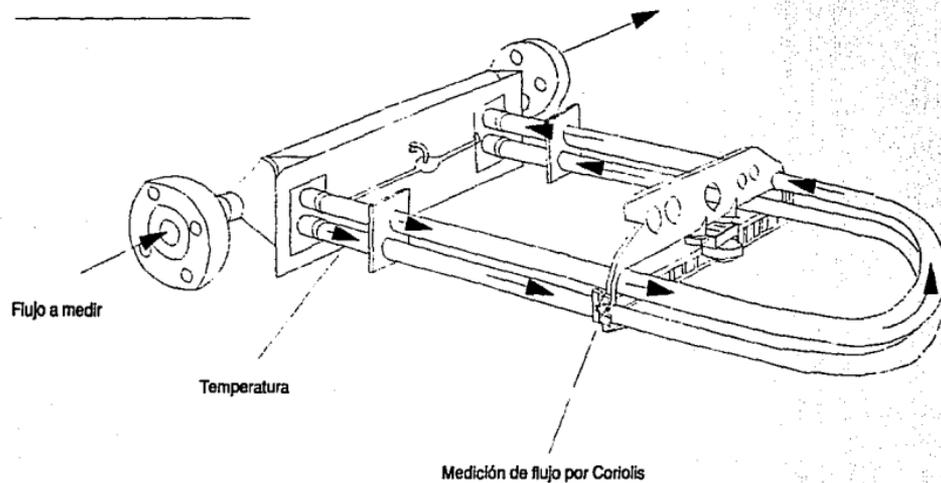
Al estar circulando el fluido por el medidor, este ejerce una fuerza en la parte interna del tubo, la cual es una resistencia a la aceleración, por la que el tubo se flexiona. Por otro lado, en la parte externa del tubo la fuerza ejercida por el fluido se encuentra en la dirección opuesta de acuerdo a que el fluido resiste a la desaceleración. Esta fuerza causa que la parte externa del tubo quede flexionado, pero en posición totalmente opuesta al lado interno del tubo.

El resultado de estas fuerzas es un efecto de torsión en el tubo, durante condiciones de flujo, cambiando con cada ciclo de vibración.

Para demostrar lo anteriormente expuesto de una manera gráfica se presenta la figura # 2, en donde un fluido en el punto 2 se mueve más aprisa que si se encontrara en el punto 1 o en el punto 3. El fluido que va pasando a través de la sección curva debe en teoría cambiar su velocidad en el espacio, aún cuando su velocidad relativa en el tubo sea constante. Cuando el fluido se aleja en el eje de montaje (eje donde se presenta la oscilación), el tubo se flexiona hacia adelante, y cuando éste se mueve hacia el eje de montaje, el tubo tiene un movimiento que lo flexiona hacia atrás.

Un conjunto de sensores en el tubo vibran con una frecuencia electromagnética, el movimiento en cualquier punto del tubo puede ser representado por una onda sinusoidal.

FIGURA # 1



Medidor de flujo másico

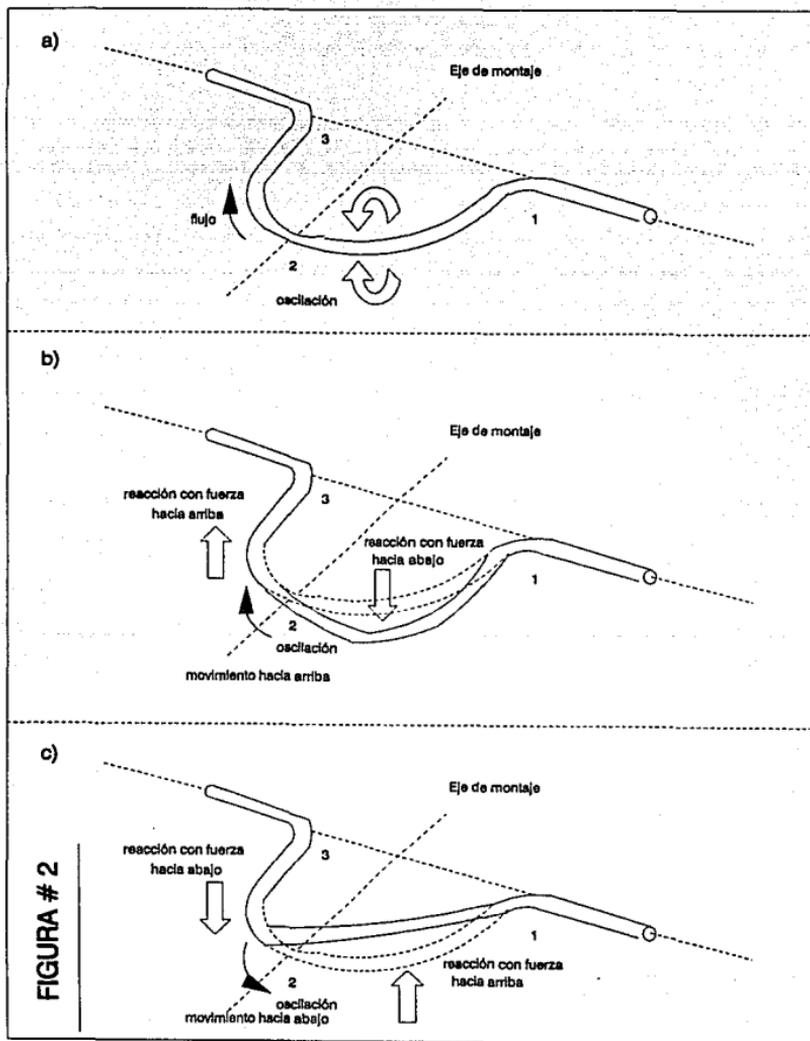


FIGURA # 2

Quando no pasa fluido a través del tubo, todos los puntos se mueven en secuencia o en fase con una referencia, como se aprecia en la figura #3(a). En el momento que se mueve un fluido, el movimiento en la parte interna del tubo se retrasa en la referencia; mientras que el movimiento en la parte externa del tubo va en fase con la referencia. (figura # 3 (b)).

El tiempo de retraso entre S1 y S2 es directamente proporcional al flujo de masa que pasa por el sensor, como se demostrará a continuación:

En la figura # 4 se tiene un tubo de medición en forma de U, por el cual un fluido con masa m fluye con una velocidad angular v alrededor de los ejes $\Theta-\Theta'$.

La fuerza de Coriolis (la cual se basa primeramente en la segunda ley de Newton $F=ma$) es inducida por el flujo, la cual es ejemplificada por la ecuación # 1, en la que se describe la medición en un sensor colocado en un tubo con forma de U:

$$F = 2m\omega v \quad (1)$$

donde F = fuerza

m = masa

v = velocidad angular

Los vectores de velocidad de entrada y de salida del fluido están en posiciones opuestas, a través de lo largo de los ejes $R-R'$; las fuerzas F_1 y F_2 aplicadas por el fluido a la salida y a la entrada, cuentan con la misma amplitud, pero diferente dirección.

Desde que el tubo oscila alrededor de los ejes $\Theta-\Theta'$, las fuerzas desarrolladas crean un momento (M) de oscilación alrededor de los ejes $R-R'$ con radio r , esto queda expresado por :

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

pero como $F_1 = F_2$ y $r_1 = r_2$, y cambiando las ecuaciones (1) y (2):

$$M = 2Fr = 4m\omega v r \quad (3)$$

La masa (m) es definida como el producto de la densidad (δ), el área de sección transversal (A) y la longitud (l):

FIGURA # 3

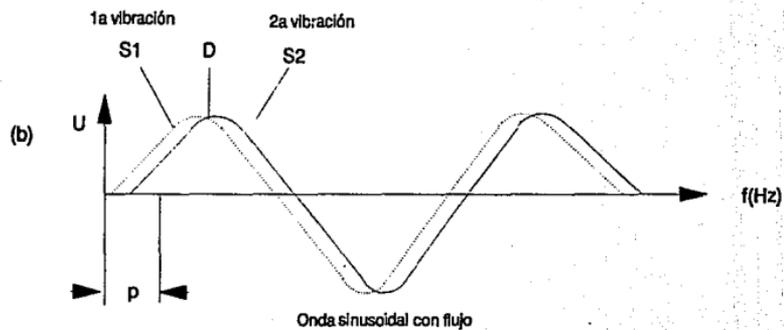
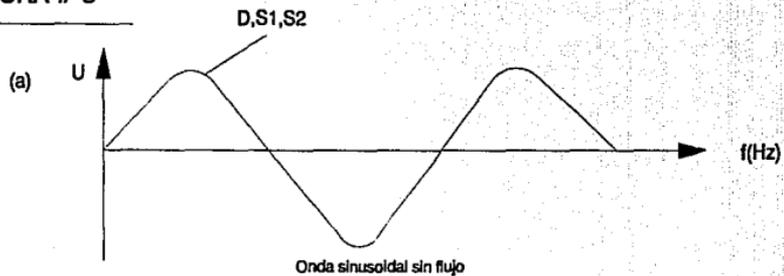
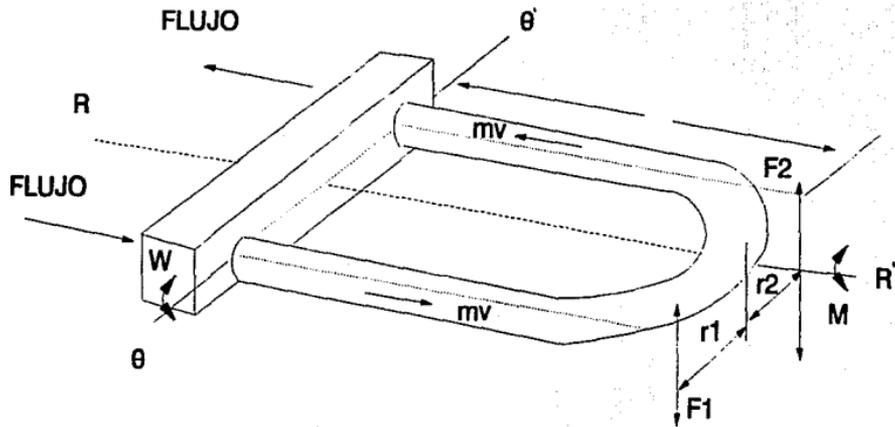


FIGURA # 4



$$m = \delta A l \quad (4)$$

La velocidad es definida como la unidad de longitud (l) por unidad de tiempo (t):

$$v = l/t \quad (5)$$

El flujo de masa (W) es definido como la masa (m) que fluye por un punto dado por unidad de tiempo, por lo tanto:

$$W = m/t \quad (6)$$

Sustituyendo la ecuación # 6 en la 3, esta se convierte en :

$$M = 4wrWI \quad (7)$$

El momento M induce una deflexión angular, o giro con un ángulo θ del tubo de medición alrededor de los ejes R-R'. El ángulo es máximo a la mitad del viaje del flujo en el tubo de vibración.

Sin embargo, esta deflexión es opuesta a la fuerza correspondiente al módulo elástico del tubo (K).

Al torque se le define como:

$$T = K\theta \quad (8)$$

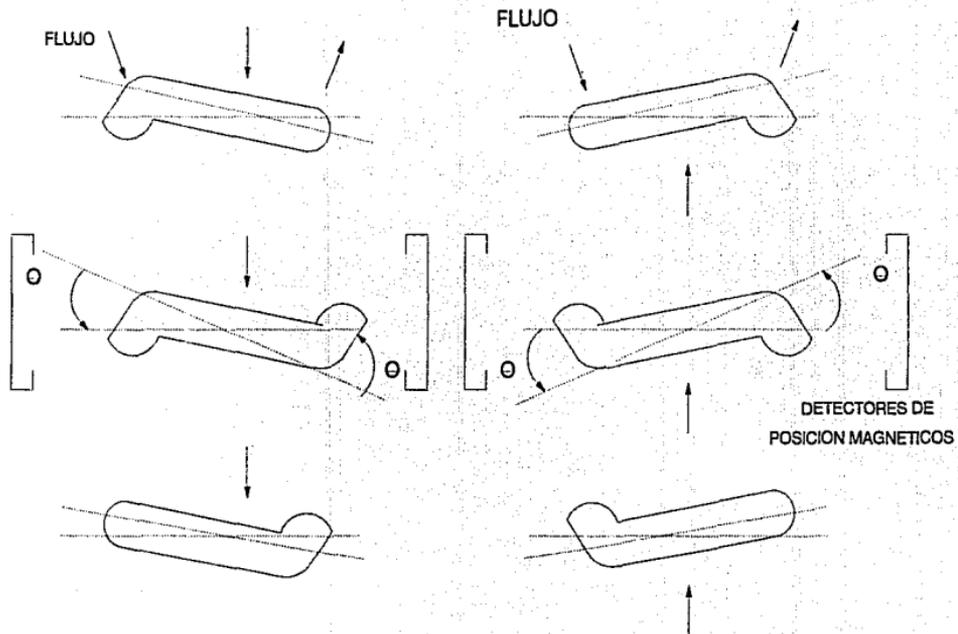
Como $T=M$, el flujo de masa W se relaciona con el ángulo de deflexión, de acuerdo a la ecuación # 5:

$$W = (Kx\theta)/(4wrl) \quad (9)$$

En la figura # 5 se observa como el flujo de masa puede ser obtenido por el ángulo de deflexión de los dos bobinas de posición magnética.

Un microprocesador procesa la señal emitida por el sensor para la medición de θ como función del tiempo, estas señales provienen de las mediciones en el tubo a través del punto medio de la deflexión total. El tiempo de diferencia entre las dos mediciones es cero en condiciones de no

FIGURA # 5



flujo.

Cuando el flujo es establecido (incrementándose el ángulo Θ) el tiempo diferencial entre las dos señales corresponde a las posiciones de alta y baja en el tubo. Estas diferencias en el tiempo son interpretadas como pulsaciones de diferentes longitudes de onda por el microprocesador.

La velocidad que lleva el fluido a mitad del tubo (v_t), multiplicándose por el intervalo de tiempo Δt , se relaciona con el ángulo de deflexión (Θ) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{sen } \Theta = v_t \Delta t / 2r \quad (10)$$

Si el valor del ángulo es pequeño, el valor del seno del mismo tiende a ser cero; y además siendo v_t igual al producto de w por la longitud (l) del tubo, la ecuación # 9 se convierte en:

$$\Theta = (wl \Delta t) / 2r \quad (11)$$

Combinando las ecuaciones # 9 y # 11 se obtiene:

$$W = (Kwl \Delta t) / 8r^2 \quad w_l = K \Delta t \quad (12)$$

El resultado de la demostración de esta ecuación es la proporcionalidad de la masa con los intervalos de tiempo, además de algunas constantes geométricas.

El módulo elástico (K) de todos los metales varían con respecto a la temperatura, y como es una constante de proporcionalidad debe ser compensada por cambios de temperatura que ocurren en el proceso.

Típicamente la medición de temperatura en la superficie del tubo es monitoreada por un RTD (resistive temperature detector) de platino. Como la temperatura cambia, la señal de proceso ajusta continuamente la constante de proporcionalidad, la cual escala la Δt para obtener la correcta medición de flujo másico.

En cuanto a funcionalidad, las ventajas que presentan estos medidores son:

- 1) No tienen partes mecánicas en contacto con el fluido de proceso, lo cual hace que el costo de mantenimiento sea prácticamente cero.
- 2) No sufren recubrimientos de partes móviles, además que no son afectados por ruidos

3) Cuentan con autodiagnóstico, que facilita su operación.

4) Los errores que pudieran existir en la frecuencia de operación y excitación del drive (dispositivo impulsor de vibración interna), debido a las variaciones en la densidad del fluido, son previstas mediante un filtrado activo adicional de la señal medida, e incorporado a un canal de referencia de la "velocidad".

5) La salida del medidor es lineal, desde flujo cero hasta flujo máximo, limitado solo por la caída de presión aceptable por el sistema; sin desviación (offset) de estado estable. La unidad electrónica incluye la transmisión inteligente de la señal de salida.

La frecuencia de esta señal, que es proporcional a la masa que fluye por el medidor, es ajustable entre 0 y 3 Hz, y de 0 a 15,000 Hz. La salida puede ser escalada a cualquier unidad de ingeniería.

6) Existe la posibilidad de obtener señales analógicas, del tipo 4-20 mA.

Por otra parte, se presentan tres limitantes:

1) La máxima presión de operación permitida es de 45 Kg/cm.

2) La velocidad máxima del fluido dentro del medidor es de 44 pies por segundo.

3) El diámetro mayor es de 6".

Con respecto a la tercera limitante, cabe mencionar que las líneas de baja presión y de altos gastos (como lo son oleoductos y líneas de conducción de combustóleo), al colocar un medidor máscico con sus respectivas reducciones, la velocidad del fluido aumenta de una manera considerable, por lo que se necesita plantear arreglos con mas de un medidor, los cuales se conocen con el nombre de peines de medición.

A continuación se presentan las memorias de cálculo tanto para la velocidad, así como para las caídas de presión para el oleoducto de entrada a la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa", la cual tiene un gasto aproximado de 280,000 BPD, en un oleoducto de 24". Esto se hace con la finalidad de ejemplificar la utilidad de los peines de medición, para poder utilizar medidores máscicos directos.

Se tiene un gasto de 280,000 barriles por día, en un oleoducto de 24"

$$280,000 \text{ barriles/día} \times 42 \text{ gal/bar} \times 3.785 \text{ lt/gal} = 44'511,600 \text{ lt/día}$$

$$44'511,600 \text{ lt/d} = 1'854,650 \text{ lt/hr} = 30,910 \text{ lt/min} = 515.1 \text{ lt/seg}$$

$$1'571,737.2 \text{ ft}^3/\text{día} = 65,489 \text{ ft}^3/\text{hr} = 1,091.4 \text{ ft}^3/\text{min} = 18.19 \text{ ft}^3/\text{seg}.$$

18.19 ft³/seg es el gasto volumétrico de entrada a la refinería, por lo que la velocidad teórica del fluido en el oleoducto es de:

$$\text{Gasto (Q)} = \text{Velocidad (v)} \times \text{sección (s)}$$

$$(\text{ft}^3/\text{seg}) = (\text{ft}/\text{seg}) \times (\text{ft}^2)$$

$$v = Q/s$$

La sección se define como $s = 0.785 \times \text{diámetro interno}^2$

Diámetro interno 24"/12" por pie = 2.00 pies

$$s = 0.785 \times (2.00)^2 = 3.14 \text{ ft}^2$$

$$\text{por lo tanto } v = 18.19 \text{ ft}^3/\text{seg} / 3.14 \text{ ft}^2 = 5.792 \text{ ft}/\text{seg}$$

Esta es la velocidad del fluido a la entrada de la refinería, la velocidad del fluido dentro del medidor es:

$$s = 0.785 \times \text{ID}^2$$

DI = 6"/12" por pie = 0.5 pie

$$s = 0.785 \times (0.5)^2 = 0.1962 \text{ ft}^2$$

Por lo que la velocidad es:

$$v = Q/s = 18.19 \text{ ft}^3/\text{seg} / 0.1962 \text{ ft}^2 = 92.68 \text{ ft}/\text{seg}$$

Con esta velocidad dentro del medidor, no se puede llevar a cabo la medición (el medidor soporta velocidades menores de 45 pies/seg); por lo que se sugiere un arreglo de tuberías (peine), como se muestra en la fig # 6, en la cual se propone un sistema con tres medidores en paralelo; con el objeto de disminuir la velocidad.

Calculando la velocidad del fluido dentro de los medidores, con tres medidores en paralelo se tiene:

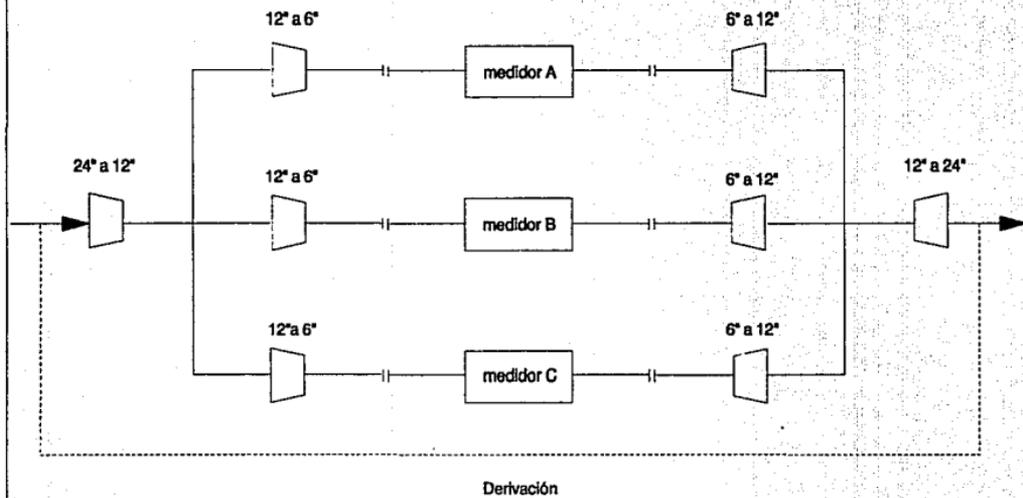
$$S = 0.19625 \text{ ft}^2$$

$$Q = 18.19 \text{ ft}^3/\text{seg} / 3 \text{ medidores} = 6.063 \text{ ft}^3/\text{seg}$$

$$v = Q/s = 6.063 \text{ ft}^3/\text{seg} / 0.1962 \text{ ft}^2 = 30.89 \text{ ft}/\text{seg}$$

Después de plantear el arreglo de los medidores, hay que considerar el problema de la

FIGURA # 6



Arreglo de tuberías del ejemplo numérico (peine)

caída de presión, producto de la instalación del peine con los medidores.

Memorias de cálculo de caída de presión en el peine propuesto:

La caída de presión "propia" del medidor es de 0.399 kg/cm² (*)

(*) proporcionado por el fabricante del equipo.

Cálculo de la velocidad de flujo en cada uno de los medidores (las ecuaciones para realizar estos cálculos fueron proporcionados por el fabricante)

$$V = v \times m/s$$

donde:

V = velocidad en mts/seg

v = constante del medidor (0.0009)

m = Flujo másico en Kg/min

$$m = 30,910.8 \text{ lt/min} \times 0.869 \text{ Kg/lt} = 26,861.5 \text{ Kg/min}$$

Esta es la cantidad de materia que se supone pasa en todo el sistema, por lo que en cada medidor se tiene:

$$26,861.5 \text{ Kg/min} / 3 = 8,953.83 \text{ Kg/min en cada medidor.}$$

s = gravedad específica del fluido = 0.869

$$v = (0.0009 \times 8,953.83) / 0.869 = 9.27 \text{ m/seg} = 30.42 \text{ ft/seg}$$

Cálculo de la caída de presión en la reducción de 12" a 6":

Nota: las ecuaciones para el cálculo de las caídas de presión, tanto en reducciones, expansiones y en codos son las que propone el libro de flujo de fluidos de la Crane Co., en su capítulo número 3 de fórmulas y monogramas para flujo a través de válvulas, tuberías y accesorios:

$$d1 = 6''$$

$$d2 = 12''$$

$$\beta = 0.5$$

$$\beta^2 = 0.25$$

$$\beta^4 = 0.0625$$

$$\Theta = 20^\circ$$

$$K1 = 0.8 \text{ sen } \Theta / 2 \times (1 - \beta^2)$$

$$K1 = 0.138(1 - 0.25)$$

$$K1 = 0.1041$$

$$\text{Caída de presión: } 0.0001078 \times K1 \times d \times v^2$$

$$\delta = 62.4 \times 0.869 = 54.226$$

Para calcular v² se utiliza la siguiente ecuación:

$$v = 0.408 \times Q/d^2, \text{ donde } Q = \text{galones/minuto}$$

d = diámetro en pulgadas

$$Q = 30,910.83 \text{ lt/min} \times 1 \text{ gal}/3.785 \text{ lt} = 8,166 \text{ gal/min}$$

$$8,166.66 \text{ gal/min} / 3 \text{ medidores} = 2,722 \text{ gal/min}$$

$$v1 = 0.408 \times 2,722.22/36 = 30.851$$

$$v1^2 = 951.8$$

Por lo que la caída de presión es entonces:

$$\Delta p = 0.0001078 \times d \times K1 \times v1^2$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times 0.1041 \times 54.226 \times 951.8$$

$$\Delta p = 0.579 \text{ psi.}$$

Expansión de 6" a 12":

$$K1 = 2.6 \text{ sen } O/2 \times (1-\beta^3)^2$$

$$K1 = 0.2502$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times K1 \times \delta \times v1^2$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times 0.2502 \times 54.226 \times 951.8$$

$$\Delta p = 1.3919 \text{ psi.}$$

Codos de 90° de 12"

$$K = 20 \text{ ft}$$

$$ft = 0.013$$

$$v1 = 0.408 \times 2,722.22/144 = 7.7129$$

$$v1^2 = 59.489$$

$$K = 20 \times 0.013 = 0.26$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times K \times \delta \times v1^2$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times 0.26 \times 54.226 \times 59.489$$

$\Delta p = 0.07536$ psi por cada codo, y como son 2 codos:

$$\Delta p = 0.1571 \text{ psi.}$$

Cada rama lo constituyen un medidor, la reducción de 12" a 6", expansión de 6" a 12" y dos codos, por lo que la caída de presión en cada rama será:

$$\Delta p \text{ del medidor} = 5.6748 \text{ psi.}$$

$$\Delta p \text{ reducción} = 0.5791 \text{ psi.}$$

$$\Delta p \text{ expansión} = 1.3919 \text{ psi.}$$

$$\Delta p \text{ dos codos} = 0.1507 \text{ psi.}$$

$$\text{TOTAL} = 7.7965 \text{ psi} = 0.5481 \text{ Kg/cm}^2$$

Esta caída de presión será la misma para el arreglo de las tres ramas, ya que se tiene un arreglo en paralelo.

La caída de presión en todo el sistema será la suma de las caídas de presión por la reducción de 24" a 12". la expansión de 12" a 24" y el arreglo en paralelo de las 3 ramas:

Reducción de 24" a 12"

$$d1 = 12$$

$$d2 = 24$$

$$\beta = 0.5$$

$$\beta^2 = 0.25$$

$$\beta^4 = 0.0625$$

$$O = 20^\circ$$

$$K1 = 0.8 \text{ sen } O/2 (1-\beta^2)$$

$$K1 = 0.1389(1-0.25)$$

$$K1 = 0.1041$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times K1 \times \delta \times v1^2$$

$$v1 = 0.408 \times Q/d^2$$

$$v1 = 0.408 \times 8.766.66/144 = 23.138$$

$$v1^2 = 535.41$$

$$\delta = 54.22$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times 0.1041 \times 54.22 \times 535.41$$

$$\Delta p = 0.3257 \text{ psi.}$$

Expansión de 12" a 24":

$$K1 = 2.6 \text{ sen } O/2(1-\beta^2)$$

$$K1 = 0.3385$$

$$\Delta p = 0.0001078 \times K1 \times \delta \times v1^2$$

$$\Delta p = 1.054 \text{ psi.}$$

Por lo que la caída total de presión en el peine es de:

$$\Delta p \text{ reducción de 24" a 12" } = 0.3257 \text{ psi.}$$

$$\Delta p \text{ de arreglo en paralelo } = 7.7965 \text{ psi.}$$

$$\Delta p \text{ expansión de 12" a 24" } = 1.0594 \text{ psi.}$$

$$\text{TOTAL} \quad = 9.1816 \text{ psi.} = 0.64 \text{ Kg/cm}^2$$

Las características y/o especificaciones de los medidores de flujo másico para las líneas de baja presión son las siguientes:

- Precisión de +/- 0.2 % de rango del flujo.
- Medición continua.
- Confiabilidad del 97%.
- Respuesta en tiempo real.
- Salida del medidor lineal con cero desviación offset.
- Baja caída de presión, con respecto a otros similares.
- Cuentan con autodiagnóstico.
- Realizan medición de temperatura con un rango de operación de -55 a 125 grados centígrados.
- Precisión de medición de temperatura de +/- 0.2 grados centígrados.
- Capacidad de medición de fluidos de alta viscosidad.
- Capacidad en la medición de gravedad específica, o de densidad.
- Precisión en la medición de densidad de 0.01 gr/cm³.
- Capacidad de medición de flujo volumétrico standard real.
- Capacidad de medición de % de sólidos.
- Salida digital con puerto RS485, y protocolo de comunicación MOD BUS
- Clasificación de seguridad intrínseca Clase I, Div 2.
- Clasificación eléctrica NEMA 4X.

En todas las líneas de flujo de baja presión se especificaron medidores de flujo másico tipo Coriolis marca MICROMOTION, con transmisor inteligente modelo RFT9712.

Temperatura y Gravedad específica:

Ambas variables son cuantificadas de una manera directa por el medidor tipo coriolis.

Presión:

Es necesario la incorporación de una señal con información de la presión del fluido, en la línea a cuantificar.

Con la tecnología actual, los transmisores de presión tipo piezoelectrico cuentan con un elemento primario de medición, así como un transmisor inteligente; que procesa la información, para despues transmitirla de manera digital al Sistema Digital de Adquisición de datos.

Esta señal digital, tiene un protocolo ST/DC propiedad de la compañía Honeywell.

Al final del presente capitulo, se presentan dibujos típicos de instalación, así como hojas típicas de especificación de cada uno de los instrumentos, aquí propuestos.

Los diagramas típicos de instalación son dispositivos que se diseñan para que los instrumentos operen adecuadamente al ser instalados en los equipos de proceso. Los fabricantes de instrumentos proporcionan estos diagramas, los cuales están basados en las reglas más adecuadas para ser instalados según su aplicación. Un diagrama típico representa la forma más usual y óptima de efectuar la instalación. Si los dispositivos de instalación se tienen que adaptar al equipo de proceso, el diagrama resultante ya no será típico y probablemente los instrumentos no funcionarán bien.

En cuanto a las hojas de especificación de instrumentos, éstas se presentan para que el usuario tenga una visión más amplia de todas las características del equipo.

b) Medición de variables en ductería para líquidos en tuberías de alta presión.

Las variables consideradas son:

- Flujo volumétrico.
- Densidad
- Temperatura
- Presión

Flujo volumétrico:

A las líneas de conducción a alta presión (siendo estas líneas, los poliductos) no se les puede colocar medidores tipo Coriolis, porque estos medidores no realizan mediciones a presiones superiores de 45 Kg/cm². Y por lo general los poliductos (por los volúmenes que manejan), su presión de operación es de 80 Kg/cm².

En estos casos es imposible obtener una medición másica directa, por lo que se precisa una medición másica indirecta.

Para obtener dicha medición, es necesario efectuar una cuantificación del flujo volumétrico, que en este caso se realizará por medio de un medidor ultrasónico con principio de operación Doppler, acompañado de mediciones tanto de densidad como de temperatura.

Las principales razones porque se eligieron medidores volumétricos Doppler fueron la buena exactitud (comparada con otros medidores del tipo volumétrico), así como la nula caída de presión que provocan estos instrumentos.

El principio de operación de los medidores tipo Doppler es el siguiente:

El equipo cuenta con un transductor, el cual realiza una transmisión continua con una frecuencia sencilla, el rayo de sonido propagado fluye con cierto ángulo hacia el flujo. Pequeñas inclusiones de burbujas sólidas reflejan el sonido, siendo entonces regresado el rayo al receptor, como se puede apreciar en la figura # 7.

Algún movimiento en estas inclusiones, producirá un cambio en la frecuencia (cambio Doppler) en la señal de retorno.

Cada partícula refleja un sonido mientras se encuentra en el campo sónico del transmisor, estas partículas tienen una distribución física aleatoria de velocidades. La señal de composición reflejada tiene una distribución aleatoria de frecuencias que se adicionan a lo que aparentemente es una onda de forma sencilla, produciéndose una diferencia de frecuencias, la cual es proporcional al movimiento del esparcimiento (flujo).

La velocidad del flujo teórica Doppler esta definida como:

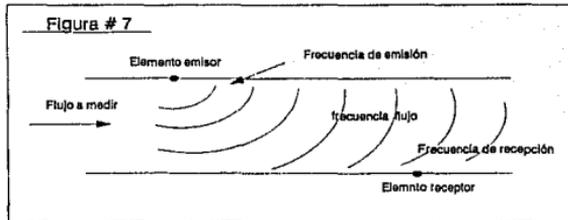
$$Vd = fd \cdot C/2 \cdot Fo \cdot \cos \theta$$

donde:

Vd= flujo de velocidad promedio basado en el Doppler

fd= frecuencia de Doppler

Fo= frecuencia de transmisión



Los sistemas que determinan la frecuencia Doppler, lo hacen por medio del contacto con cada uno de los ciclos en la forma de onda Doppler.

Esta técnica no da una frecuencia teórica Doppler, pero lo que proporciona es algo cercano al significado del espectro de Doppler.

Otros sistemas toman el espectro de distribución de la señal y predicen la frecuencia teórica. Esta última técnica da mejores resultados en presencia de cadenas de concentración de partículas rezagadas en movimiento.

Las características de los medidores de flujo para las líneas de líquidos a alta presión son:

- Rango de velocidad de flujo de 0 a 50 pies por segundo
- Temperatura de operación de -10 a 99° C.
- Montaje externo mediante abrazaderas.
- Precisión de 1% de lectura ó 0.06 pies/seg.
- Peso aproximado del transmisor 4.5 Kg.
- Gabinete de la electrónica NEMA 4X.
- Alimentación eléctrica de 115 VAC, 15 Watts.

Densidad:

Para lograr la medición másica, es indispensable la cuantificación de la densidad del fluido; gracias a la tecnología de finales de los años 80's, en el mercado existen medidores de densidad de alta precisión, como lo son los densitómetros radiométricos, que después de efectuar la medición de la densidad, la transmiten al transmisor de flujo.

De una manera muy general el principio de operación y las características de los densitómetros radiométricos son:

La radiación emitida por una fuente gamma es atenuada al pasar a través de un medio fluido. Esta absorción es una función exponencial de la medición de la distancia y la densidad. Por lo tanto, si la distancia transversal del ducto por el que pasa el medio fluido es constante, la atenuación de la radiación es una indicación de la densidad del producto.

Un detector muy sensible (contador scintilante, con cristales de NaI(Tl) 45/35) mide la radiación residual y provee de una señal digital dependiente de la intensidad de la radiación.

La compensación por las desviaciones y tendencias es incorporada al contador scintilante, haciendo que los efectos por variación de temperatura y decaimiento del componente radioactivo sean intrascendentes. Esto da como resultado que se tenga una estabilidad alta y de largo termino de 0.1 % relativa a la intensidad de radiación gamma.

Estos equipos operan con fuentes emisoras gamma de Cesio (Cs) 137 con tiempo de vida media de 30 años. La sustancia radioactiva en el densitómetro debe ser triplemente encapsulada.

El blindaje contenedor de la fuente emisora gamma consiste de un gabinete de acero forjado relleno de plomo. Opcionalmente para casos de ambiente corrosivo el gamma consiste de un gabinete puede ser de acero inoxidable.

El uso de un contador scintilante como detector permite el uso de fuentes (núcleos radioactivos) con emisiones bajas y pequeño ángulo de radiación. Como la radiación es casi completamente absorbida por el contador scintilante, se cumple con las leyes Reguladoras de Radiación en todos los casos no extremos sin necesidad de un blindaje adicional.

Este tipo de mediciones de densidad no tienen comparación con algún otro método, tanto por la precisión (± 0.0001 gr/cm³ o mejor), exactitud, repetibilidad, sensibilidad, montaje externo sin interrupción de operación y desempeño del instrumento. Por lo tanto, si se tiene una medición sensible y precisa de la densidad, se podrá tener un sistema de medición de flujo másico muy confiable acompañada de medición de temperatura y presión.

Para el elemento de medición de densidad se utilizará una fuente emisora gamma Cesio 137, con un detector/contador marca Berthold modelo Sz-5-D1 40/35 con un blindaje marca Berthold modelo LB 7440D.

La emisión del núcleo radioactivo de Cs 137 deberá ser de 100 a 150 millicuries dependiendo del diámetro del ducto.

El blindaje LB 7440D permitirá solo el escape de niveles de radiación menores a 2.0 mr/hr con emisiones de hasta 500 millicuries de Cs 137. El blindaje tendrá un grosor de plomo de aproximadamente 67 milímetros.

El detector que contiene al contador scintilante es de acero inoxidable 316 a prueba de explosión y blindaje de plomo para permitir fugas de radiación menores a 5 mr/hr en la superficie.

También debe de contar con un herraje de montaje provisto por el fabricante para montar en ductos. Este jerraje permite la instalación y montaje externo del densitómetro.

Presión:

Los transmisores de presión son idénticos a los especificados en el inciso anterior.

Temperatura:

Para efectuar la medición de temperatura se proponen medidores de temperatura de tipo resistivo de Platino de 100 ohms, comunmente llamados RTD's .

Cuentan con transmisor inteligente (con microprocesador, lo cual hace que salga la información digitalizada).

La señal de salida del transmisor de temperatura (3 hilos) es introducida al transmisor de flujo, además de la información proveniente del transmisor de densidad.

c) Medición de flujo másico de gases con composición conocida.

En estas líneas de conducción (gasoductos) se efectuará la medición de flujo másico directo, por medio de medidores másicos térmicos de tipo inserción.

El principio de operación es el siguiente:

Estos equipos si son instalados de una manera correcta, llegan a efectuar mediciones muy precisas, además de que se tiene la ventaja de la medición másica en forma directa.

Como la mayoría de las aplicaciones industriales no es posible encontrar un lugar de monitoreo donde el perfil de velocidades sea uniforme, es necesario un tipo de arreglo que elimine los errores que resultarían de monitorear con una sonda en un solo punto, ya que estos podrían resultar bastantes significativos.

Los arreglos para medición de flujo promedio con sondas individuales formando una disposición multipunto, eliminan estos errores monitoreando el flujo másico local en varias áreas de sección transversal equivalente.

En estos arreglos se pueden colocar hasta 22 sondas individuales de un solo punto, dando un arreglo multipunto de masa-velocidad promedio, el flujo másico total o el flujo volumétrico estándar total, en unidades inglesas o métricas, dependiendo de cual se desee.

Los puntos individuales de arreglo constan de dos sensores, uno de velocidad y otro de temperatura, mediante los cuales se emite una señal de salida electrónica proporcional al flujo másico total, sin necesidad de requerir correcciones de temperatura o presión.

Los sensores de temperatura son RTD Pt 385, por lo cual presentan una inmejorable estabilidad y repetibilidad.

La velocidad másica del gas es monitoreada con el sensor térmico RTD de flujo másico, los cuales poseen una excelente sensibilidad a bajas velocidades

Estos medidores pueden monitorear desde 5 hasta 20,000 pies cúbicos std. por minuto por pie cuadrado de ducto o inclusive mayores. Ambos sensores se encuentran introducidos en una cubierta o en un termopozo de acero inoxidable 316.

La probeta que contiene a los sensores puede tener una longitud de 12" o 24", y el diámetro de la misma es de 1/2".

El desempeño de estos sensores se inmejorable, por lo que el medidor térmico de flujo másico presenta las siguientes características:

- Precisión de 1% de la escala completa, mas 0.5% de precisión en la lectura.
- Repetibilidad de 0.2% de la escala completa.
- Tiempo de respuesta de 1 segundo, debido a que se conduce electrónicamente de tal forma que mantiene la temperatura constante a pesar de cambios en la velocidad del gas.
- El límite máximo de la temperatura de las sondas individuales es de 250°F, pero existen sondas disponibles para altas temperaturas de operación de hasta 500°F.

Las sondas son montadas ya sea por: acoplamiento por compresión, soporte plano, soporte curvo, o brida de 150 lb y una pulgada NPT. Existen configuraciones disponibles con soportes en los dos extremos, para usarse en tuberías de 36 pulgadas en adelante, para mantener fijas y firmes las sondas.

Mediante sus sistemas de instalación en operación (BVR ball valve retractor) para líneas de alta presión (1000 psig. max.) y de baja presión (100 psig max.) que utilizan un acoplamiento soldado, una válvula de globo de acero inoxidable y un ensamble de sello, no existe la necesidad de interrumpir el flujo de gas o de que este escape al ser introducidas las sondas.

La sonda puede ser colocada normalmente a mano en su posición correcta en caso de que la presión de la línea de operación sea menor de 100 psig y puede ser ensamblada y desensamblada en minutos. Además cuenta de una cadena de seguridad que previene de la sonda se salga de su lugar. Para líneas de alta presión de hasta 1,000 psig, un mecanismo retractor se utiliza para insertar o retractar la sonda.

Los arreglos tipo multipunto tienen dos paquetes electrónicos: el transistor electrónico de cada sonda individual (KURZ 450FM) y un microprocesador/receptor (ADAM SERIES 155) que recibe la señal de cada transmisor individual, en el caso de que se apliquen varias ondas.

La electrónica del transmisor individual opera completamente cada sonda de punto sencillo y emite una salida proporcional a la masa-velocidad en la sonda. El arreglo tipo multipunto (hasta 22 sondas individuales) trabaja coordinadamente con la electrónica del microprocesador/receptor promedio y linealiza las salidas resultantes de cada transmisor individual y suministra la opción escogida de las señales lineales de salida proporcionales al promedio total de todos los puntos de masa-velocidad, es decir, acepta las señales de salida provenientes de las sondas con un solo punto y emite una señal de salida lineal analógica y RS-232 con protocolo ASCII proporcional a la velocidad másica promedio del arreglo.

El transmisor individual de las sondas de un solo punto es a prueba de explosión (NEMA 7) y el microprocesador/receptor tendrá un gabinete NEMA 4X. El transmisor individual de las sondas se montará directamente en la sonda de un solo punto.

d) Medición de variables en ductería para gases a desfogues.

La medición de variables en desfogues presenta ciertas particularidades, como son el amplio rango de flujo y la gran variabilidad en la composición. Estas características hacen que el problema de medición en desfogues sea especialmente complejo. Sin embargo, utilizando tecnologías de punta es posible realizar dichas mediciones con una exactitud de alrededor del 1%, por medio de sistemas de medición másica directa de tiempo de tránsito. Estos sistemas realizan adicionalmente la medición del peso molecular del gas.

Los medidores de tiempo de tránsito están divididos en dos: por un lado estan los medidores que operan con el dominio del tiempo, y los medidores que operan con el dominio de la frecuencia.

Ambos tipos de instrumentos transmiten pulsos, desde el transmisor del transductor, los cuales se propagan a través del medio fluyente para ser recibidos en otro transductor. La diferencia entre los tiempos de llegada de el pulso propagado con dirección contraria al flujo, y el otro pulso propagado en dirección del flujo, es usada para calcular la velocidad del flujo en ambos tipos de medidores

Las características de los medidores para la cuantificación de las líneas a desfogues son las siguientes:

- Precisión del 1%
- Rango de flujo de 0.1 a 30 pies/secg.
- Repetibilidad de +/- 0.2% en escala completa.
- Se pueden instalar en ductos de hasta 80" de diámetro
- Poder eléctrico de 110 VAC
- Rango de temperatura de -10 a 50 ° C.
- Puerto serial RS-232, protocolo de comunicación digital ASCII
- Encapsulado NEMA 4X

Las características para los transductores son:

- Conexión 1" o 3/8 NPT
- Presión máxima de 3000 psig.
- Rango de temperatura de -40 a 100 ° C.

Hojas de especificación de instrumentos para el área de ductería. Los equipos presentados son los siguientes:

- Medidor/transmisor de presión
- Densitómetro radiométrico
- Medidor de flujo másico directo
- RTD (Resistive Temperature Detector)

ESPECIFICACION DE MEDIDOR DE DENSIDAD

LUGAR	Refinería "Miguel Hidalgo" Tula, Hidalgo	No. Requisición: No. Especificación:	
No. TAG SERVICIO	DE-1101 / DT-1101 Oleoducto 1ª Etapa (20")		
FABRICANTE	BERTHOLD SYSTEMS Inc.		
INFORMACION GENERAL			
Tipo de Instrumento	Densitómetro radiométrico con fuente emisora gamma, detector/contador scintilante y microprocesador para de transmisión de flujo másico		
Función	Medición y transmisión		
BLINDAJE CONTENEDOR DE LA FUENTE EMISORA			
MODELO No.	LB 74-40D		
Emisión a través del blindaje	Nivel de radiación menores a 2.0 mR/hr con emisiones hasta 500 mCi de Cs 137		
Material	Acero forjado relleno de plomo; (grosor plomo, aprox. 67 mm)		
Temperatura de operación	200°C máximo		
Emisión de núcleo radiactivo	100 - 150 millicuries de Cesio 137		
DETECTOR / CONTADOR			
MODELO No.	Sz-S-D1 40/35		
Material de construcción	Acero inoxidable 316; a prueba de explosión y blindaje de plomo para radiación		
Contador scintilante	Cristales de NaI (TI) 40/35		
Cable de conexonado	7 hilos blindados de 7 x 1.5 mm ² (entre detector y microprocesador)		
AMPLIFICADOR / MICROPROCESADOR			
MODELO No.	LB 386-1C		
Alimentación	110 VAC, 60 Hz		
Señales de entrada	De resistencia para compensación por temperatura proveniente de RTD (Pt 100 ohms 3 hilos)		
Señales de salida	Digital RS 232, 9600 Bd ; secundaria opcional de 4 - 20 mA		
Rango de temperatura	-20 a +50°C		
Montaje	En rack de 19" standard		
MISCELANEOS			
Equipo para montaje	Equipo (hardware) para montaje externo en tubería de 12" a 20" de diámetro externo y 90° de ángulo de radiación		
Notas de ilustración:			
1.-Blindaje de fuente emisora	3.-Detector/contador scintilante	5.-Equipo de montaje externo	
2.-Fuente emisora gamma	4.-Amplif./microprocesador	7.-Cable de conexonado	
No. REVISIÓN	Especificado por Aprobación de diseño Aprobación de proceso Orden de compra Vendedor		

ESPECIFICACION DE MEDIDOR DE FLUJO MASICO

LUGAR	Refinería "Miguel Hidalgo" Tula, Hidalgo	No. Regulación: No. Especificación:	
No. TAG	FI-1103		
CANTIDAD		1	
SERVICIO	POLIDUCTO AZCAPOZALCO - TULA (12")		
FABRICANTE	MICROMOTION		
MODELO No.	DS 600 S		
CONDICIONES DE OPERACION			
Fluido	GASOLINAS NOVA Y MAGNA SIN, DIESEL NACIONAL Y ESPECIAL, DIAFANO		
Estado	LIQUIDO		
Flujo Mínimo			
Flujo Normal			
Flujo Máximo	50000 BPD		
Temperatura	60°C		
Presión	10 kg/cm ²		
Densidad o SGr	0.866/0.790/0.730 SG		
Viscosidad	58.3/34/28 SSU @ 37.8°C		
Clasificación Eléctrica del Área	CLASE I, DIV. 2, GPOS. B, C, D		
ELEMENTO DE MEDICION			
No. TAG	FI-1103		
Tamaño de medidor	CONEXION BRIDA 6" 150# W.N.R.F. ANSI B 16.5		
Partes Húmedas	TUBOS INTERNOS ACERO INOXIDABLE 316L		
Montaje	MONTADO EN BRIDAS		
Carga de presión @ flujo máximo	0 14 BAR		
TRANSMISOR DE FLUJO			
Modelo	FT-1105 RTF8712		
Alimentación	120 VAC		
Rango de calibración	0-25000 Kg/min		
Compensación de temperatura	NO		
Señal de salida	RS 485 MODBUS		
Precisión @ flujo máximo	0.22 %		
Gabinete	NEMA 7		
Longitud de cable	10 PIES		
No. REVISION	Especificado por: Aprobación de diseño: Aprobación de proceso: Orden de compra: Vendedor		

ESPECIFICACION DE MEDIDOR DE PRESION

LUGAR	Refinería "Miguel Hidalgo" Tula, Hidalgo	No. Requisición:			
		No. Especificación:			
No. TAG	PE-1113				
SERVICIO	Turbosina a ventas				
FABRICANTE	HONEYWELL				
MODELO No.	STG-140				
INFORMACION GENERAL					
Tipo de instrumento	Medidor de presión piezoeléctrico con transmisor inteligente				
Función	Indicación (X)	Control ()	Grabar ()	Ciego ()	Transmisión (X)
TRANSMISOR DE PRESION					
	PT-1113				
MODELO No.	ST 3000	Honeywell			
Gabinete electrónico	Cobre - aluminio NEMA 7				
Clasificación eléctrica del área	Clase I Div. 2 Gpos. B, C, D.				
Alimentación eléctrica	24 VDC				
Señal de salida	Digital ST/DC				
Constante de tiempo de amortiguamiento	Ajustable de 0 a 32 segundos				
Efecto de voltaje de alimentación	0.005 % de amplitud de rango por volt				
Precisión de medición	± 0.075% de amplitud de rango / ± 0.15% de lectura				
ELEMENTO DE MEDICION					
	PE-1113				
Tipo de elemento	Sensor piezoresistivo				
Rango de operación	0 - 5 psi 0 - 500 psi				
Rangoabilidad	100:1				
Máxima sobrepresión	750 psi				
Material abrazadera de montaje	Acero al carbón con cubierta de zinc (galvanizado)				
Material del diafragma	Acero inoxidable 316L SS				
Material de la cabeza	Acero inoxidable 316 SS				
Junta de sello	Teflón				
Tornillería	Acero al carbón				
Fluido de llenado	Aceite de silicón				
Conexiones de proceso		½" NPT ()	¾" NPT (X)	Otra ()	
Switches de alarma	Cantidad	HH	H	L	LL
Función de los switches					
No. REVISION	Especificado por Aprobación de diseño Aprobación de proceso Orden de compra Vendedor				

ESPECIFICACION DE ELEMENTOS RESISTIVOS DE TEMPERATURA. RTD

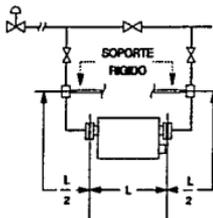
LUGAR	Refinería "Miguel Hidalgo" Tula, Hidalgo.	No. Requisición:			
		No. Especificación:			
No. TAG	TIF-110				
SERVICIO	LPG ducto				
FABRICANTE	HONEYWELL				
MODELO No.	HP6A1-8-1/2-3A				
ENSAMBLADO	Completo (X) Otro ()	Cabeza ()	Elemento ()	Pozo o tubo ()	
CABEZA					
Cubierta	Roscada (X)	Otra ()			
A prueba de explosión		Si (X)	No ()	Clase:	NEMA 7
Clasificación eléctrica del área	Clase I Div. 2 Gpos. B,C,D.				
Cédula y tamaño del niple	½ NPT				
Unión requerida		Si ()	No (X)		
ELEMENTO DE MEDICION					
Tipo de elemento	Sencillo (X)	Doble ()			
Resistencia del elemento	100 ohms @ 0°C (32°F)				
Material del elemento		Platino (X)	Níquel ()	Otro ()	
Material del blindaje	Acero inoxidable 316 SS				
Constante de tiempo	5 segundos para 63.2% de respuesta a una entrada Lpo escálon				
Precisión	± 3/4°F o 1/2 % de la temperatura medida				
Rango de temperatura	-185°C a 480°C (-300°F a 900°F)				
Longitud de inserción	8.5 pulgadas				
Conexiones	Sellado hermético (X)	Standard ()		Encapsulado ()	
Rosca de montaje	½" NPT				
Conexiones		2 hilos ()	3 hilos (X)	4 hilos ()	
	Alambres de extensión (X)		Receptáculo ()	Bayoneta ()	
TERMOPOZO O TUBO					
Material	Acero inoxidable 304 SS				
Construcción	Perforado ()	Cónico (X)	Fabricado ()	Recto ()	Tubo cerrado ()
Dimensiones	Manufactura standard				
Rosca interna	½" NPT				
Rosca externa	1" NPT				
Conexión al proceso		Brida ()	Rosca (X)	Otra ()	
TRANSMISOR DE TEMPERATURA					
MODELO No.	STT-3000	Honeywell			
Alimentación eléctrica	24 VDC				
Señal de salida	Digital 5T/DC				
Gabinete	NEMA 7				
Clasificación eléctrica del área	Clase I Div. 2 Gpos. B,C,D.				
No. REVISION	Especificado por Aprobación de diseño Aprobación de proceso Orden de compra Vendedor				

Dibujos típicos de instalación:

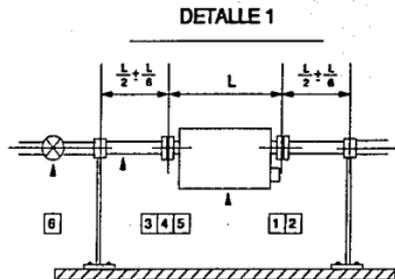
- Medidor de flujo másico
- Densitómetro radiométrico
- Medidor de flujo másico térmico
- Medidor de presión en ductos



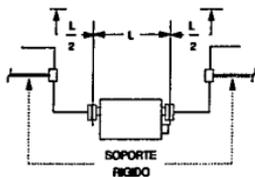
INSTALACION CONVENCIONAL
(VER DETALLE 1)



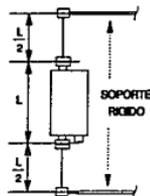
INSTALACION CON
VALVULAS DE BLOQUEO



DETALLE 1



INSTALACION CONVENCIONAL
ALTERNATIVA



INSTALACION VERTICAL

NOTAS:

1. COLOCAR EL SENSOR EN EL MAS BAJO NIVEL POSIBLE PARA ASEGURAR UN LLENADO CONTINUO Y TOTAL DEL MISMO.
2. NO INSTALAR EL SENSOR EN CONTACTO CON NINGUN OBJETO.
3. NO ES NECESARIO LA INSTALACION DE TRAMOS RECTOS Y LOS SOPORTES.
4. LAS CONEXIONES CON EL MEDIDOR DEBERAN SER REALIZADAS CON TUBERIA RIGIDA.
5. NO INSTALAR UNIONES, VALVULAS O REDUCCIONES ENTRE LOS SOPORTES RIGIDOS.
6. INSTALAR UNA VALVULA DE SELLO DE ALTA CALIDAD PARA ASEGURAR UNA CORRECTA CALIBRACION.

Diagrama típico de instalación, medidores flujo másico

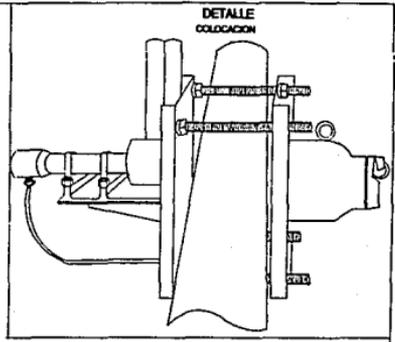
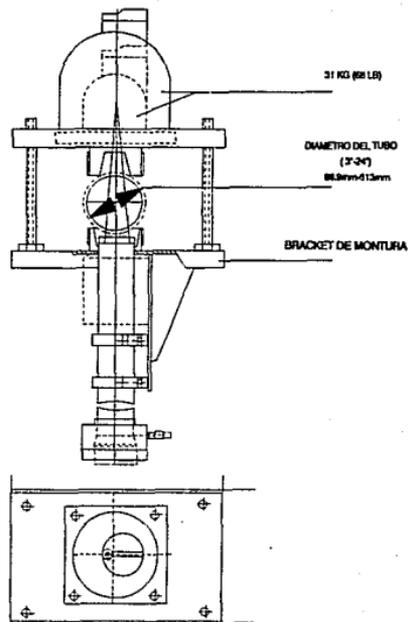
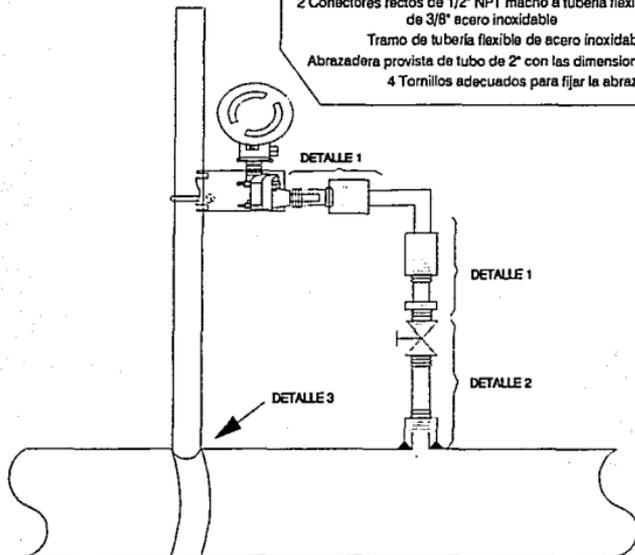


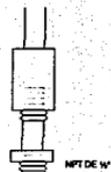
Diagrama típico de instalación, densitómetro

LISTA DE MATERIALES

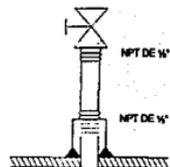
- Cople con rosca hembra de 1/2" NPT para soldar acero al carbón
- Niple de 1/2" y 3" de longitud con rosca macho de 1/2" en los extremos. Acero al carbón
- Válvula de bloqueo tipo compuerta con rosca hembra de 1/2" NPT en los extremos. Acero al carbón
- 2 Conectores rectos de 1/2" NPT macho a tubería flexible (Tubing) de 3/8" acero inoxidable
- Tramo de tubería flexible de acero inoxidable de 3/8"
- Abrazadera provista de tubo de 2" con las dimensiones apropiadas
- 4 Tornillos adecuados para fijar la abrazadera



DETALLE 1
CONECTOR



DETALLE 2



DETALLE 3

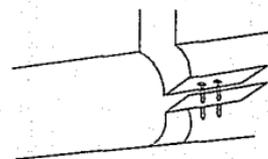
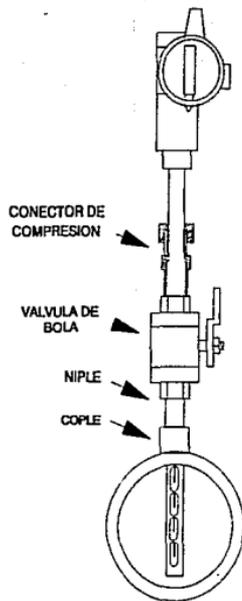


Diagrama típico de instalación, transmisores de presión en ductos



LISTA DE MATERIALES PARA CADA DUCTO

- Cople de 1" NPT con rosca interior de 1" NPT acero al carbón
(este será soldado al ducto)
- Niple de 1" de 3' de longitud con rosca macho de 1" NPT en los dos extremos. Acero al carbón
- Válvula de bola con pasode 1", extremos roscados de 1" NPT Acero al carbón de 150 psi
- Niple de 1 1/2" con rosca macho de 1" NPT en los dos extremos longitud dependiente del largo de la sonda. Acero al carbón
- Cople de 1" con rosca hembra de 1" NPT en un extremo y de 1" NPT en el otro extremo. Acero al carbón
- Conector de compresión con un extremo roscado de 1" NPT macho y el otro extremo para sellar tubo de 1". Acero inoxidable

Diagrama típico de instalación, medidor flujo másico térmico

CAPITULO 3

MEDICION DE VARIABLES EN TANQUERIA

Hablando de una manera muy general se considera la medición de tanquería como la medición de alta precisión del nivel y de la temperatura como base para procesar apropiadamente cantidades volumétricas de productos almacenados.

Las variables a cuantificar en el almacenamiento de productos son:

- Nivel
- Temperatura
- Presión
- Alarmas por alto alto
- Alarmas por bajo bajo
- Alarmas por alta presión (en el caso de tanques a presión)

Nivel:

Para realizar la cuantificación de esta variable, los métodos actuales mas comunes son:

- Medidor de nivel con flotador automático.
- Medidor de nivel servo-operado.
- Medidor de nivel tipo inductivo (cintas inductivas)
- Medidor de nivel de radar.
- Medidor de nivel resistivo o electro-óhmico
- Medidor de nivel hidrostático.

Con la tecnología moderna, un equipo de calidad de medición de nivel en tanquería debe poder realizar las siguientes funciones:

- Medición de nivel del líquido.
- Medición de la temperatura media.
- Medición de interfases.
- Capacidad de ejecución de algoritmos.
- Procesador para calcular volumen.
- Procesador para calcular masa.

- Medición de densidad.
- Alarmas de alto nivel, de bajo nivel.
- Detención de fugas.

Después de haber realizado un análisis de confiabilidad, exactitud, niveles de seguridad de operación y la viabilidad de instalación del equipo con el tanque en operación, se concluyó que de todos los métodos propuestos, tanto las cintas inductivas como los medidores servo-operados, son los mejores equipos en esta aplicación.

Sin embargo, por ventajas técnicas de mantenimiento, se pudo comprobar en las instalaciones físicas de PEMEX las cintas inductivas presentan un problema mayor de seguridad, que los medidores servo-operados. Esta es la característica por la cual se especificaron medidores de nivel servo-operados, para efectuar mediciones de nivel tanto en tanques atmosféricos, de membrana flotante y tanques a presión (esferas).

Las características de este tipo de medidores son las siguientes:

El medidor tiene instalado en el techo del tanque el sensor, contanto con un disco desplazador de aproximadamente cuatro pulgadas, que tiene una densidad mayor a la del líquido del tanque.

El desplazador esta suspendido de un fino cable el cual esta sujeto a un tambor acanalado en la parte superior de la cabeza del tanque. El desplazador es sumergido hasta la superficie del líquido por un servomotor, el cual tambien se encuentra enclausado en la parte superior del tanque, como se muestra en la figura # 8.

Como va penetrando el desplazador en la superficie del líquido la fuerza "hacia arriba" ejercida por el líquido desplazado reduce la tensión en el cable, en el cual el desplazador esta suspendido.

Como el desplazador se "aligera" (principio de Arquimides) en el líquido, este cambio es detectado por el sistema de balance electromecánico, el motor servo-operado ejerce una fuerza en reversa de la dirección de rotación, con la intención de establecer una posición equilibrada (el peso aparente del desplazador en el líquido desplazado y el "jalón" por el servoelectromecanismo).

Habiendo encontrado la posición de equilibrio, el servomotor tenderá a seguir la superficie del líquido, levantando el desplazador como el nivel del líquido, levantando el desplazador como el nivel del líquido se eleva, así como bajando el desplazador como el nivel de líquido baja en el tanque. Mientras el medidor servo-operado provee de una medición razonablemente buena, siguiendo la superficie del líquido, se ha demostrado mejor confiabilidad

que el medidor con flotador automático.

Los constructores de estos medidores recomiendan la instalación de un tubo guía para maximizar el desempeño y la confiabilidad del aparato. Se requiere de poder eléctrico de corriente alterna para operar un medidor servo-operado. Los componentes electromecánicos del medidor se encuentran dentro de una cápsula a prueba de explosión.

Para instalar este medidor en un tanque de techo flotante, se requiere de un soporte del tipo de una escafaldra robusta, cerca de la plataforma del medidor.

El medidor de nivel esta provisto de un transmisor de nivel e indicador local de nivel. El indicador es de las partes mas importantes del sistema, ya que aquí es donde se encuentran alojadas y conectadas por acoplamiento magnético la parte electrónica y las partes que estan en contacto con el proceso.

Este tipo de instrumentos permite efectuar 3 tipos de mediciones, mediante el sistema de detección de torque y el control a base de microprocesador incorporado:

- a) Medición del líquido
- b) Nivel de interfase
- c) Medición de gravedad específica.

Las características de los medidores de nivel tipo servo-operados son :

- Estan provistos de brida de 3" para ser montadas en la parte superior del tanque.
- Cuentan con una cámara de calibración integrada en el compartimiento del tambor de enrollado.
 - Tiene una tablilla apropiada para manejar los datos de entrada/salida para los requerimientos particulares.
 - Aceptan una conexión de entrada 4-20 mA procedente de una señal de presión (sensor/transmisor tipo piezoeléctrico)
 - Tienen conexiones de medición de temperatura de un punto o varios de un RTD de PT 100 ohms.
 - Contiene transmisión remota de datos consistentes en:
 - a) Transmisión serial de pulsos por 2 hilos, 2 vías de acoplador óptico.
 - b) DC 24 mA.
 - La señal llevará los siguientes datos del tanque:
Nivel, alarmas, gravedad específica, temperatura y presión (en los casos de tanques a presión).
 - Cuentan con alarmas de nivel (hasta 4) con cierre de contactos SPTD y salida 4-20 mA

proporcional al nivel.

- Tienen funciones de autodiagnóstico consistentes en: medición en la tensión del cable, datos de entrada del nivel, computación de la operación, etc.
- Proporcionan seguridad integral con arrestador de rayos y protección contra electricidad estática.
- Son de mínimo mantenimiento.

El medidor-transmisor cumplirá con las siguientes especificaciones generales:

- Precisión.
- Nivel del líquido: ± 0.9 mm.
- Temperatura $\pm 3/4$ °F o 0.5% de la lectura.
- Gravedad específica: ± 0.02 g/cm³.
- Velocidad de seguimiento de nivel: 0-1500 mm/min.
- Retraso en la velocidad de seguimiento: 0.5-10 seg.
- Rango de temperatura de -20 a 80 °C.
- Gabinete: NEMA 4X.
- Suministro de energía: 110 VAC 50/60 Hz.

La medición de nivel en los tanques a presión mediante los medidores servo-operados será acompañada de medición de temperatura y de presión, los tanques atmosféricos solo serán acompañados de medición de temperatura, con las siguientes características generales:

Temperatura:

- Bulbo de temperatura RTD:
- Precisión: $\pm 3/4$ °C o 0.5% de lectura.
- 3 hilos, PT 100 ohms.
- Rango de medición: -50 a 200 °C.
- Constante de tiempo: 5 segundos para respuesta de 63,2 % a una entrada escalón de temperatura.
- Presión máxima de operación: 3000 psi std.
- Protección: caja a prueba de explosión y a prueba de flama.

Presión:

- Transmisor de presión piezoeléctrico con transmisor inteligente.
- Salida 4-20 mA.

Alarmas redundantes de nivel y de presión

En los tanques de almacenamiento cuentan en su instrumentación interruptores por alto y por bajo nivel, así como interruptores de presión en los tanques esféricos que proporcionan alarmas al sistema de balance másico global.

Los interruptores de nivel que se plantean son marca Drexelbrook modelo 506-6200-6 de estado sólido, intrínsecamente seguros, a prueba de explosión e intemperie, y son inmunes a efectos transitorios electrostáticos inducidos.

El principio de operación de estos interruptores de nivel es de capacitancia activada por radio frecuencia, con inmunidad a las adherencias.

La alimentación eléctrica es de 24 VDC (2 hilos, 2 vías) provenientes del sistema de control digital distribuido.

El elemento sensible de los interruptores de nivel es una sonda de acero inoxidable y TFE (teflón) con longitud dependiente a la aplicación, y diámetro de 1/2" NPT std. La señal de estos interruptores es de 4-10 mA (alarma) y 14-20 mA (condición normal)

Los interruptores de presión para los tanques a presión son marca STATIC "o" modelo EPS II, que son transductores de presión con un circuito microelectrónico, integrado, contenido en un compartimento a prueba de explosión e intemperie.

Estos interruptores de presión se alimentarán con 24 VDC y tendrán una salida 4-20 mA de forma polo sencillo tiro doble (SPDT) por 2 hilos (mismos que la alimentación) que entran directo al Sistema de Balance Másico Global.

la precisión de la salida 4-20 mA es de +/- 0.5% del rango de presión y una repetibilidad del +/- 0.5% del rango de presión en los puntos de ajuste. Cuentan con un rango de operación de temperatura de -20 a 150 ° C.

A continuación se presentan hojas de especificación de los instrumentos propuestos en este capítulo, así como los dibujos típicos de instalación de los mismos.

Hojas de especificación de instrumentos para el área de tanquería. Los equipos presentados son los siguientes:

- Medidor de nivel
- Medidor/transmisor de presión

ESPECIFICACION DE MEDIDOR DE NIVEL DE TANQUES

LUGAR		No. Regulación:	
		No. Especificación:	
No. TAG	LI-204		
SERVICIO	Butano-butileno		
No. TANQUE	TE-204		
TIPO DE TANQUE	Esférico a presión		
FABRICANTE	Sakura Endress Co., LTD.		
MODELO No.	SERIES TGM-4000		
CUERPO DEL MEDIDOR	Con servomotor y microprocesador incluidos		
Material de construcción	Acero inoxidable 316		
Tipo de conexión superior	Bridada con válvula de bola de 3" libres		
Tamaño de conexión superior	Brida ciega de 3" o 6" de 150 a 300 lbs. R.F.		
Tipo de conexión inferior	No es necesaria		
Tamaño de conexión inferior			
Tipo de montaje	Instalación en:	Esférico a presión	
Cabeza giratoria	Tambor alambreado acoplado magnéticamente		
DESPLAZADOR O FLOTADOR			
Dimensiones	Por fabricante		
Altura de operación del tanque	80%	Altura Total =	0 mts
Fondaje	10%		
Material del desplazador o flotador	Acero inoxidable 316		
TRANSMISOR DE NIVEL			
		Instalación en:	Esférico a presión
Montaje	Incluido en el cuerpo del medidor (microprocesador)		
Clasificación eléctrica del área	Clase I Div. 2 Gp. B, C, D		
Alimentación eléctrica	110 VAC 50/60 Hz		
Señal de salida	Digital, RS232/485 o similar		
Precisión de medición	± 0.9 mm		
SERVICIO			
Líquido superior	Butano-butileno		
Líquido inferior	NO		
Gravedad específica superior	0.58		
Gravedad específica inferior			
Presión máxima	10 kg/cm ²		
Presión normal	6.5 kg/cm ²		
Temperatura máxima	40°C		
Temperatura normal	20°C		
No. REVISION		Especificado por:	
		Aprobación de diseños:	
		Aprobación de proceso:	
		Orden de compra:	
		Vendedor:	

ESPECIFICACION DE MEDIDOR DE PRESION

LUGAR	Refinería "Miguel Hidalgo" Tula, Hidalgo	No. Requisición: No. Especificación:			
No. TAG	PE-1104				
SERVICIO	Poliducto Tula-Azcapotzalco	6"			
FABRICANTE	HOONEYWELL				
MODELO No.	STG-140				
INFORMACION GENERAL					
Tipo de Instrumento	Medidor de presión piezoeléctrico con transmisor inteligente				
Función	Indicación (X)	Control ()	Grabar ()	Ciego ()	Transmisión (X)
TRANSMISOR DE PRESION					
	PT-1104				
MODELO No.	ST 3000	Honeywell			
Gabinete electrónico	Cobre - aluminio NEMA 7				
Clasificación eléctrica del área	Clase I Div. 2 Gpos. B, C, D				
Alimentación eléctrica	24 VDC				
Señal de salida	Digital ST/DC				
Constante de tiempo de amortiguamiento	Ajustable de 0 a 32 segundos				
Efecto de voltaje de alimentación	0.005 % de amplitud de rango por volt				
Precisión de medición	± 0.075% de amplitud de rango / ± 0.15% de lectura				
ELEMENTO DE MEDICION					
	PE-1104				
Tipo de elemento	Sensor piezo-resistivo				
Rango de operación	0 - 5 psi 0 - 500 psi				
Rangoabilidad	100:1				
Máxima sobrepresión	750 psi				
Material abrazadera de montaje	Acero al carbón con cubierta de zinc (galvanizado)				
Material del diafragma	Acero inoxidable 316 SS				
Material de la cabeza	Acero inoxidable 316 SS				
Juntas de sello	Teflón				
Tornillería	Acero al carbón				
Fluido de llenado	Aceite de silicón				
Conexiones de proceso		1/2" NPT ()	1/2" NPT (X)	Otra ()	
Switches de alarma	Cantidad	HH	H	L	LL
Función de los switches					
No. REVISION	Especificado por Aprobación de diseño Aprobación de proceso Orden de compra Vendedor				

Dibujos típicos de instalación:

- Medidor de nivel en un tanque a presión
- Medidor de nivel en un tanque atmosférico
- Medidor de nivel en un tanque de techo flotante
- Transmisor de presión en un tanque presurizado
- Alarma en tanque con techo flotante
- Alarmas en tanques presurizados

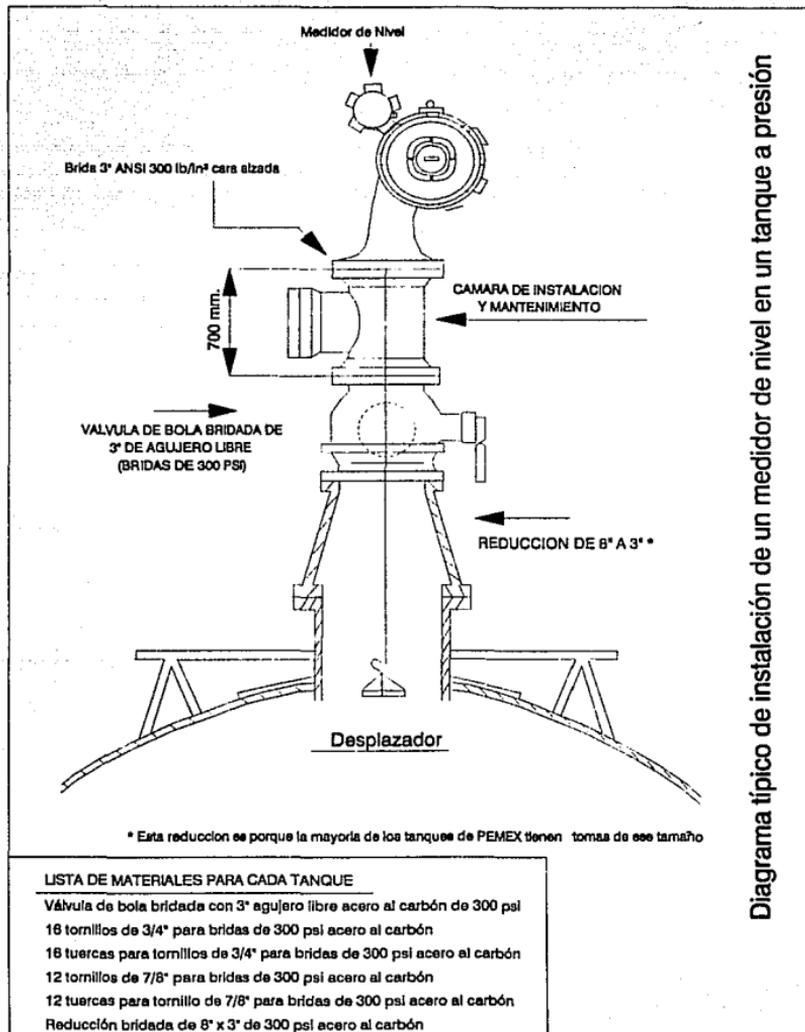


Diagrama típico de instalación de un medidor de nivel en un tanque a presión

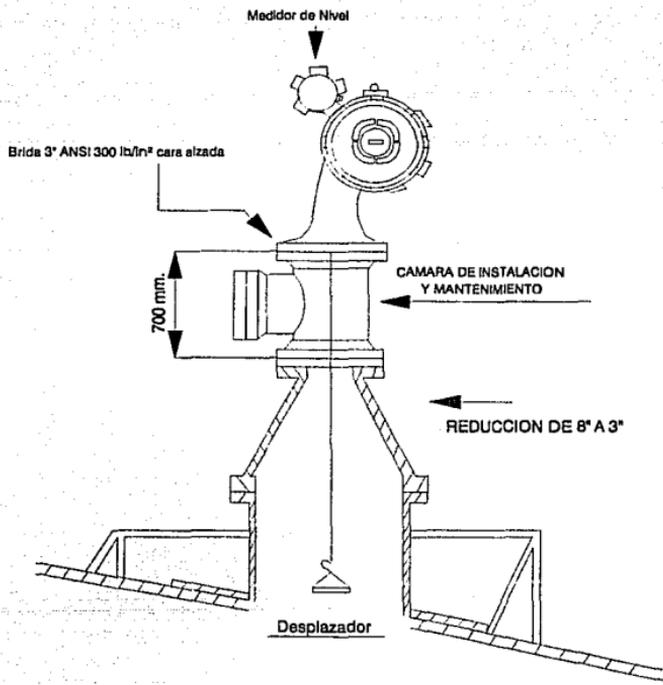


Diagrama típico de instalación para un medidor en un tanque atmosférico

LISTA DE MATERIALES PARA CADA TANQUE

- Reducción bridaeda de 8" a 3" (150 psi)
- 4 tornillos de 5/8" para bridas de 150 psi
- 8 tuercas para tornillos de 5/8" para bridas de 150 psi
- 8 tornillos de 3/4" para bridas de 150 psi
- 16 tuercas para tornillos de 3/4" para bridas de 150 psi

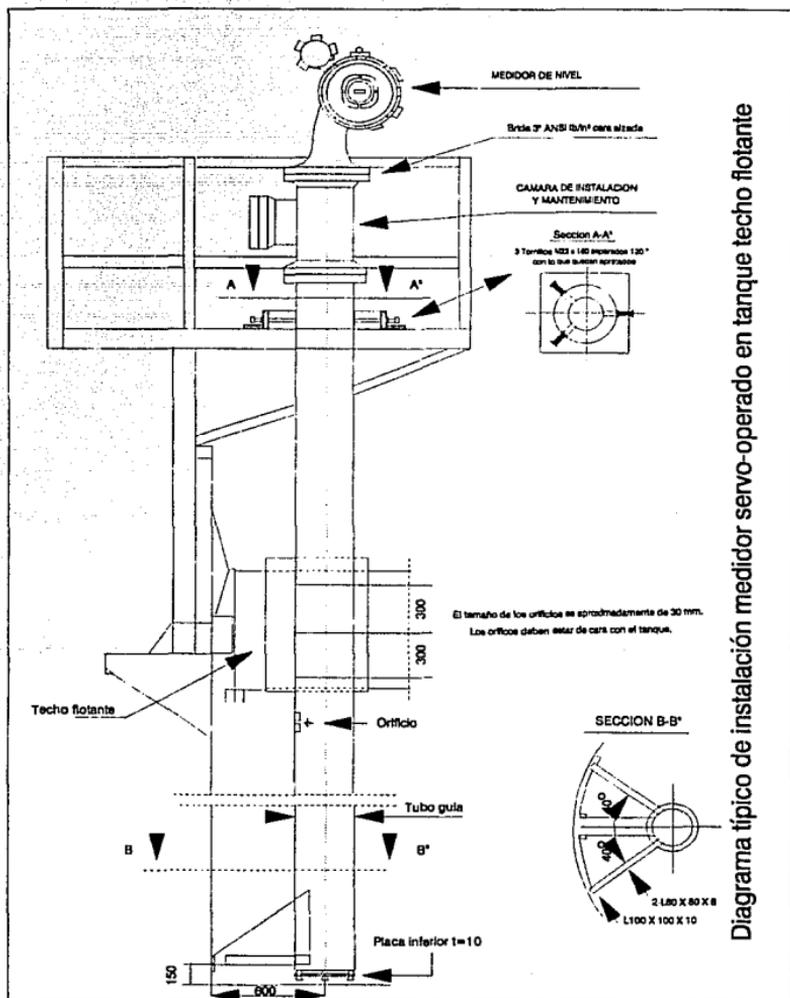
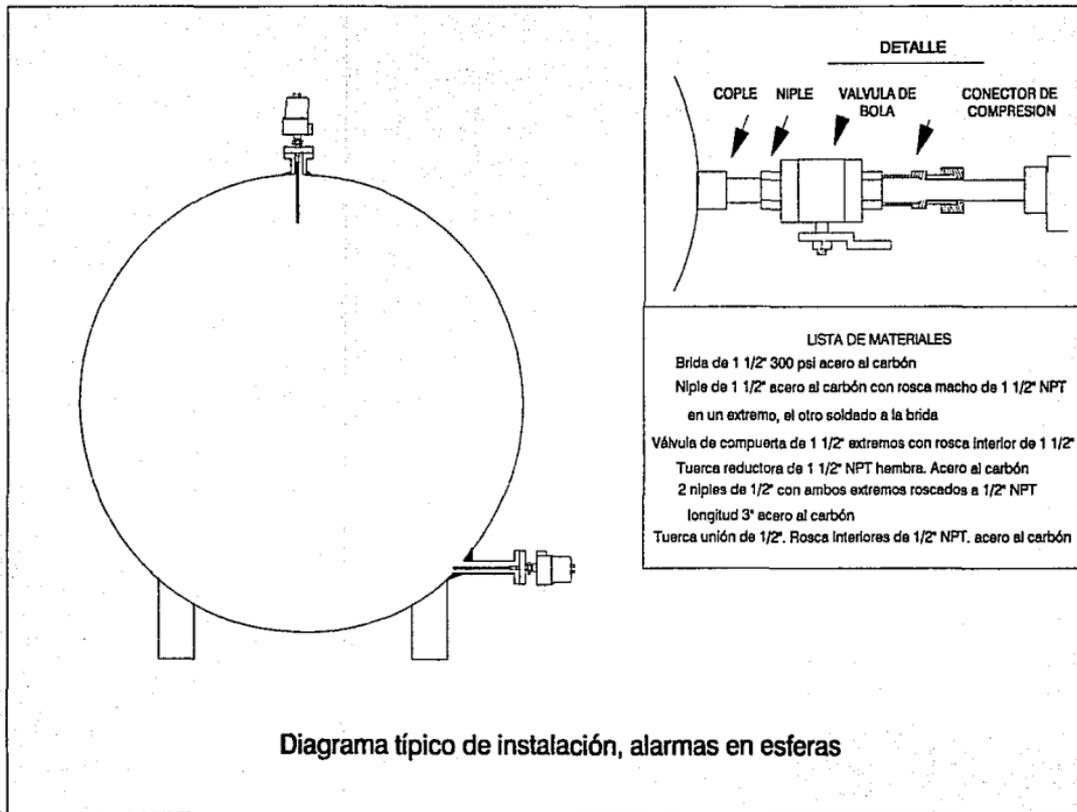
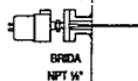


Diagrama típico de instalación medidor servo-operado en tanque techo flotante

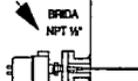


TANQUE DE TECHO FIJO

DETALLE 1

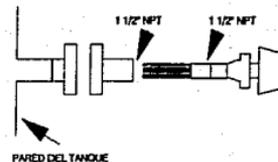


DETALLE 2

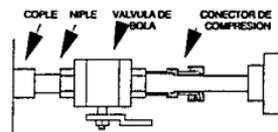


Dibujos típicos de instalación de interruptores en techo fijo

DETALLE 1

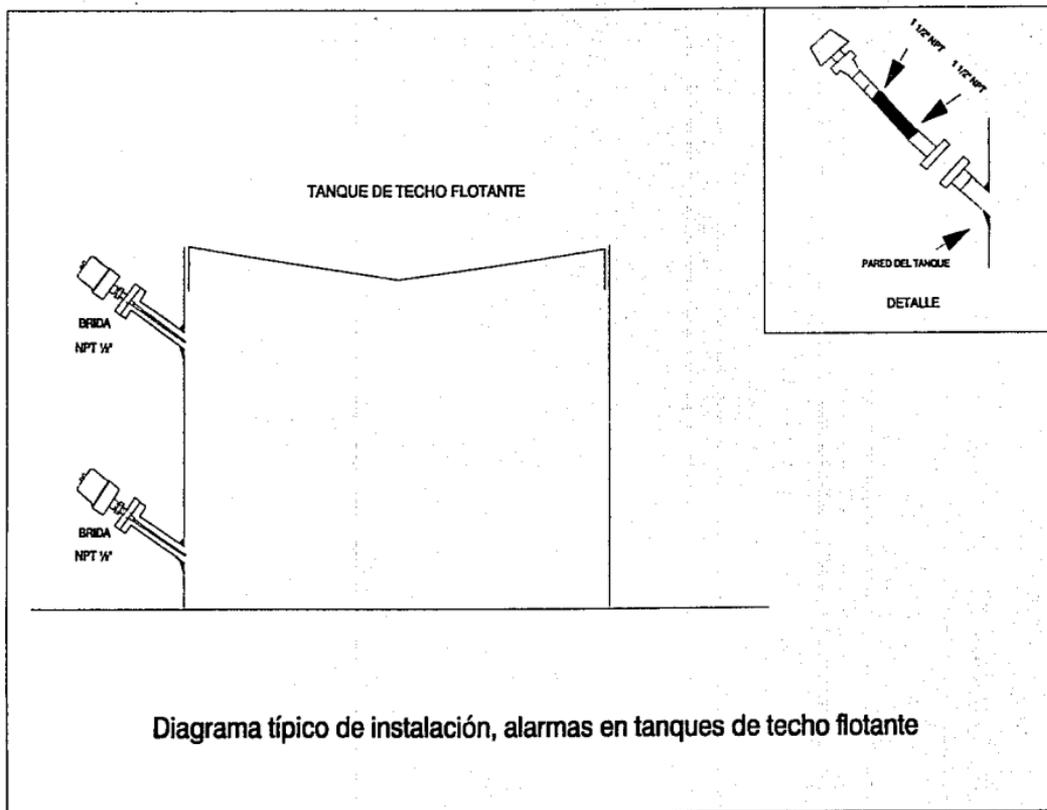


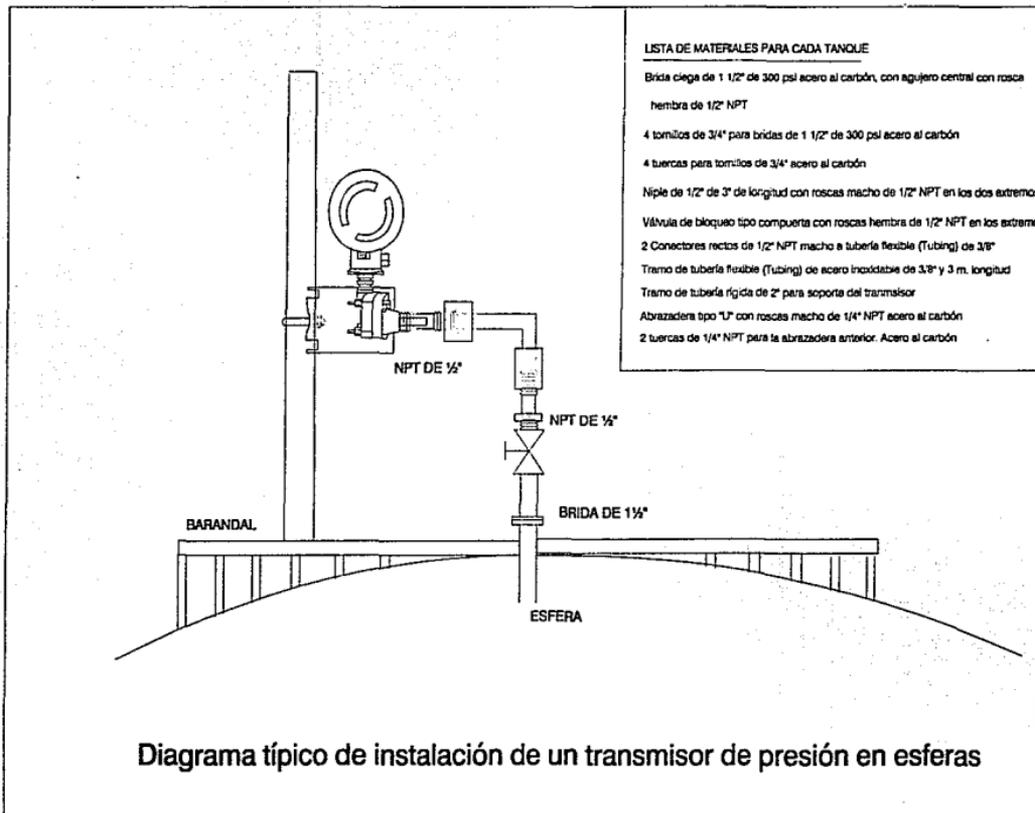
DETALLE 2



LISTA DE MATERIALES PARA CADA TANQUE

- Tubo de 2" de 150 psi acero al carbono
- Tubo de 2" de acero al carbono para soldarse a la brida y a la pared del tanque. Longitud 1'
- Brida cega de 2" de 150 psi acero al carbono con agujero de 1 1/2" NPT para soldar cople
- Cople con rosca interior de 1 1/2" NPT para soldarse en la brida ciega, acero al carbono
- 4 tornillos de 5/8" de acero al carbono
- 4 tuercas para tornillos de 5/8" de acero al carbono
- Cople de 1 1/2" de acero al carbono con rosca interior de 1 1/2" NPT
- Niple de 1 1/2" de acero al carbono con rosca de 1 1/2"
- Valvula de bola de peso de 1 1/2" con extremos roscados de 1 1/2"





CAPITULO 4

COMUNICACIONES DE CAMPO

Después de la especificación de la instrumentación de campo, es necesaria la transmisión hacia el sistema de procesamiento.

En este capítulo se presentan dichas comunicaciones en una manera mas detallada.

Comunicaciones:

Las señales de salida de los transmisores actuales pueden ser divididos en 3 grupos:

a) Señales analógicas:

4-20 mA

RTD

milivolts

b) Señales discretas:

24 VDC

124 AC

240 AC

c) Señales digitales

La instrumentación especificada en este trabajo, contempla que todas las salidas de los transmisores sean del tipo digital (tanto las señales analógicas, como las señales discretas pueden ser enviadas en forma digital)

Que todas las comunicaciones sean digitales, se hace con la intención de facilitarlas, por cuestiones de grandes distancias, que se presentan en las unidades de refinación.

En la transmisión digital hay 3 conceptos de suma importancia:

- Puerto de comunicación.
- Protocolo de comunicación.
- Bus de comunicación.

Puerto de comunicación: este se define como la conexión física para la comunicación.

Los puertos de comunicación comunmente utilizados para comunicaciones de campo son el RS-232, RS-422 y el RS-485.

Protocolo de comunicación: se define como el "lenguaje" en el que se transfiere, o habla la comunicación. Existen muchos protocolos en el mercado actual, pero sin embargo los mas utilizados son los protocolos MOD BUS, STDC, HART y ASCII.

Bus: el bus de comunicaciones se puede definir como un canal de comunicación (que para esta aplicación es del tipo de topología horizontal), el cual tiene como principal función "ir recolectando" la información de los diferentes transmisores ubicados en el campo.

Esta topología propuesta presenta las siguientes ventajas:

- Es utilizada frecuentemente en redes de area local.
- Es relativamente fácil controlar el flujo de tráfico entre los distintos transmisores.

Especificaciones detalladas de equipos de comunicación de campo (field bus)

Tanquería:

-Medidores de nivel servo-operado:

Al transmisor de nivel llegan las señal de temperatura dada por un RTD de Pt 100 ohms por 3 hilos, y en los casos de tanques a presión, provenientes de transmisores de presión piezoeléctricos, la señal de presión. Esta señal es del tipo analógica de 4-20 mA, conectándose al transmisor de nivel por dos hilos.

La señal digital proveniente del transmisor, viene dada por un puerto RS-232, en un canal de comunicación de dos vías tipo Belden (recubierto de Aluminio), el cual entra a una caja unión (LTMUX), que tiene función de servir de caja multiplexora, y que acepta la señal de otros nueve transmisores de nivel, como se aprecia en la figura # 9.

Del LTMUX sale un canal de comunicación digital, el cual entra a una interfase conocida como CIU, la cual se encuentra ubicado junto al PM (Módulo controlador de proceso). Del CIU sale una comunicación digital con protocolo Sakura Endress Co. con la información de 30 tanques, las cuales son adquiridas por el módulo del Sistema de Control Distribuido.

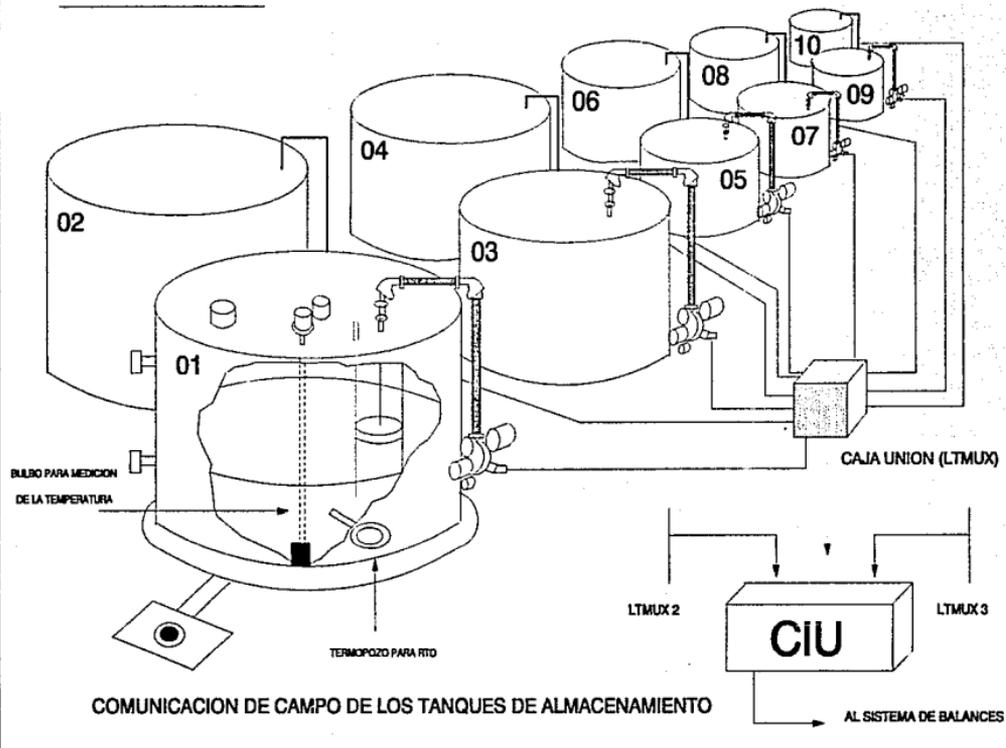
- Switches para alarma de nivel:

De los transmisores de los switches de nivel sale un canal de comunicación, el cual entra a una caja unión llamada LSMUX.

Al entrar al LSMUX los dos cables se conectan a una tarjeta que se encuentra en el interior del equipo. Uno de los cables se conecta al bus de tierra de la tarjeta, mientras que el otro cable se conecta a la tarjeta en la zona que no es el bus de tierras.

La tarjeta del LSMUX tiene la capacidad para poder recibir la información para 8 switches de nivel.

FIGURA # 9



Dentro de la tarjeta LSMUX se encuentran 4 tarjetas, por lo que cada LSMUX adquiere la información de 32 switches de nivel.

De esta tarjeta sale un canal de comunicación, vía puerto RS-232 con protocolo Allen-Bradley, entra a un modem y sale con un protocolo RS-485C que se comunica con el módulo controlador de proceso del sistema de control distribuido.

El cable utilizado en el canal de comunicación, es del tipo Belden, número 9182.

Ductería.

- Medidores de flujo másico tipo Coriolis:

Del transmisor de flujo sale un canal de comunicación, el cual se conecta a una red de campo para el área de ductería, que recibe el nombre de MOD BUS.

Cada red mod bus puede adquirir la información de un total de 15 transmisores.

De cada una de las redes de mod bus sale un canal de comunicación vía puerto RS-485, con protocolo mod bus, que se conecta al módulo controlador de proceso.

Para los transmisores de presión de cada ducto, sale un canal de comunicación independiente con vía puerto RS-485 con protocolo ST/DC, que se incorpora en forma directa al Sistema de control distribuido.

- Medidores de flujo volumétrico:

De cada transmisor de flujo sale un canal de comunicación digital vía puerto RS-485 con protocolo ASCII, que se incorpora de manera directa al sistema de control distribuido.

- Medidores de flujo másico para gasoductos/desfogues.

De este transmisor sale un canal de comunicación, vía puerto RS-232 con protocolo de comunicación ASCII, entrando a un modem, y saliendo de este vía puerto RS-485, incorporándose de manera directa al sistema de control distribuido.

El cable utilizado es tipo Belden número 9182.

Las interfases entre las comunicaciones digitales y el sistema de control distribuido, son tarjetas tipo FTA (tarjetas terminales del sistema propio), que están ubicadas en el módulo controlador de proceso, de aquí ya la información es leída y procesada.

Diagramas de lazo:

Para sintetizar lo anteriormente mencionado, se presentan a continuación los diagramas de algunos instrumentos.

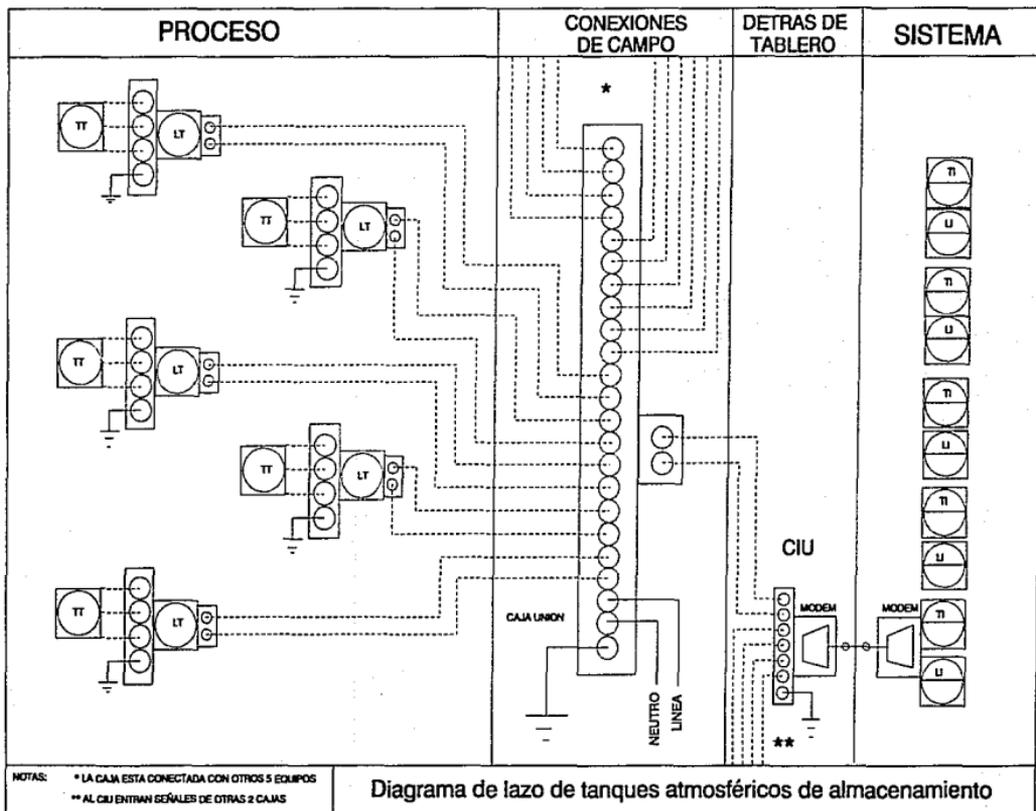
Estos diagramas se realizaron conforme a los estatutos de la ISA (Instrument Society of

América).

Los diagramas de lazo tienen como función ejemplificar en forma esquemática lo siguiente:

- Conexión eléctrica de los instrumentos de campo.
- Alimentación eléctrica.
- Redes de comunicación.
- Módems.
- Sistemas de comunicación.

Estos diagramas abarcan desde el instrumento de campo, hasta el sistema de adquisición de datos.



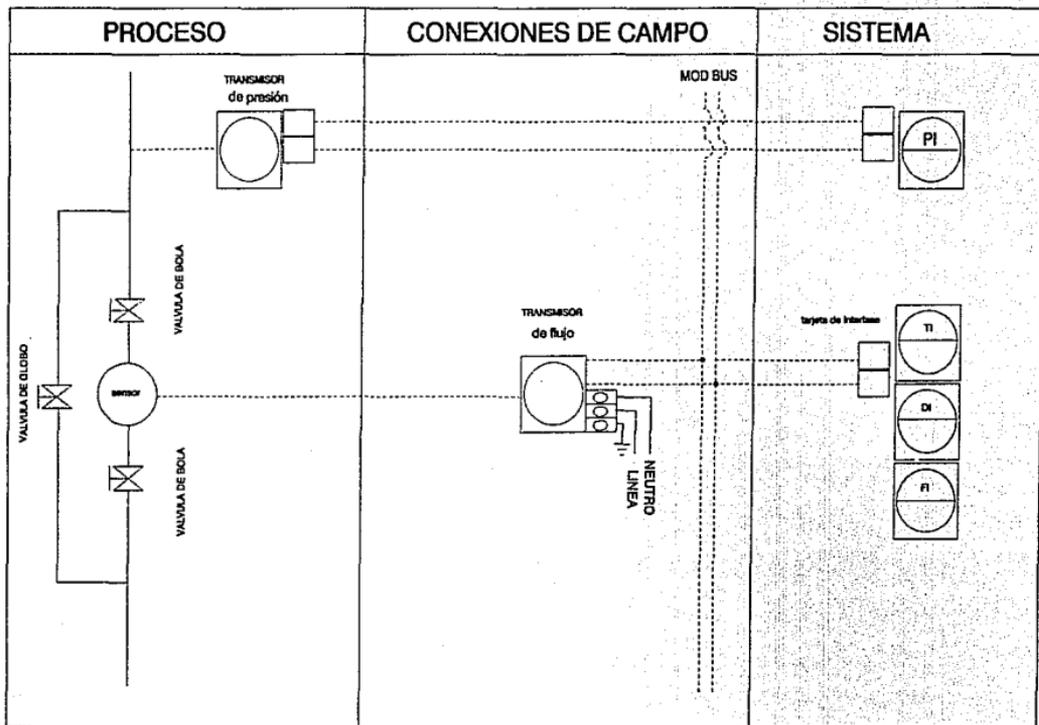
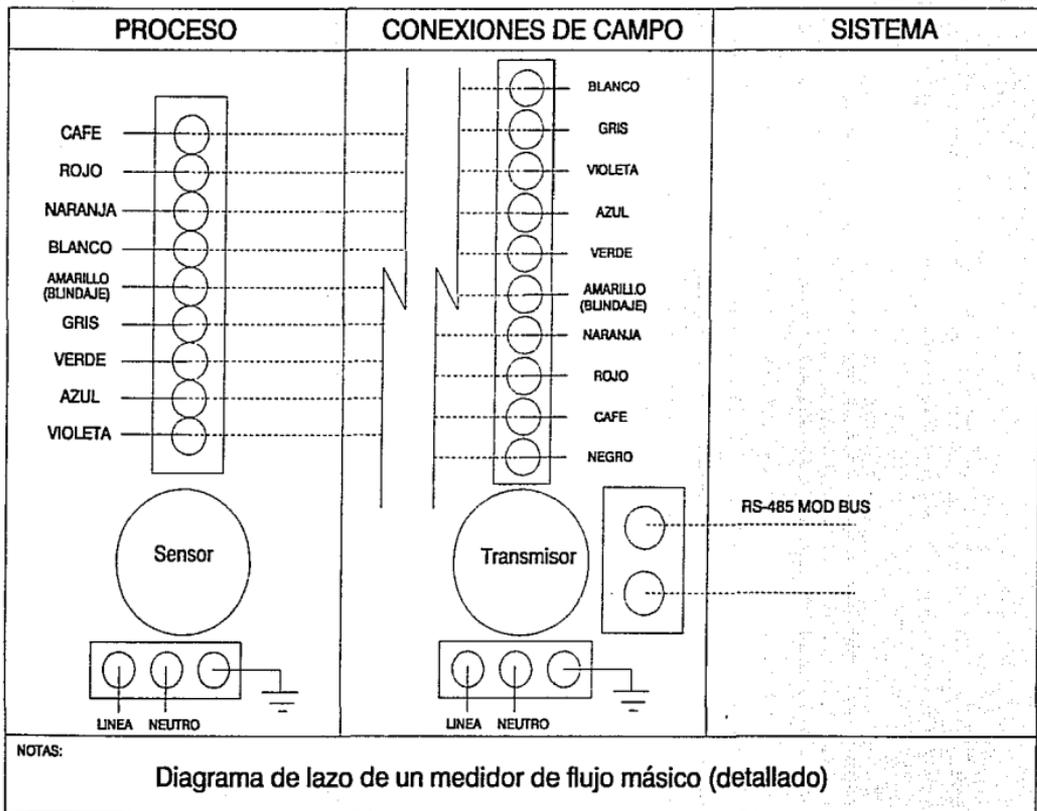
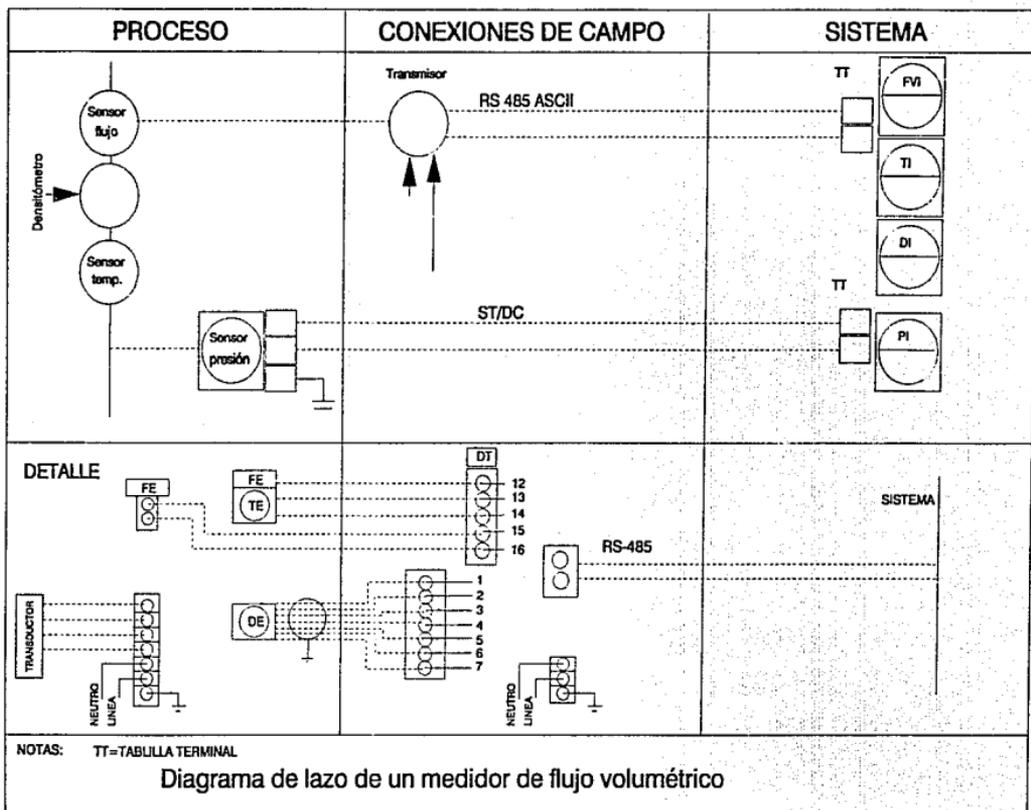
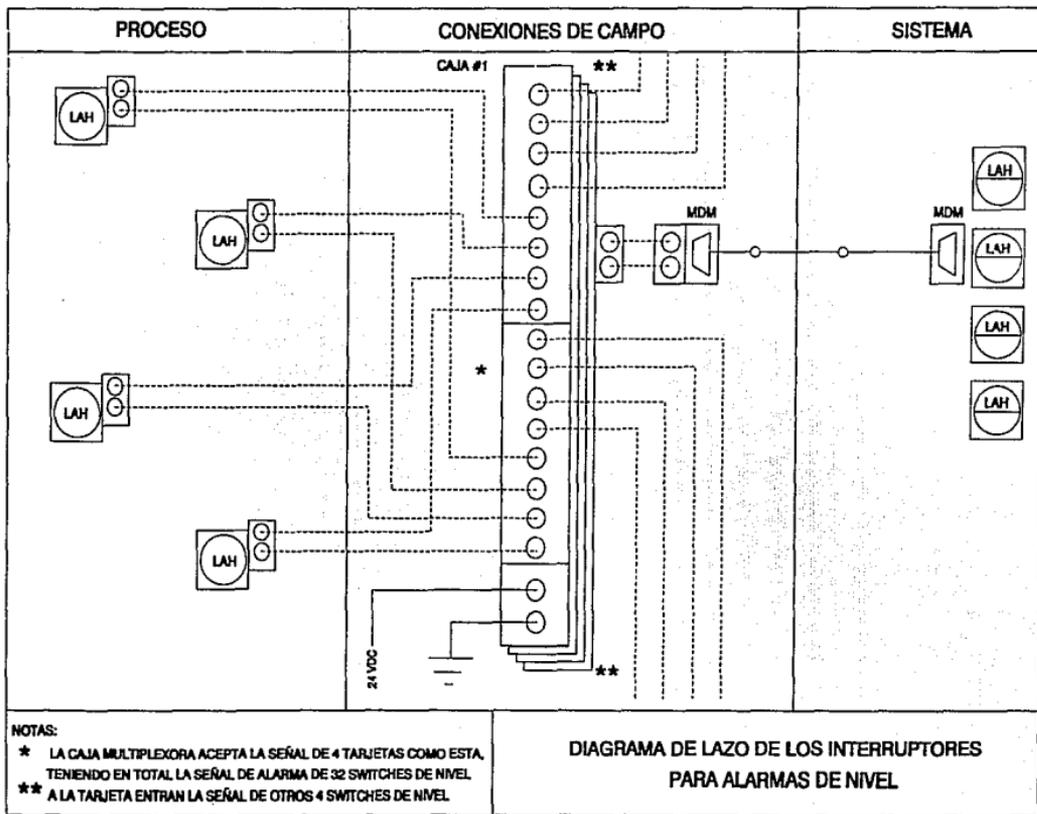


Diagrama de lazo de un medidor de flujo másico







CAPITULO 5

ARQUITECTURA

La segunda parte de los proyectos de balances masicos globales, lo constituye la sección de el sistema de adquisición de datos, o Sistema Digital de Control Distribuido (SCD), el cual tiene las funciones de adquirir, procesar información de campo, realizar los balances y generar los reportes de los mismos.

La arquitectura en donde se encuentra ubicado el SCD y el detalle de la misma, fue realizada en una tesis presentada paralelamente a este trabajo.

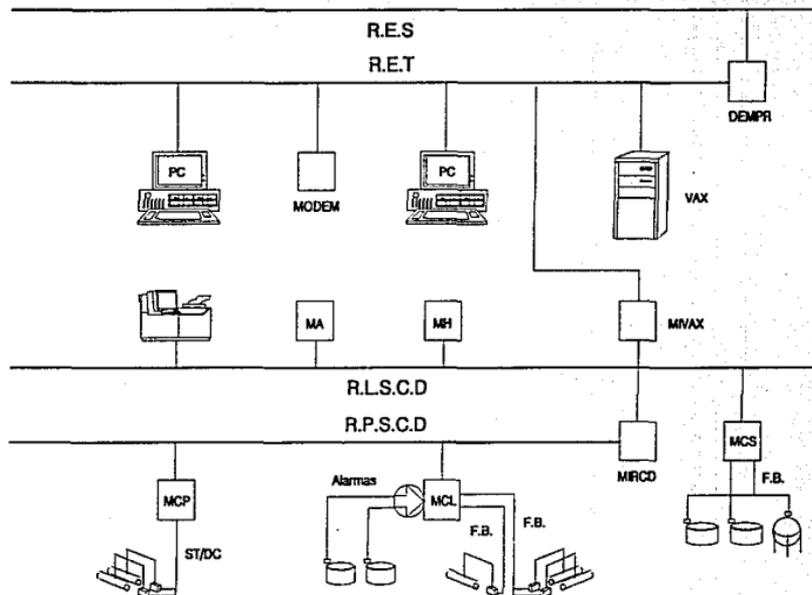
La parte básica de la arquitectura es el sistema de control distribuido, que en esta aplicación no realiza funciones propias de control, sino adquirir datos y procesarlos, este sistema se denomina SCADA.

Se propuso un SCD por que presenta las siguientes características:

- Manejo de una cantidad considerable de variables.
- Procesamiento de información en tiempo real.
- Redundancia en comunicaciones.
- El sistema suministra alimentación a equipos de campo.
- Capacidad de control regulatorio, lógico y secuencial.
- Capacidad de configuración.
- Capacidad de memoria.
- Cuenta con protecciones eléctricas.
- Sirve de estructura base para ejecución de programas de alto nivel gerencial, como lo son el mezclado en línea de productos y los balances de materia entre plantas en una unidad de refinación.

La arquitectura del sistema, se aprecia en la figura # 10

FIGURA # 10



Arquitectura General del Sistema

Redes del Sistema:

Existen cuatro niveles o redes en la arquitectura:

- Red de proceso del sistema de control distribuido.
- Red local del sistema de control distribuido.
- Red Ethernet Thinwire.
- Red Ethernet Estándar.

- Red de proceso del sistema de control distribuido:

Tanto esta red, como la red local del sistema de control distribuido, son redes propias del SCD.

La red tiene capacidad de conectarse en 64 nodos sencillos o 32 nodos redundantes, por ejemplo un módulo de controlador de proceso (PM), el cual acepta 128 lazos, representaría un nodo redundante.

En esta red, es donde se adquiere toda la información proveniente de los buses de campo. Cuenta con una interfase, con la cual se comunica con la red local del sistema de control distribuido.

- Red local del sistema de control distribuido:

La red tiene capacidad de 32 nodos redundantes, siendo la interfase con la red de proceso uno de ellos.

Los otros nodos representados en la arquitectura, son estaciones (que se colocan en las diferentes casa de bombas de las refinerías), en forma de consolas.

En estas consolas, se configuran las interfaces hombre-máquina (gráficos dinámicos) que facilitan el acceso al monitoreo y comprensión de las variables cuantificadas. Para cada consola, esta se configura para monitorear los tanques y/o ductos deseados en cada casa de bombas.

Los nodos HM (módulo de historia) y MA (módulo de aplicaciones), son nodos propios del SCD

- Módulo de aplicaciones (MA):

El módulo de aplicaciones es un módulo que ofrece una gran variedad de funciones de aplicaciones. Las principales son:

- Adquisición de datos.
- Compensación de flujo.
- Sumadores.
- Multiplicadores y divisores.

- Tiempo muerto.
- Totalizadores.
- Totalizadores.
- Linealización general.
- Algoritmos convencionales de variables de proceso.
- Selector alta-baja-promedio.

- Módulo de historia:

Este módulo almacena la información del proceso y del sistema que puede ser desplegada o impresa en una estación universal del sistema, o que tenga acceso por un módulo de cómputo.

Extiende significativamente la capacidad del sistema para almacenar información histórica de la planta y del proceso.

La información almacenada puede ser utilizada por computadoras huésped, conectadas a la red.

Toda la información que sea almacenada en el módulo de historia, debe ser formateada por el ingeniero de proceso durante la configuración del sistema, de tal manera que varios departamentos de la planta tengan la información requerida para desarrollar sus labores.

- Red Ethernet Thinwire:

Esta es una red estándar para comunicaciones entre sistemas de procesamiento de información y control avanzado.

Cuenta con una computadora huésped (VAX 4000) en uno de sus nodos. En esta computadora se ubica el software de aplicación, el cual se realizan los balances másicos globales.

El software de aplicación en línea se integra al proyecto de Balance Másico Global es conocido bajo el nombre de Oasys, conjunto de paquetes desarrollados por la compañía ELF/PROFIMATICS.

Los paquetes de software que se encuentran diseñados para la realización de la completa automatización de las actividades de control de inventarios, movimiento de petróleo y derivados y mezclado en línea, desde la recepción de crudo hasta la salida de productos a ventas, son los siguientes:

- 1.- Control regulatorio del mezclado REGMEL.
- 2.- Optimizador de mezclado (control multivariable) ANAMEL.
- 3.- Sistema de movimiento de materiales

- Supervisor de movimientos de mezclado BMS.
- Supervisor de movimientos en taques TMS.
- Supervisor de movimientos en tuberías PMS.
- 4.- Monitoreo y adquisición de datos de taques ALGOBAC.
- 5.- Módulo de balance de materiales GERA.
- 6.- Módulo de logística general de inventarios FORWARD.

De las anteriores, las aplicaciones que son implementadas en el sistema son:

- GERA Módulo de balance de materiales.
- ALGOBAC Monitoreo y adquisición de datos de tanques.
- TMS Supervisor de movimientos en taques.
- PMS Supervisor de movimientos en tuberías.

Las computadoras personales instaladas en la red, están ubicadas en las superintendencias de la refinería (proceso, mantenimiento, etc.). Aquí se carga el software de interfases hombre máquina, basado en gráficos dinámicos.

También en la red se pueden incluir "modems" para comunicación tipo vía satélite, vía telefónica, etc.

- Red Ethernet Estándar:

Esta red permite la integración futura al "Sistema de información de refinería" donde se concentrará la información a nivel coordinación de los diferentes SCD a ser instalados en las refinerías.

CAPITULO 6

INFRAESTRUCTURA

El proyecto de balances másicos, contempla dentro de la ingeniería de detalle , la infraestructura necesaria como complemento, a la ingeniería básica, así como a la ingeniería de conceptualización, para una realización adecuada del mismo.

La infraestructura se divide en:

- a) Civil
- b) Mecánica
- c) Eléctrica

Infraestructura Civil:

El Sistema de Control Distribuido debe estar ubicado en un cuarto central de información (colocado estratégicamente en la unidad de refinación) , el cual debe contar con ciertas características, para que el equipo de procesamiento de información opere de una manera adecuada.

En el aspecto civil se contempló el diseño de este cuarto de control en ambas refineries, así como la modificación de las condiciones en las casas de bombas, involucradas en el monitoreo de las variables de los balances másicos.

La infraestructura civil se divide en:

- Diseño y planos arquitectónicos del cuarto de control
- Planos de cimentación del cuarto de control
- Planos de aire acondicionado

Al final del presente capítulo se presentan algunos planos ilustrativos de la infraestructura civil.

Las características generales con las que debe contar un cuarto en el cual se instala un sistema de control distribuido son las siguientes:

Especificaciones de infraestructura para la instalación del sistema de control distribuido.

Requerimientos del lugar (físicamente).

Vista de planta del sistema de control distribuido.

Se debe preparar el lugar con dos compartimentos, el primero que es el equipo del sistema y el segundo el lugar del operador. Tanto el equipo del sistema para cada área como su ambientación deben estar bien definidos. El sistema está dividido en tres áreas principales que son:

- a) El cuarto o área de computo.
- b) El cuarto de control.
- c) El cuarto de equipo.

Clasificación general del tipo de ambiente.

Los dos tipos de especificaciones ambientales, en donde se pueden clasificar este tipo de sistemas son los siguientes:

1) Clase A (industrias en general) para aplicaciones donde el polvo, cambios bruscos de temperatura, grandes rangos de humedad y condiciones generales de las zonas industriales.

2) Clase C (oficina) para aplicaciones donde generalmente se llevan a cabo funciones de oficina, buscándose que estas condiciones se acerquen lo más posible al confort humano. La siguiente tabla contiene especificaciones para los diferentes tipos de ambiente:

	A	A1	A2	C
Temperatura				
Gabinete externo ° C	0 a 50	0 a 60	5 a 40	18 a 29
Gabinete interno ° C	0 a 70	0 a 70	5 a 60	18 a 44
Rango de variación ° C	± 15	± 15	± 15	+ 11 a -15
Humedad relativa	5 a 95 %			
Máx. temperatura de bulbo húmedo ° C	32	32	32	32
Polvo (en micrones)	10	10	10	10

Especificaciones físico-mecánicas:

Pisos:

-Peso permitido del piso: el piso debe ser falso, y debe tener un soporte promedio de 592

kg./m² (121 lbs/ft²). Para el área del cuarto de equipo el piso debe ser capaz de soportar un peso estático de 979 kg/m² (200 lb/ft²) con un movimiento de 450kg (1000 lbs.) en cualquier punto.

-Cableado: las consolas del sistema están diseñadas para entradas de piso; sin embargo el cableado es más funcional y más seguro si los cables están debajo de un piso falso, o a través de un cable que va dentro de un piso de concreto. El equipo y gabinetes del cuarto de equipo su entrada puede ser ya sea por arriba o por abajo, prefiriéndose las entradas por la zona inferior por cuestiones económicas. Cuando se hacen perforaciones en el piso ó en las paredes, para rutas de cables, el tamaño de la perforación debe ser lo suficientemente grande para poder acomodar todos los cables, además de que el conector más grande debe pasar a través de la perforación.

Los cables deben estar tendidos en líneas que están en áreas protegidas, además de que deben estar sin humedad; necesitando ser capaces de pasar por zonas de interferencia-ruido, sin que esto influya ó le haga algo físicamente que afecte al cable. Por último deben poder soportar futuras expansiones y rearrreglo del equipo.

-Líneas limpias: El piso debe tener un suave desnivel en la superficie, esto con las intención de evitar el polvo, grasa, etc.

-Rampa: Cualquiera que sea el tipo de piso, el grado de inclinación debe ser 2.79% (1:12)de pendiente.

Techos suspendidos: El techo debe ser por lo menos de una altura de 2.44 metros (8 pies). Es recomendado un tratamiento acústico

Pruebas de sonido: Hay que mantener el ruido en un nivel de 50 a 55 decibeles, esto se logra usando materiales que tengan la capacidad de absorber ondas sonoras.

Comunicación: Se recomienda tener una línea telefónica en el cuarto de operación.

Iluminación: El centro de operación del sistema debe tener una iluminación diferente con respecto a cuartos y paneles de control convencionales. Iluminación fluorescente es preferible, por el hecho de generar una cantidad de calor muy pequeña. Se puede usar flush con paneles de difusión; la luz convencional no es aceptada por el brillo que genera. Los desplegados en pantalla son más fáciles de visualizar si hay iluminación en el área del operador más baja que en otras áreas.

La intensidad de nivel de escritorio es aproximadamente de 20 a 40 candelas (269 a 538

lux) siendo este valor adecuado. Otras secciones del complejo del área de operación requieren más altos niveles de iluminación. El área de equipo-mantenimiento o áreas de oficinas por ejemplo requieren arriba de 100 candelas (1345 lux) de iluminación total, medidos 30 pulgadas arriba del piso.

Luz de emergencia: Siempre se tiene que proveer luz de emergencia. La luz de emergencia debe activarse automáticamente cuando el sistema de iluminación sea interrumpida. Estas unidades son controladas por el circuito de luz y son activadas o desactivadas por un sensor de luz.

Lineas guía del ambiente (corrosión).

Humedad relativa: Efectos corrosivos en el equipo electrónico son altamente acelerados inclusive en presencia de pocas décimas de partes por billón de contaminantes atmosféricos que son causados principalmente por una humedad en exceso del 50%.

-Se debe mantener niveles ideales de humedad entre 40% y 50%. Para asegurar estas condiciones, se recomienda realizar las siguientes prácticas operacionales: Aire difuso en los cuartos apartado de los equipos electrónicos.

Unidades de aire acondicionado con el tamaño adecuado para evitar cambios bruscos de temperatura. No tratar de disipar el calor y la humedad abriendo las ventanas y las puertas.

Durante alguna falla del proceso o del aire acondicionado la primera prioridad es la de mantener bajo el nivel de humedad relativa y minimizar la velocidad del aire para prevenir la alta concentración de contaminantes gaseosos que puedan alcanzar y dañar los equipos.

Contaminantes gaseosos: A continuación se enlista los principales contaminantes en el envenenamiento de control de proceso; además de concentraciones típicas de nivel. La tabla se basa en los estándares de la ISA SP 71.04 (Condiciones de envenenamiento para mediciones de proceso y sistemas de control).

Clase G1-Apacible	<300A por mes.
Clase G2-Moderado	<1,000A por mes.
Clase G3-Severo	<2,000A por mes.
Clase GX-Especial	>2,000A por mes.

La reactividad de los gases comunmente encontrados en atmósferas industriales puede ser conocidas en términos de rangos que se miden en capas de corrosión y son producidas en láminas de prueba que son de material de cobre. Las muestras para analizar deben ser hechas por

el usuario, productor ó de una forma más apropiada por los especialistas de purificación de aire.

El límite permitido de reactividad de cobre para el sistema de control distribuido es de 300 angstroms (espesor de la capa o filme) para cada mes. Esto correspondería muy cercanamente a la clase G1 (apacible) de la lista de contaminantes.

-Compuestos inorgánicos clorados: (cloro, dióxido de cloro, ácido clorhídrico). En la presencia de humedad estos gases generan iones cloruro que reaccionan con varios metales encontrados en los componentes electrónicos. Estas reacciones son significativas inclusive en niveles abajo de las milésimas de partes por billón (PPB). Mientras reacciones moderadas ocurren al nivel de 0.001 PPB, unas pocas décimas de PPB combinadas con una gran humedad incrementan la reacción por arriba del medio apacible (clase G1) recomendado para el sistema.

Es importante también considerar contaminantes procedientes de fuentes secundarias, como lo son las torres de enfriamiento, solventes, limpiadores, etc. Estos contaminantes frecuentemente producen cantidades suficientes (algunas milésimas de PPB) para causar reactividad significativa cuando se combinan con humedad y otros gases.

-Azufres activos: (H₂S, S₂, compuestos orgánicos como mercaptanos).

En un medio apacible (G1) la concentración típica de azufre activo es de 0.002 a 0.003 PPB. La presencia de humedad y unas milésimas de PPB de cloruros incrementa la reactividad hasta la clase de moderado (G2) ó por encima de ésta.

Estudios de campo han demostrado que en la reactividad desde apacible (G1) hasta muy especial (GX) pueden ser encontradas concentraciones de H₂S abajo de 0.02 PPB y de CL abajo de 0.03 PPB, con la variable significativa siendo la magnitud y el rango del cambio de humedad. Azufre activo y cloruros inorgánicos son causas predominantes de corrosión atmosférica en los procesos industriales.

-Óxidos de azufre: (SO₂, SO₃). Estos compuestos generalmente son productos de la combustión de combustibles fósiles con azufre, además de operaciones de coque y compuestos no ferrosos. Unas pocas décimas de PPM de óxido de azufre pueden retardar por otros contaminantes en metales reactivos. En niveles muy altos (> 0.2 PPB), cuando son disueltos en agua para formar ácidos, pueden atacar ciertos tipos de metales y plásticos. La disminución natural de óxidos de azufre por estructuras permanentes generalmente causan que este tipo de compuestos tenga consecuencias de pequeña importancia.

-Otros compuestos: Los compuestos descritos aquí son representativos de los más comunes que pueden crear una atmósfera corrosiva que ataque al equipo electrónico. El efecto de

otros compuestos como óxido de nitrógeno, amoníaco, oxidantes y fluoruros no son precisamente conocidos por presentar suficientes cantidades, para tomar precauciones especiales. Si hay algún problema con algún componente un especialista de corrosión debe ser consultado.

Reactividades mayores de 300 angstroms en un mes generalmente no presenta resultados inmediatos en falla del equipo. Por ejemplo problemas pueden empezar de una forma intermitente con corrosión muy fina en contactos. Este fenómeno generalmente ocurre en breves periodos de gran humedad y pueden ser temporalmente resueltos.

Vibración: El equipo del sistema está constituido para aguantar frecuencias de vibración en la banda normal con rango de 14 a 150 Hz, aceleración de la vibración de 0.1g (.098" punta a punta máxima) y una aceleración de shock mecánico de 1 a 30 msec. de duración. Ruido causado por vibraciones de cuartos adjuntos no son abarcados por éstos estándares. Si se construyen pisos arriba de las instalaciones los jacks de extra soporte en puntos estratégicos deben ser bien diseñados para evitar la transmisión de vibración hacia la parte donde se encuentra el sistema.

Interferencias del tipo electromagnético (EMI) y de frecuencia de radio (RFI). Este tipo de interferencias si son severas pueden ser transferidas al sistema provocando pérdidas de datos y otros errores, especialmente en el cuarto de equipo de computación. Estas interferencias pueden ser causadas por:

- Tormentas eléctricas..
- Antenas de radio frecuencia AM,FM,Tv portátiles con bandas de 450 MHz.
- Radares.
- Líneas de poder (alto voltaje).
- Máquinas eléctricas de rotación que producen grandes campos magnéticos.
- Negocios y máquinas industriales.
- Luces flourescentes.

Descargas electrostáticas (ESD). Electricidad estática es generada cuando dos materiales no similares en cercanía son movidos en relación uno con el otro. Estas descargas se incrementan durante el invierno (con calefacción para el invierno) y durante el verano con el aire acondicionado cuando generalmente la humedad del cuarto esta en niveles bajos. Descargas eléctricas entre una persona y el sistema pueden producir errores de operación o fallas en el equipo.

Requerimientos del sistema:

Suministro eléctrico: El sistema debe ser suministrado por energía eléctrica proveniente de corriente alterna, teniéndose que hacer correctamente las instalaciones de tierra. El

desenvolvimiento y seguridad del sistema es directamente proporcional a la calidad del poder suministrado, así como también a las instalaciones de tierra.

Se requiere un transformador como fuente primaria de energía, que debe estar localizado a no menos de 18.3 metros (60 pies) del sistema. Aparte del transformador se necesita una UPS/fuente de poder ininterrumpida. Todas las fuentes de poder del sistema de control distribuido deben proporcionar voltaje con frecuencia regulada. Deben tener protección contra sobrevoltajes y transitorios. Debe existir indicaciones en los gabinetes y en la consola de operación de cualquier falla en estas fuentes de poder.

Las fuentes de poder por gabinete deberían ser dos, con una capacidad tal que en el evento de falla de una, la restante debe ser capaz de mantener todos los aparatos en el gabinete. Debe haber indicaciones en los gabinetes y en la consola de operación de una falla en toma de corriente. Las fuentes de poder de los gabinetes deberán estar respaldadas 20 minutos por baterías, con la capacidad requerida para mantener todos los dispositivos en el gabinete, así como la instrumentación en campo asociada. Todos los gabinetes deben tener tres (3) entradas extras de corriente AC, interconectadas con la fuente principal. No deben estar conectadas con fuentes de poder que vayan a ser usadas con equipo de prueba, etc.

Las fuentes de poder en el cuarto de control puede ser de 110 a 135 Volts 60 Hz, monofásica de corriente alterna. La fuente de poder del sistema debe convertir la señal producida por la UPS a voltaje a los valores de intensidad necesarios para alimentar todos los dispositivos del sistema de control distribuido, así como la instrumentación en campo que requiere voltaje AC. La UPS debe de estar diseñada, para operar a un máximo del 70% de su capacidad normal de operación, tomando en cuenta todos los aparatos del sistema de control distribuido y al subsistema de computadoras de procesos. Cualquier desviación deberá ser indicada. Las baterías usadas en la UPS deberán de ser del tipo Níquel-Cadmio ó Gel. Para evitar las interferencias debidas a la señal armónica, se deben instalar filtros para los inversores.

Tierras del sistema de control distribuido:

La tierra de seguridad de corriente alterna deberá cubrir los requerimientos del código NEC para protección contra descargas eléctricas. Los equipos metálicos y gabinetes estarán conectados al sistema a través del cableado de tierras (normalmente verde si es que se encuentra aislado). El cable neutro (normalmente blanco) que entra a la caja principal de alimentación de corriente alterna estará conectado a la barra del bus de tierra de seguridad, la cual a su vez estará conectada a la varilla principal de tierras de alimentación de corriente alterna de entrada de servicio por medio de un cable de 5.2 mm (#4 AWG). Posteriormente, tanto el cable neutro como las tierras serán tomados desde la barra del bus de tierra de seguridad y distribuidos junto

con los cables de corriente ("vivos"), hacia el transformador. La tierra de referencia maestra es una red de cables de tierras que esta conectada a la varilla de tierras. Representa el retorno común de potencia lógica (negativo). Para evitar el tener un exceso de cables de tierra en la varilla de tierras de referencia maestra, se requerirá de un número de puntos de recolección de cables de tierra estratégicamente colocados.

La tierra pararrayos disipara en una forma segura la energía luminosa para proteger al personal, el equipo del sistema y del control, y las construcciones. La energía será interceptada por terminales aéreas y/o por la estructura de la construcción y conducida a través de un cable de 5.2 mm (4# AWG), hacia las varillas de las tierras pararrayos. Este sistema de tierras deberá estar sujeto a los códigos aplicables y a los criterios de diseño de construcción.

Normalmente un sistema de tierras pararrayos consiste de varillas de tierras de 3 metros conectadas a estructuras verticales cada 30 metros, a lo largo del perímetro de la construcción; y la varilla de tierra de seguridad de corriente alterna estará conectada al sistema de varillas de tierra pararrayos. Para las tierras pararrayos se recomienda como máximo una resistencia de 0.1 ohms a la tierra real.

Infraestructua Mecánica:

Dentro de esta especialidad, se contempló la colocación de los medidores de flujo en el área de ductería.

Al final del presente capítulo se presenta un dibujo que propone la instalación de medidores en algunas líneas de conducción. Este dibujo se presenta con la finalidad de ejemplificar la ingeniería que es necesaria para una adecuada instalación de los medidores propuestos.

Infraestructura eléctrica:

Se contempló el trazo de rutas de señales, las cuales se dividieron en :

- Ruta de señal de la red local del sistema de control distribuido.
- Ruta de alimentación eléctrica a los equipos de campo.
- Plano de localización general de instrumentos.
- Ruta de alarmas redundantes.

Además en la infraestructura eléctrica se realizaron los cálculos de potencias requeridas, tanto de instrumentos, así como del sistema de control.

Por último se generaron planos del diseño del sistema de tierras en el cuarto central de información, este sistema de tierras se divide en 3:

- a) Sistema de tierra de corriente alterna (a la cual se conectan todos los equipos de corriente alterna del cuarto de control).
- b) Sistema de tierra maestra (conexión de la pista de datos del sistema de control distribuido).
- c) Sistema de tierra de pararrayos.

Lista de planos de infraestructura:

*Todos los dibujos aquí propuestos corresponden al proyecto de balances máxicos globales de la refinería "Ing. Héctor R. Lara Sosa" en Cadereyta, Nuevo León.

-Plano PC1-RT-3.4.1-D-TI-2: Diagrama típico de instalación y arreglos de tubería para las siguientes líneas de conducción: combustóleo a auto tanques 14", azufre líquido a auto tanques 4", combustóleo a consumo interno 16", combustóleo a carros tanque, y por último el arreglo de tuberías para el oleoducto Madero-Cadereyta.

Como ya se mencionó se presenta este dibujo para ejemplificar la ingeniería mecánica para la instalación de medidores de flujo. (Ingeniería Mecánica)

- Plano AR-01-01: Cuarto central de información. El sistema se especificó para que estuviera localizado en un cuarto central de información, el cual hubo que diseñar con todas las especificaciones que requiere un cuarto, el cual soporta un sistema de control distribuido. Este es un plano arquitectónico de dicho cuarto. (Ingeniería Civil)

- Plano AA-01-01: Cuarto central de información. Este plano contiene el diseño del sistema de aire acondicionado del cuarto central de información, el cual cumple con las especificaciones de aire acondicionado necesarias. (Ingeniería Civil)

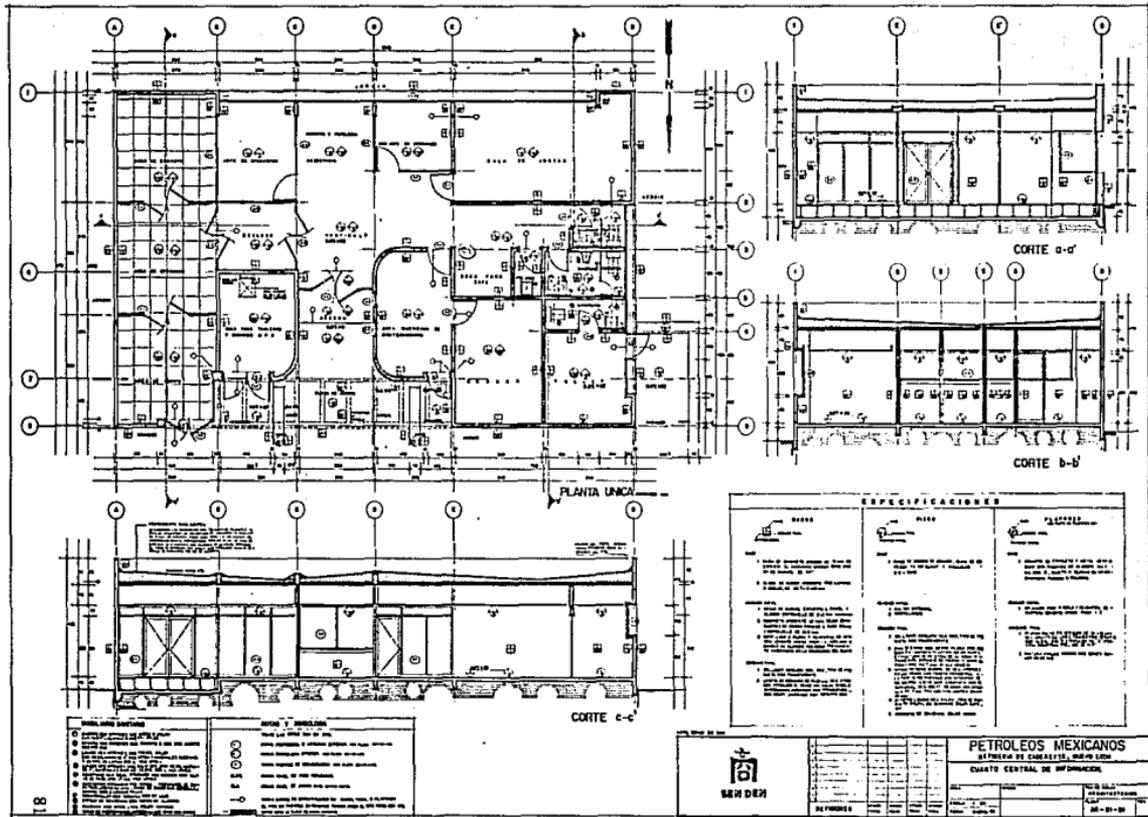
- Plano IE-01-01: Cuarto central de información. Instalación eléctrica del cuarto central de información. (Ingeniería Eléctrica)

- Plano E-01-01: Cimentación del cuarto central de información. (Ingeniería Civil)

- Plano PC1-RT-3.3.3-DI: Cuarto central de información. Diseño de los 3 sistemas de tierra que son necesarios en el cuarto central de información, para la correcta operación del sistema de control distribuido. (Ingeniería Eléctrica)

- Plano PC1-RT-3.1.4-A: Rutas de señales de instrumentos. Esta señalización se realizó sobre el Plot Plan de la refinería. (Ingeniería Eléctrica)

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**



- LEYENDA**
- 1. Paredes de concreto armado
 - 2. Paredes de concreto simple
 - 3. Paredes de ladrillo macizo
 - 4. Paredes de ladrillo hueco
 - 5. Paredes de bloques de concreto
 - 6. Paredes de bloques de cerámica
 - 7. Paredes de bloques de hormigón
 - 8. Paredes de bloques de cemento
 - 9. Paredes de bloques de yeso
 - 10. Paredes de bloques de fibra de vidrio
 - 11. Paredes de bloques de poliestireno
 - 12. Paredes de bloques de poliuretano
 - 13. Paredes de bloques de lana mineral
 - 14. Paredes de bloques de perlita
 - 15. Paredes de bloques de vermiculita
 - 16. Paredes de bloques de cenizas volcánicas
 - 17. Paredes de bloques de escoria
 - 18. Paredes de bloques de carbón
 - 19. Paredes de bloques de plástico
 - 20. Paredes de bloques de aluminio
 - 21. Paredes de bloques de cobre
 - 22. Paredes de bloques de zinc
 - 23. Paredes de bloques de níquel
 - 24. Paredes de bloques de titanio
 - 25. Paredes de bloques de oro
 - 26. Paredes de bloques de plata
 - 27. Paredes de bloques de hierro
 - 28. Paredes de bloques de acero
 - 29. Paredes de bloques de aluminio
 - 30. Paredes de bloques de cobre
 - 31. Paredes de bloques de zinc
 - 32. Paredes de bloques de níquel
 - 33. Paredes de bloques de titanio
 - 34. Paredes de bloques de oro
 - 35. Paredes de bloques de plata
 - 36. Paredes de bloques de hierro
 - 37. Paredes de bloques de acero
 - 38. Paredes de bloques de aluminio
 - 39. Paredes de bloques de cobre
 - 40. Paredes de bloques de zinc
 - 41. Paredes de bloques de níquel
 - 42. Paredes de bloques de titanio
 - 43. Paredes de bloques de oro
 - 44. Paredes de bloques de plata
 - 45. Paredes de bloques de hierro
 - 46. Paredes de bloques de acero
 - 47. Paredes de bloques de aluminio
 - 48. Paredes de bloques de cobre
 - 49. Paredes de bloques de zinc
 - 50. Paredes de bloques de níquel
 - 51. Paredes de bloques de titanio
 - 52. Paredes de bloques de oro
 - 53. Paredes de bloques de plata
 - 54. Paredes de bloques de hierro
 - 55. Paredes de bloques de acero
 - 56. Paredes de bloques de aluminio
 - 57. Paredes de bloques de cobre
 - 58. Paredes de bloques de zinc
 - 59. Paredes de bloques de níquel
 - 60. Paredes de bloques de titanio
 - 61. Paredes de bloques de oro
 - 62. Paredes de bloques de plata
 - 63. Paredes de bloques de hierro
 - 64. Paredes de bloques de acero
 - 65. Paredes de bloques de aluminio
 - 66. Paredes de bloques de cobre
 - 67. Paredes de bloques de zinc
 - 68. Paredes de bloques de níquel
 - 69. Paredes de bloques de titanio
 - 70. Paredes de bloques de oro
 - 71. Paredes de bloques de plata
 - 72. Paredes de bloques de hierro
 - 73. Paredes de bloques de acero
 - 74. Paredes de bloques de aluminio
 - 75. Paredes de bloques de cobre
 - 76. Paredes de bloques de zinc
 - 77. Paredes de bloques de níquel
 - 78. Paredes de bloques de titanio
 - 79. Paredes de bloques de oro
 - 80. Paredes de bloques de plata
 - 81. Paredes de bloques de hierro
 - 82. Paredes de bloques de acero
 - 83. Paredes de bloques de aluminio
 - 84. Paredes de bloques de cobre
 - 85. Paredes de bloques de zinc
 - 86. Paredes de bloques de níquel
 - 87. Paredes de bloques de titanio
 - 88. Paredes de bloques de oro
 - 89. Paredes de bloques de plata
 - 90. Paredes de bloques de hierro
 - 91. Paredes de bloques de acero
 - 92. Paredes de bloques de aluminio
 - 93. Paredes de bloques de cobre
 - 94. Paredes de bloques de zinc
 - 95. Paredes de bloques de níquel
 - 96. Paredes de bloques de titanio
 - 97. Paredes de bloques de oro
 - 98. Paredes de bloques de plata
 - 99. Paredes de bloques de hierro
 - 100. Paredes de bloques de acero

- NOTAS Y OBSERVACIONES**
1. Verificar el estado de conservación de las instalaciones eléctricas y sanitarias.
 2. Realizar mantenimiento preventivo y correctivo en las instalaciones eléctricas y sanitarias.
 3. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de agua fría y caliente.
 4. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de gas.
 5. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de aire acondicionado.
 6. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de calefacción.
 7. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de ventilación.
 8. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de iluminación.
 9. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de sonido.
 10. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de televisión.
 11. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de telefonía.
 12. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de internet.
 13. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de seguridad.
 14. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de alarma.
 15. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de cámaras de video vigilancia.
 16. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de acceso.
 17. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de incendios.
 18. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de contaminación.
 19. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de ruido.
 20. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de vibraciones.
 21. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de humedad.
 22. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de temperatura.
 23. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad del aire.
 24. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad del agua.
 25. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad del suelo.
 26. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad del entorno.
 27. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de vida.
 28. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de servicios.
 29. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de imagen.
 30. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de reputación.
 31. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de sostenibilidad.
 32. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de innovación.
 33. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de competitividad.
 34. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de rentabilidad.
 35. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de crecimiento.
 36. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de desarrollo.
 37. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de bienestar.
 38. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de felicidad.
 39. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de salud.
 40. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de longevidad.
 41. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de prosperidad.
 42. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de justicia.
 43. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de equidad.
 44. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de libertad.
 45. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de paz.
 46. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de armonía.
 47. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de equilibrio.
 48. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de plenitud.
 49. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de realización.
 50. Revisar el estado de conservación de las instalaciones de control de calidad de trascendencia.

ESPECIFICACIONES

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1.01
1.02
1.03
1.04
1.05
1.06
1.07
1.08
1.09
1.10
1.11
1.12
1.13
1.14
1.15
1.16
1.17
1.18
1.19
1.20
1.21
1.22
1.23
1.24
1.25
1.26
1.27
1.28
1.29
1.30
1.31
1.32
1.33
1.34
1.35
1.36
1.37
1.38
1.39
1.40
1.41
1.42
1.43
1.44
1.45
1.46
1.47
1.48
1.49
1.50



PETROLEOS MEXICANOS
GRUPO DE COMERCIO, S.A. DE C.V.
CUARTO CENTRAL DE INFORMACION

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
1.01
1.02
1.03
1.04
1.05
1.06
1.07
1.08
1.09
1.10
1.11
1.12
1.13
1.14
1.15
1.16
1.17
1.18
1.19
1.20
1.21
1.22
1.23
1.24
1.25
1.26
1.27
1.28
1.29
1.30
1.31
1.32
1.33
1.34
1.35
1.36
1.37
1.38
1.39
1.40
1.41
1.42
1.43
1.44
1.45
1.46
1.47
1.48
1.49
1.50

CAPITULO 7

CONCLUSIONES

Los factores para que un proyecto de esta magnitud sea exitoso son los siguientes:

- Una ingeniería de conceptualización adecuada y acoplada a las características propias de cada unidad de refinación.

- Tanto la especificación, así como la instalación de una buena instrumentación, para que esta sirva como herramienta útil hacia el camino del proceso de automatización en refinerías.

- Una eficiente ingeniería de integración de proyecto.

Este aspecto es fundamental, por la cantidad diversificada de equipos, instrumentos, sistemas y firmas de ingeniería que son necesarios para la realización del mismo.

La ejecución de un proyecto apegada a los diseños de ingeniería presentados en este trabajo, con lleva a un costo total de alrededor de 7 millones de dólares, los cuales pueden ser erogados en un periodo de 31 meses.

Este programa de proyecto aportará los siguientes beneficios:

- Confiabilidad en el cálculo del balance de materia periférico del 99.99%.

- Exactitud en el cálculo del balance de materia periférico del 99.69%.

- Con la arquitectura propuesta se tiene la base para llevar a cabo otros proyectos, como lo son los balances máxicos entre plantas; o el proyecto de mezclado en línea de productos, los cuales presentan grandes ventajas económicas para cualquier unidad de refinación.

- Tiempo de recuperación de la inversión de 16 a 60 días, en función del programa final de ejecución.

Este cálculo esta basado en la optimización del uso del area de tanquería, además de la exactitud en la medición, tanto de las entradas como de las salidas de las refinerías.

Los datos mencionados nos penniten concluir que el uso de las herramientas de automatización, aunado a una adecuada ingeniería de integración, conforman una de las alternativas mas viables para elevar los niveles de competitividad en la industria nacional.

BIBLIOGRAFIA

- Abogado V.M., Picazo C.D., Bremauntz M.A.
"MEDICION DE BALANCES MASICOS GLOBALES EN UNA UNIDAD DE REFINACION"
Instituto Mexicanos de Ingenieros Químicos (IMIQ)
México, Octubre 1992

- Black, Uyless
"REDES DE COMPUTADORAS: protocolos, normas e interfases"
Macrobit Editores, S.A. de C.V.
México D.F., 1990

- Nacif Narchi Jose
"INGENIERIA DE CONTROL AUTOMATICO (Instrumentación Industrial)"
Tomo I y tomo II
L.A. Ilustración S.A.
México 1981

- Harlan, Poche
"FIBER OPTICS: CHARACTERISTICS AND APPLICATION"
Hydrocarbon Processing, May 1990

- "DISTRIBUTED CONTROL SYSTEMS MANUAL"
Applied Digital Research, Inc, Houston, Texas 1990

- "FLOW MEASUREMENT: Practical guides for measurement and control"
D.W.Spitzer, Editor. 1991. Instrument Society of America, Niorth Carolina U.S.A.

- "INDUSTRIAL AUTOMATION AND CONTROL: Honeywell TDC-3000 System:
 - System TDC 3000 SW03-300 9/90
 - Local Control Network Specification and technical data LC03-300 12/90
 - Universal Control Network Specification UN03-300 12/90
 - Universal Station Specification and technical data
 - TDC 3000 Logic Manager LM03-300 8/90
 - Process Manager Specification and technical dataPhoenix, Arizona 85023
U.S.A.

- "STANDARDS AND RECOMMENDED PRACTICES FOR INSTRUMENTATION AND CONTROL: Reference guides for instrumentation and control"
Instrument Society of America, 10 Edition, 1990
North Carolina, U.S.A.

- "PROFIMATICS OFFSITES AUTOMATION SYSTEM "OASYS" GENERAL DESCRIPTION".
Profimatics, Inc, 1990, Thousand Oaks, California.