

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**CONTROL DE NIVEL DE AGUA DEL CALDERO PRINCIPAL DE
IANCEM A TRES ELEMENTOS CON EL SISTEMA DE CONTROL
DISTRIBUIDO I/A DE FOXBORO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

CARLOS GUILLERMO LÓPEZ JAIME

DIRECTOR: PROF. MSC. PATRICIO BURBANO

Quito, diciembre del 2000

DECLARACIÓN

Yo Carlos Guillermo López Jaime, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

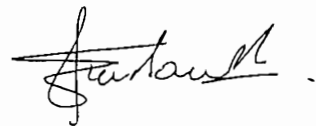
La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normativa institucional vigente.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a large, hand-drawn oval. The signature is cursive and appears to read 'C. López Jaime'. Below the signature is a horizontal dotted line.

Carlos Guillermo López Jaime

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Carlos Guillermo López, bajo mi supervisión.



.....
Prof. MSc. Patricio Burbano
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

AGRADEZCO A TODAS LAS PERSONAS QUE DE UNA U OTRA FORMA ME APOYARON EN LA REALIZACIÓN DEL PRESENTE PROYECTO Y DE MANERA MUY ESPECIAL:

AL PROF. MSC. PATRICIO BURBANO POR SU OPORTUNO Y DESINTERESADO CONSEJO A LO LARGO DE ESTE PROYECTO Y DE MI CARRERA.

A LOS PROFESORES DEL DEPARTAMENTO DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL INDUSTRIAL

AL PERSONAL DE TECNIEQUIPOS S.A.

AL DPTO. DE AUTOMATIZACIÓN DE IANCEM

GRACIAS POR SIEMPRE

Dedicado ...

A Dios por haberme bendecido con una familia tan unida y cariñosa.

A mis padres por su ejemplo y abnegación.

A mis hermanos Juan Carlos y Ana María por su confianza e incondicional apoyo en todos los momentos de mi vida.

A Cristina por su gran amistad.

CONTENIDO

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1

ESTUDIO BÁSICO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE CALDEROS	3
1.1 REVISIÓN DE NOCIONES BÁSICAS	3
1.1.1 VAPOR Y EVAPORACIÓN	3
1.1.2 PROPIEDADES IMPORTANTES DEL VAPOR	6
1.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL AGUA	9
1.1.4 EL PROCESO DE COMBUSTIÓN	10
1.1.5 TRANSFERENCIA DE CALOR	12
1.2 VISIÓN GENERAL DE LOS CALDEROS	14
1.2.1 CALDEROS DE VAPOR	15
1.2.2 TIPOS DE CALDEROS POR EL ENSAMBLAJE	16
1.3 TIPOS DE CALDEROS EMPACADOS	17
1.3.1 CALDEROS DE FUEGO	17
1.4 EQUIPOS PARA AHORRO DE ENERGÍA	19
1.4.1 SOBRECALENTADORES Y ECONOMIZADORES	22
1.5 ESTUDIO GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONTROL	25

CAPÍTULO 2

DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL DE NIVEL DE AGUA	35
2.1 CONTROL DE NIVEL DE AGUA DE UN ELEMENTO EN CALDEROS	35
2.1.1 GENERALIDADES	35
2.1.2 EBULLICIÓN DEL AGUA Y SUS EFECTOS SOBRE EL NIVEL	36
2.1.3 NIVEL Y SU RELACIÓN A UN CAMBIO EN LA CARGA	37
2.1.4 EL SISTEMA DE CONTROL	38
2.1.5 EN QUE CASOS SE UTILIZA UN SISTEMA DE UN ELEMENTO	39
2.1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL	40
2.2 CONTROL DE NIVEL DE AGUA DE DOS ELEMENTOS EN CALDEROS	41
2.2.1 CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA	41
2.2.2 EN CASOS SE DEBE UTILIZAR UN SISTEMA DE DOS ELEMENTOS	42
2.2.3 EL SISTEMA DE CONTROL	42
2.3 CONTROL DE NIVEL DE AGUA DE TRES ELEMENTOS EN CALDEROS	45
2.3.1 CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA	45
2.3.2 EN QUE CASOS SE UTILIZA UN SISTEMA DE TRES ELEMENTOS	45
2.3.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	46
2.4 SOLUCIÓN IMPLEMENTADA AL CALDERO DE IANDEM	48
2.5 MEDICIÓN DE FLUJOS	51
2.5.1 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA RATA DE FLUJO	57
2.6 IMPLEMENTACIÓN DE LAS CONEXIONES ELÉCTRICAS PARA EL CONTROLADOR	65

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y CONFIGURACIÓN DEL HARDWARE PARA EL CALDERO DE IANDEM	70
3.1 GRUPO SENSOR/TRANSMISOR	71
3.2 TRANSMISORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL	72
3.2.1 DESCRIPCIÓN	72
3.2.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO	74
3.2.3 CALIBRACIÓN Y CONFIGURACIÓN	76

3.2.4 CALIBRACIÓN Y CONFIGURACIÓN UTILIZANDO EL DISPLAY LOCAL	76
3.2.5 CONFIGURACIÓN DE LOS TRANSMISORES PARA EL PROYECTO	80
3.3 CONVERTIDOR DE SEÑAL I/P	82
3.4 EL MICROCONTROLADOR 743 CB	84
3.4.1 MODOS DE OPERACIÓN	84
3.4.2 AJUSTES Y CONTROLES POR EL OPERADOR	85
3.4.3 VISUALIZADOR ALFANUMÉRICO	86
3.4.4 TECLADO	87
3.4.5 OPERACIÓN EN MODO NORMAL	88
3.4.6 ESTRUCTURA DEL CONTROLADOR	89
3.4.7 ALARMAS	97
3.5 DESARROLLO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN	99
3.5.1 INTEGRATED CONTROL CONFIGURATOR	100
3.5.2 CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA PROGRAMACIÓN	101
3.6 SOFTWARE PARA LA COMUNICACIÓN DE LA AW70 CON EL CONTROLADOR	103
3.6.1 CONFIGURACIÓN DE LOS ECB	105
3.6.2 ACCESANDO AL ICC	105
3.6.3 PROGRAMACIÓN DE LOS ECB	107
3.6.4 CONFIGURACIÓN DEL ECB 60	108
3.6.5 CONFIGURACIÓN DEL ECB 69	110
3.6.6 CONFIGURACIÓN DEL ECB 70	111
3.6.7 CONFIGURACIÓN DEL ECB 71	113
3.7 FOXDRAW	114
3.7.1 EMPLEO DEL FOXDRAW EN EL DESARROLLO DE LAS PANTALLAS	115
3.8 FOXVIEW	117

CAPÍTULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS	121
4.1 CALIBRACIÓN Y PRUEBA DE LOS TRANSMISORES	122
4.2 PRUEBA DE COMUNICACIÓN CON LOS ACTUADORES	123
4.3 SINTONIZACIÓN DEL LAZO	126
4.3.1 EL PROBLEMA DEL CONTROL	126
4.3.2 MODOS DE CONTROL	127
4.3.3 CONTROL DE DOS POSICIONES	128
4.3.4 CONTROL PROPORCIONAL	128
4.3.5 ACCIÓN INTEGRAL	137
4.3.6 AGREGANDO LA ACCIÓN DERIVATIVA	141
4.4 JUSTIFICACIÓN DE LOS VALORES SETEADOS AL CONTROLADOR	146

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	151
5.1 CONCLUSIONES	151
5.2 RECOMENDACIONES	154
BIBLIOGRAFÍA	156
ANEXOS	158

RESUMEN

Este trabajo se lo ha elaborado para proporcionar la información suficiente sobre el diseño, instalación y puesta en marcha del control automático del nivel de agua del caldero del Ingenio Azucarero del Norte Compañía de Economía Mixta IANCEM, utilizando para ello la implementación combinada del control localizado para este lazo exclusivo con el control distribuido que se encuentra implementado recientemente en esta planta dentro del programa de modernización que ha emprendido la mencionada empresa.

Con el fin de proporcionar la seguridad necesaria en las instalaciones del ingenio y para prevenir pérdidas económicas en una inadecuada generación de vapor como elemento primario para la generación de energía, en tal razón la naturaleza de este trabajo es de carácter práctico.

Así mismo atendiendo a la necesidad de mutua colaboración de la empresa privada con la Escuela Politécnica Nacional, este trabajo auspiciado por la empresa ecuatoriana TECNIEQUIPOS S.A. (Representante de Foxboro) pretende aportar a la comprensión y solución de problemas concernientes al diseño, y control de procesos mediante el uso de uno de los sistemas de control más poderosos y versátiles que existen en la actualidad a escala mundial, que es el sistema ***I/A Series of Foxboro Company***, el cual maneja una enorme gama de instrumentos y un poderoso software capaces de enfrentar cualquier necesidad de automatización existente.

Se pone a consideración el siguiente trabajo a docentes y estudiantes de la Escuela Politécnica Nacional y en general de quienes requieran esta información, un material de consulta sobre el control de nivel de agua en procesos que se caracterizan por cambios rápidos y amplios de carga, donde solo un sistema completo de monitoreo sea capaz de solucionar dicho requerimiento.

El Capítulo 3 versa en la descripción del estado y características del caldero de IANCEM antes de la implementación del control, así mismo se explica como funciona el control distribuido, la programación del controlador, los transmisores y la comunicación entre ellos así como con la computadora. Todo esto utilizando los equipos de **I/A (Intelligent Automation) Series de Foxboro**, paquete que permite el desarrollo de procesos de automatización integrando de esta manera un sistema de control distribuido. (DCS).

En el Capítulo 4 se explicarán las pruebas realizadas al equipo en el campo así como sobre los resultados obtenidos de dichas pruebas.

Al discutir y analizar los resultados obtenidos se presentarán conclusiones sobre los mismos y de la misma manera recomendaciones para futuros proyectos, puesto que la inversión en las calderas tanto en instrumentación como en operación y control beneficia a los procesos de producción involucrados, revirtiéndose en una disminución de costos, con lo cual se puede beneficiar al consumidor final y al mismo tiempo se mejora la rentabilidad de la industria; este análisis será presentado en el capítulo final.

CAPITULO 1

EL CALDERO COMO ELEMENTO PRINCIPAL EN LA GENERACION DE ENERGIA EN UN INGENIO AZUCARERO

1.1 REVISIÓN DE NOCIONES BÁSICAS.

Es necesario entender la naturaleza y características del vapor, cómo es producido y usado, antes de iniciar el control mismo de la planta, siendo en esta parte donde los ingenieros electrónicos en control deben familiarizarse con aspectos importantes de la termodinámica.

1.1.1 VAPOR Y EVAPORACIÓN.

Evaporación es el cambio de estado líquido a vapor por acción del calor. Las moléculas de líquido que escapan desde la superficie del líquido y pasan a la fase de vapor son aquellas que han adquirido suficiente energía para vencer la cohesión molecular que las mantienen en el seno del líquido.

Las moléculas que han pasado a la fase de vapor, como cualquier gas, ejercen presión, la cual va aumentando a medida que las moléculas se evaporan hasta llegar a un equilibrio a una determinada temperatura. A esta presión de equilibrio se la conoce como *presión de vapor*.

Si el agua se calienta en un recipiente abierto, su temperatura sube hasta cuando la presión de vapor es igual a la presión atmosférica. A la temperatura en este punto de ebullición, la evaporación del agua deja de ser un fenómeno únicamente superficial y se tiene producción de vapor desde toda la masa del líquido. La temperatura permanece constante.

Si se calienta en un recipiente cerrado, la temperatura y la presión se elevan pudiendo llegar al límite impuesto por la resistencia de las paredes del recipiente. La transferencia de calor entre una superficie caliente y el líquido es función de la diferencia de temperaturas entre la superficie y el líquido.

Cuando la diferencia de temperatura es muy pequeña la transferencia de calor es por convección, fenómeno por el cual las porciones del líquido calentadas por el contacto con la superficie caliente suben a la superficie donde ocurre la evaporación.

Si la diferencia de temperatura es mayor, el flujo de calor aumenta hasta un punto máximo y se tiene formación de burbujas que ascienden a la superficie desde toda la masa del líquido, régimen de ebullición conocido como ebullición nucleada.

Desde este punto máximo el flujo de calor decrece hasta un mínimo, debido a que la superficie caliente se recubre de una capa de vapor que presenta resistencia a la transferencia de calor, se tiene un régimen de ebullición conocido como ebullición en película. Desde el punto mínimo hay luego un incremento en flujo debido a la radiación. Los diferentes regímenes de flujo se pueden observar en la Figura 1.1.

Un caldero es un sistema de evaporación cerrado en que el vapor se encuentra en un estado de equilibrio inestable de cual no puede salir bruscamente, pues si la presión desciende repentinamente hasta llegar a la atmosférica, parte de la masa de agua pasaría instantáneamente a vapor produciéndose una expansión brusca que ocasionaría una explosión.

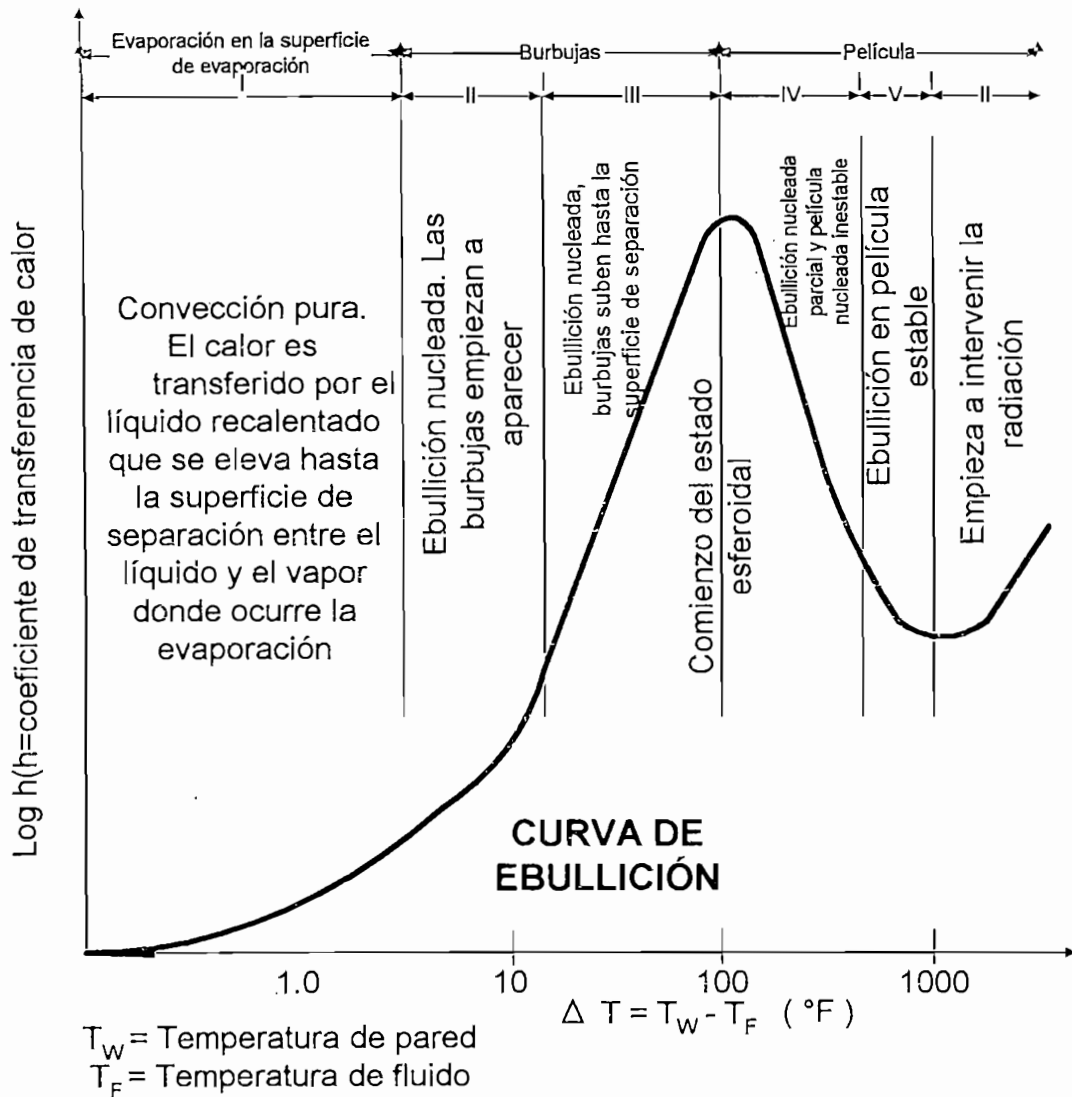


Figura 1.1 Regímenes principales de ebullición del agua a presión atmosférica y a temperatura de saturación.

Se denomina **vapor saturado** aquel en que se ha llegado al estado de equilibrio en que vapor y agua se encuentra a una misma temperatura de saturación.

En este caso el vapor, conocido como *vapor húmedo*, contiene partículas de agua en suspensión que se producen cuando las burbujas de vapor rompen la superficie del agua. La cantidad de agua en suspensión da la calidad o título del vapor que se expresa en porcentaje de contenido de vapor.

Se conoce como *intensidad de vaporización* el peso de vapor producido por hora y por unidad de superficie de caldeo, por ejemplo, kg de vapor /h m².

Si el vapor saturado circula por intercambiadores, conocidos como recalentadores, puede pasar a vapor seco (en que se ha evaporado el agua en suspensión) y luego a **vapor sobrecalentado** (en que se ha elevado la temperatura del vapor sobre la temperatura de saturación).

Las ventajas prácticas del vapor sobrecalentado en comparación con el saturado es que tiene un mayor contenido de calor y menor posibilidad de condensación en las tuberías.

1.1.2 PROPIEDADES IMPORTANTES DEL VAPOR.

Las propiedades más importantes que caracterizan al vapor son: presión, temperatura, calor sensible, calor latente, calor de sobrecalentamiento, entalpía, entropía, volumen específico y densidad.

PRESIÓN: Fuerza por unidad de superficie (kgf / m²), (lbf / pie²)

TEMPERATURA: Medida de la energía interna de los cuerpos (°C, °F)

CALOR SENSIBLE: Cantidad de calor que produce un cambio de fase del cuerpo sin que cambie la temperatura (kcal / kg), (BTU / lb).

CALOR LATENTE DE VAPORIZACIÓN: Cantidad de calor necesaria para pasar la unidad de peso de agua líquida, a la temperatura de saturación, a vapor saturado seco, a esa misma temperatura, (kcal / kg), (BTU / lb).

ENTALPÍA (H): Cantidad total de calor absorbido por un cuerpo, (kcal / kg), (BTU / lb), la cual según el primer principio de la Termodinámica – ley de la conservación de la energía – puede traducirse en aumento de energía interna y/o trabajo, siendo la energía interna la energía asociada con la materia.

Si no se produce trabajo:

$$\Delta H = \Delta E$$

Si se produce trabajo:

$$\Delta H = \Delta E \pm W$$

donde:

ΔH = Cambio de entalpía

ΔE = Cambio de energía interna

- W = Trabajo realizado por el sistema

+ W = Trabajo realizado sobre el sistema

ENTROPÍA (S): De acuerdo al segundo y tercer principio de la Termodinámica, puede interpretarse como una medida del desorden molecular.

El Segundo Principio de la Termodinámica establece que los procesos ocurren espontáneamente si se desarrollan en una dirección preestablecida, por ejemplo: en transferencia de calor, el calor fluye espontáneamente de la parte caliente a la fría y no viceversa.

El Tercer Principio de la Termodinámica establece que las sustancias cristalinas perfectas y puras poseen cero de entropía en el cero absoluto, en que no hay movimiento molecular, de modo que, si un cuerpo pasa de sólido a líquido o de líquido a gas existe aumento de entropía en cada caso.

La entropía se define mediante la siguiente relación:

$$S = Q / T$$

Donde:

S = Entropía (kcal/kg °C), (BTU/lb °F)

Q = Calor (kcal), (BTU)

T = Temperatura (°K), (°F)

VOLUMEN ESPECÍFICO = Volumen por unidad de peso (m^3/kg), (pie^3/lb)

DENSIDAD = Masa por unidad de volumen (kg / m^3), (lb / pie^3)

El vapor es agua en estado gaseoso, por lo tanto, un recurso inmenso y barato que es usado ampliamente en los procesos de generación de energía gracias a su facilidad de regulación y distribución y a sus buenas propiedades termodinámicas. Sin embargo cuando se trata de generar grandes cantidades de vapor, el hecho es que se necesita de adecuadas condiciones de producción, puesto que se trabaja con grandes valores de variables que no podemos permitir que entren a niveles críticos, puesto que son extremadamente peligrosos para el entorno del proceso.

La energía calorífica del vapor es convertida (en el ciclo de Rankine ver Figura 1.2) en trabajo mecánico a través del proceso de expansión y el trabajo realizado es proporcional al rango de presión a través del cual el vapor se expande, es decir lo que se busca es que al inicio del proceso de conversión se tenga la presión más alta posible, mientras que al final la más baja.

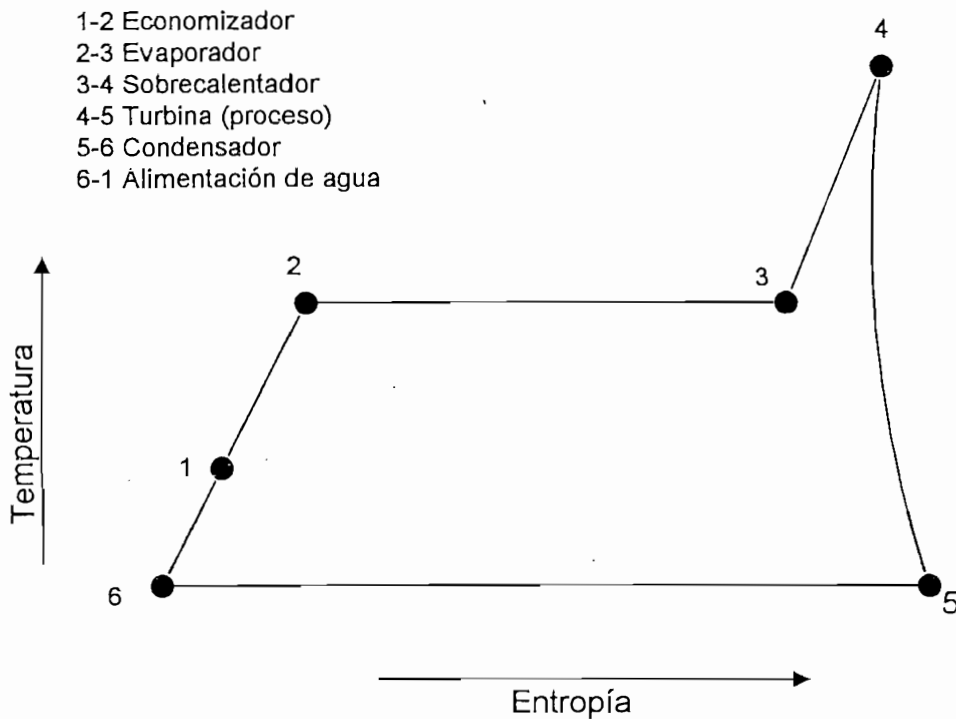


Figura 1.2: Curva Temperatura vs Entropía en el Ciclo de Rankine

En el curso de la expansión, el vapor pierde su calor. La reducción de la temperatura del vapor por debajo del punto de saturación produce que parte de este se condense regresando a forma de agua. Este proceso es inevitable en la conversión del calor a energía mecánica, sin embargo lo importante es que esta condensación tenga lugar solo en el lugar de la planta destinado para ello, esto es en los condensadores, puesto que de otro modo las gotas de agua chocarían con metales calientes que no sean el condensador, causando por tanto severos choques térmicos lo que resultaría a futuro en considerables desgastes a la estructura.

Entonces lo más importante es que el vapor debe mantenerse por encima del punto de saturación cuando se encuentra entregando su energía a lo largo del proceso, lo que implica que en el caldero la temperatura del vapor inicial debe ser lo más alta posible; en otras palabras debe ser sobrecalentado.

1.1.3 CARACTERISTICAS DEL AGUA.

Entre las principales características que se deben considerar se tiene las siguientes:

- **Dureza.**

La dureza del agua es un término relativo, viene determinada por las partes por millón (ppm) del CaCO_3 ; puede causar la formación de depósitos sobre la superficie de evaporación.

La tabla de la Figura. 1.3 muestra la clasificación del agua de acuerdo a las partes por millón de CaCO_3 .

ppm	<15	muy suave
ppm	15 – 50	suave
ppm	51 – 100	dureza media
ppm	101 – 200	dureza media
ppm	más de 200	dureza alta

Figura 1.3 Clasificación del agua de acuerdo a las ppm de CaCO_3

- **Las impurezas**

Las impurezas que recoge el agua pueden ser clasificadas como:

Sólidos disueltos

Gases disueltos

Materia suspendida o sólidos suspensos

- **El PH**

El valor del PH del agua es analizado en escala de 0 a 14 y denota el grado de acidez o alcalinidad. Un valor menor de 7 indica acidez y entre 7 y 14 alcalinidad. Es un factor importante para juzgar la posibilidad de corrosión y formación de depósitos. Una acidez favorece la corrosión de las superficies y un valor muy alcalino puede implicar la precipitación de carbonato de calcio sobre las superficies.

- **Conductividad**

El agua contiene minerales en disolución y sus características conductivas en la generación de vapor oscila entre 7000 y 20000 ohmios, lo cual permite conducir corriente eléctrica.

1.1.4 EL PROCESO DE COMBUSTIÓN.

Los combustibles son sustancias orgánicas utilizadas principalmente para la producción de calor útil. Los elementos químicos que lo constituyen son carbono, hidrógeno, pequeñas cantidades de azufre, etc. Se clasifican en sólidos líquidos y gaseosos.

Como combustibles sólidos se encuentran: carbón, leña, bagazo, etc.

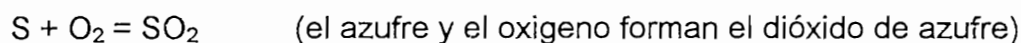
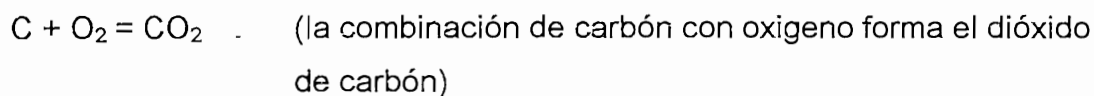
Como combustibles líquidos se encuentran: diesel, gasolina, alcohol y muchos derivados del petróleo.

Como combustibles gaseosos: gas natural y gas licuado de petróleo (LPG).

Como se ha mencionado, el combustible es quemado con el aire, es decir el proceso de combustión consiste en entregar energía a través de una reacción química entre el material combustible y el oxígeno. En la mayoría de los casos el

material combustible es generalmente un compuesto de carbón e hidrógeno tal como los que se mencionaron, mientras que el oxígeno es obtenido del aire.

Por información general referente al tema a continuación se indica las ecuaciones químicas que describen el proceso de combustión, las cuales no solamente indican los elementos que intervienen sino también los que se obtienen una vez producida la reacción que sin duda tiene sus repercusiones medio ambientales. Así mismo daremos un ejemplo de la cantidad de aire que es requerido en este tipo de procesos.



Los libros de Química muestran como determinar el porcentaje de oxígeno requerido para cada una de estas reacciones en función de sus pesos atómicos. Entonces se indica que la cantidad de oxígeno necesario para la completa combustión del combustible es obtenido sumando las cantidades individuales de oxígeno en los componentes resultante y restando de la cantidad de oxígeno que pueda contener el combustible original.

Consideremos por ejemplo que un carbón utilizado tenga la siguiente composición en peso:

Carbón	74%
Hidrógeno	5%
Oxígeno	5%
Nitrógeno	1%
Azufre	1%
Humedad	9%
Ceniza	5%

Entonces de lo consultado se tiene que aproximadamente 2.3 kg de oxígeno son requeridos para quemar este combustible. Dado que el aire contiene alrededor del

23% de oxígeno en peso, se deduce que para quemar este carbón en particular se necesita de 10 kg de aire.

1.1.5 TRANSFERENCIA DE CALOR.

La transferencia de calor durante la operación de una caldera se realiza por conducción, convección y radiación.

CONDUCCION

Es la transferencia de calor desde un objeto de mayor temperatura a otro de menor temperatura existiendo contacto físico entre los dos objetos. Se requiere de un medio de transferencia (cualquier objeto o material) y no puede ocurrir a través del vacío.

El proceso de transferencia continúa mientras exista una diferencia de temperatura entre los dos objetos. La cantidad total de calor transferido depende de los siguientes factores:

- El área total de la superficie de transferencia
- La diferencia de temperatura a través del material.
- La cantidad de tiempo que los materiales están en contacto
- La conductividad térmica de los materiales.

CONVECCIÓN

La convección es la transferencia de calor entre un fluido en movimiento y cualquier otro material, siempre que exista diferencia de temperatura.

La Figura. 1.4 muestra un tubo de caldero recibiendo calor de los gases calientes de combustión como estos pasan alrededor del tubo, el metal es calentado por conducción cuando las moléculas de gas caliente están en contacto con la superficie.

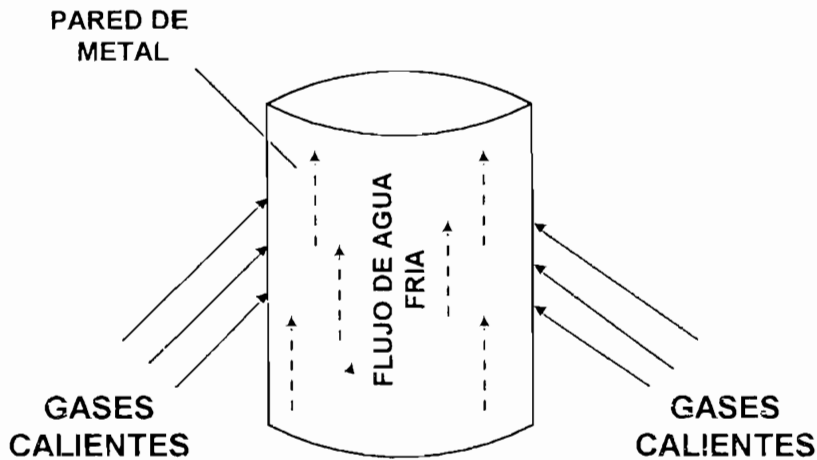


Figura 1.4 Convección de calor en un tubo de fuego

La convección puede ser natural, cuando el aire o líquido caliente se mueve por la diferencia de densidades que le rodea o forzada cuando un elemento mecánico mueve el líquido, un ventilador mueve gases calientes o cuando el vapor se mueve a través de una tubería.

RADIACIÓN.

Radiación es la transferencia de calor por emisión de ondas electromagnéticas, cualquier objeto a una temperatura arriba del cero absoluto emite energía radiante la cual puede atravesar un vacío perfecto.

La temperatura en la llama en una caldera alcanza los 2500°F ó 1370°C. A esta temperatura la radiación dentro de la caja de fuego es alta. La transferencia de la energía radiante depende de:

1. La diferencia de temperatura entre el cuerpo que irradia y el cuerpo que absorbe.
2. La característica del material.

El calor radiante pasa a través del aire, vidrio y agua sin incrementar en estos la temperatura porque los materiales transparentes son pobres absorbentes de energía radiante.

1.2 VISION GENERAL DE LOS CALDEROS.

Los calderos son aparatos en que se produce intercambio de calor entre los gases producidos por combustión y, generalmente, agua o aceite con la finalidad de producción de vapor o calentamiento.

Los tipos más importantes de calderos son:

- Calderos de vapor
- Calderos de aceite térmico
- Calderos de agua caliente

Para efectos del presente trabajo se analizará solamente los calderos de vapor.

1.2.1 CALDEROS DE VAPOR.

El balance de energía para un caldero de vapor se representa en la Fig. 1.5

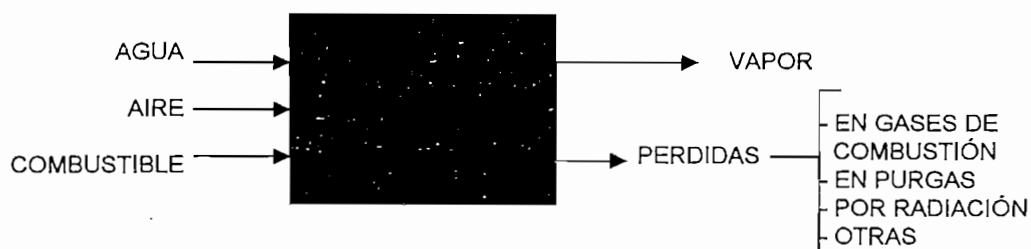


Figura 1.5. Balance energético de una caldera

Básicamente un caldero consta de tres partes:

- El hogar o cámara en que se produce la combustión
- Tubos a través de cuya superficie lateral se produce el intercambio de calor entre los gases de combustión y el agua a ser evaporada.

El agua circula por el interior de los tubos, mientras que los gases de combustión, por el exterior de los tubos a través de las cámaras o por el contrario existen calderos en los cuales los gases de combustión circulan por el interior de los tubos y el agua se encuentran en el exterior.

- Chimenea para la salida de los gases de combustión a la atmósfera luego que han cedido el calor para la evaporación.

Los calderos pueden clasificarse según diferentes criterios relacionados con el ensamble y aspectos estructurales, la disposición de los fluidos y su circulación, el mecanismo dominante de transferencia de calor, el tipo de combustible empleado, la presión de trabajo, el tiro, el modo de operación, etc.

Según estos criterios, se tendría, por ejemplo, la siguiente clasificación:

- Por el ensamble: empacados y contruidos en el sitio.
- Por la circulación de los fluidos: de tubos de fuego y de tubos de agua.
- Por la circulación de agua: de circulación natural y forzada.
- Por el mecanismo dominante de transferencia de calor: de convección y de radiación.
- Por el combustible empleado: para combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.
- Por la presión: de baja, mediana y alta presión.
- Por el tiro: de tiro natural inducido o forzado.
- Por el método de control: de control manual, semiautomático y automático.

De este amplio espectro, la clasificación más importante es la que tiene que ver con el ensamblaje y localización de los fluidos, pues las otras variantes vendrían a considerarse opciones dentro de esta clasificación general.

1.2.2 TIPOS DE CALDERO POR EL ENSAMBLAJE

Como se mencionó existen dos tipos generales de calderos de vapor en relación con el tipo de ensamblaje: calderos empacados y calderos construidos en el sitio.

Los calderos empacados son aquellos que son ensamblados en la planta que los fabrica y que luego de su instalación están listos para entrar en operación. Su capacidad llega en la práctica hasta 300.000 lb de vapor / h y son de uso generalizado.

Los calderos que van a construirse en el sitio vienen en piezas a ser ensambladas, su capacidad es mayor que la de los empacados y tiene un costo superior a aquellos.

Algunas de las ventajas de los calderos empacados son:

- Los diseños, materiales de construcción, procedimientos de fabricación, etc, cumplen con códigos o estándares.
- Cumplen con la eficiencia especificada debido a que los diseños son estándares.
- Los costos e instalación son reducidos, pues para ponerlos en operación el trabajo se reduce a realizar anclajes, conexiones a las líneas de corriente eléctrica, agua, combustible y tuberías de vapor y a instalar los accesorios en sitios provistos.

Por las consideraciones anteriores y la capacidad máxima anotada, los calderos más utilizados en la industria ecuatoriana son los de tipo empacado.

1.3 TIPOS DE CALDEROS EMPACADOS.

Dentro de la clasificación de los calderos empacados existen dos tipos por la ubicación de los fluidos entre los que se intercambia el calor:

- Calderos de tubos de fuego (pirotubulares)
- Calderos de tubos de agua (acuotubulares)

1.3.1 Calderos de tubos de fuego.

Consisten en recipientes cilíndricos que tiene tubos que pasan a lo largo de ellos, (figura 1.6), el haz de tubos es generalmente horizontal, pero puede ser también vertical en los de menor capacidad.

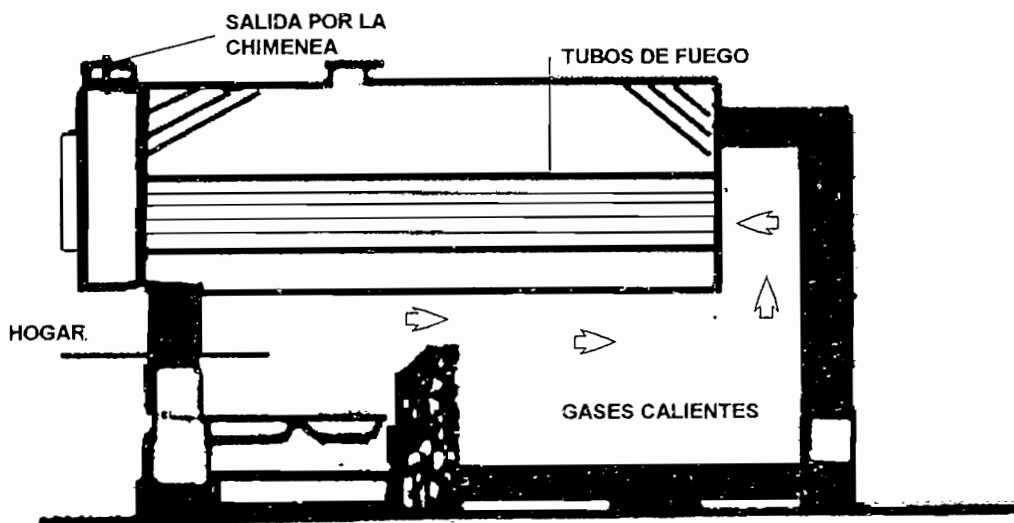


Fig. 1.6 Calderas de tubos de fuego.

La combustión se realiza en cámaras cilíndricas ubicadas en el interior y los gases calientes circulan por los tubos, dispuestos en varios pasos, cediendo el calor al agua contenida en el recipiente antes de salir por la chimenea.

1.3.1.1 Características importantes de los calderos de tubos de fuego.

- Capacidad máxima: 850 BHP (1BHP = 8.436 kcal/h)
- Presión máxima: 250 psi.
- Intensidad de vaporización: 6,9 lb vapor / h pie²
(1 BHP corresponde a 5 pies² de superficie de caldeo)
- Tubos generalmente de 2 a 2 1/2 pulgadas de diámetro exterior, con arreglo generalmente triangular y distancias de 1 a 1 1/2 pulgadas entre ellos.
- Número de pasos de los gases por los tubos antes de salir por la chimenea: 2, 3 y 4 siendo más eficientes en recuperación de calor los de mayor número de pasos.
- Eficiencia total alrededor del 80%.

NOTA: 1BHP Boiler Horsepower es el equivalente de calor requerido para evaporar 34.5 libras/hora de agua a 100 grados centígrados.

1.3.1.2 Calderos de tubos de agua.

En los calderos de tubos de agua, el agua circula por el interior de los tubos. La transferencia de calor se verifica los gases de combustión calientes que circulan por el exterior de los tubos al agua que circula por el interior en convección natural, figura 1.7.

1.3.1.2.1 Características importantes de los calderos de tubos de agua.

- Capacidad máxima: 300.000 lb vapor / h.
- Presión máxima: 1500 psi
- Intensidad de vaporización: más de 20 lb vapor / h pie²
- Tubos generalmente de 2 a 4 pulgadas de diámetro exterior.
- Eficiencia total: mayor que el 80% según el equipo complementario de ahorro energético que lleven acoplado. En este de caldero pueden acoplarse: economizadores para precalentar el agua de alimentación, sobrecalentadores de vapor y precalentadores de aire.

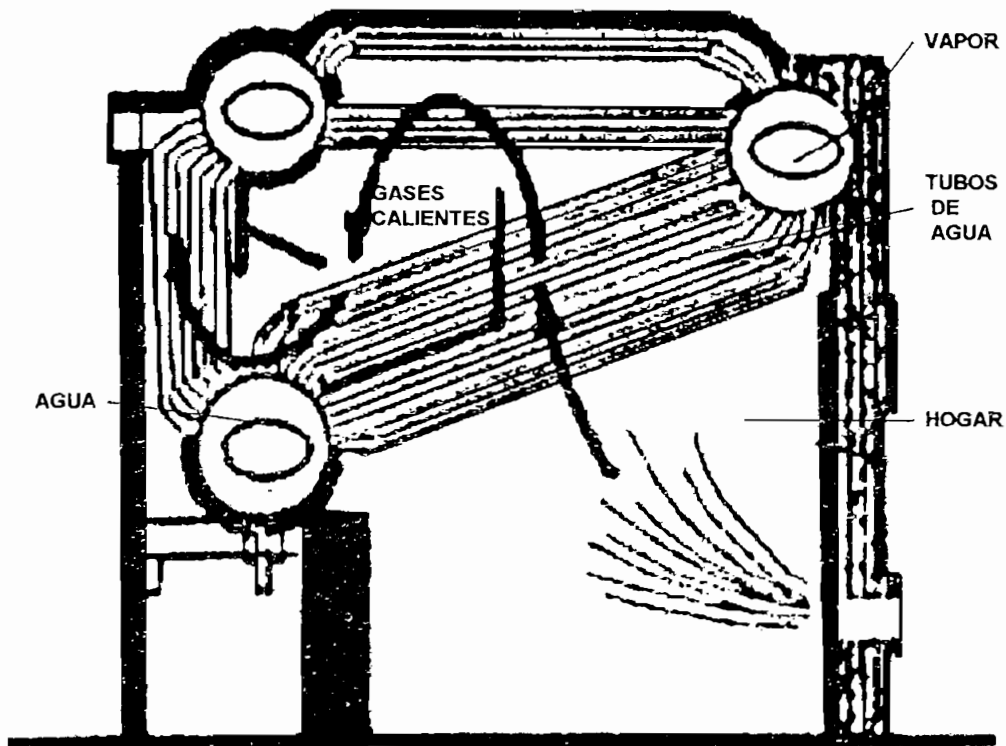


Figura 1.7 Caldero de tubos de agua

1.4 EQUIPO PARA AHORRO DE ENERGÍA.

El calor entregado por la quema del combustible, es usado para evaporar el agua, el cual pasa a las turbinas y demás procesos, es decir primero se transforma en energía cinética, luego a energía mecánica rotacional y finalmente en energía eléctrica que se requiere en el proceso industrial. El concepto es ilustrado en la figura. 1.7 como una primera aproximación de cómo trabaja el caldero.

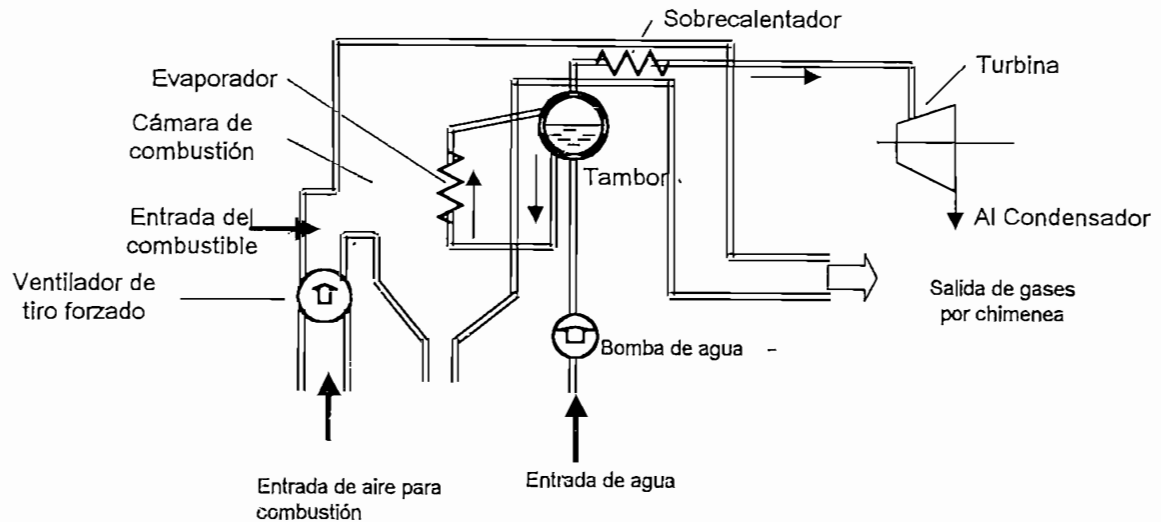


Figura 1.7 Diagrama esquemático del caldero con sobrecalentador

Como se observa, el vapor es separado del agua en un tanque o domo, que es el que debe mantener un nivel adecuado para suministrar permanentemente de agua al evaporador. Una vez que el agua se ha transformado en vapor, este regresa por la parte superior del domo para aprovechar su capacitancia o capacidad de almacenamiento de vapor para responder adecuadamente a fuertes niveles de demanda.

De aquí el vapor pasa a un serpentín de tubos que se encuentran en la salida de la chimenea, donde el calor adicional es añadido para sobrecalentarlo y de ahí ser distribuido al proceso industrial. Esta es realmente una configuración que se usa en plantas industriales, sin embargo resulta ineficiente en procesos de gran demanda de vapor pues en realidad, no toma en cuenta que rápidamente este disminuye su presión y temperatura al pasar por varios elementos. Por esto una concepción más completa se presenta en la figura 1.8, donde se observa un equipo adicional que aumenta la eficiencia por recuperación del calor de los gases de escape antes de que salgan por la chimenea.

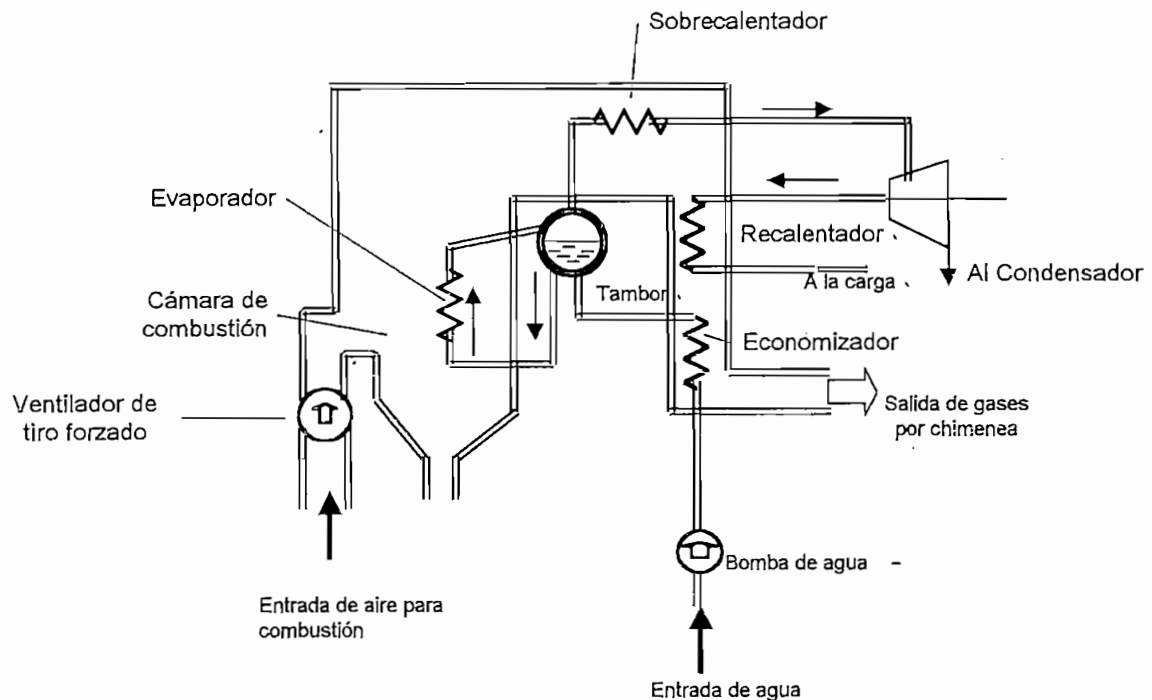


Figura 1.8: Diagrama esquemático del caldero con economizador, sobrecalentador y recalentador

No siempre es posible recuperar el calor residual de los gases de escape porque no se puede bajar la temperatura de salida por debajo de la temperatura de punto de rocío del SO_3 , alrededor de los 150°C .

Por debajo de esta temperatura el agua condensada reacciona con el SO_3 para formar el ácido sulfúrico que corroe y destruye rápidamente las superficies metálicas.

El SO_3 procede de la combustión del azufre del combustible que viene aportado por los mercaptanos, tiofenos, disulfuros y azufre elemental que contiene los crudos y carbones.

La técnica moderna para recuperar el calor sensible de los gases de escape es calentar con dichos gases el agua de alimentación, precalentar el aire utilizado

para la combustión o sobrecalentar el vapor producido. El equipo de recuperación consiste esencialmente en intercambiadores de calor cuyas características se detallan a continuación.

Su instalación depende fundamentalmente del tamaño del caldero, de la temperatura de los gases de escape a la salida del caldero y de un análisis de costos.

El equipo incluye:

- Sobrecalentador, que utiliza el contenido calórico de los gases para elevar la temperatura del vapor sobre la temperatura de saturación.
- Economizador, que utiliza el calor recuperado de los gases de escape para precalentar el agua de alimentación.
- Recalentador, que entrega al vapor que sale de las turbinas con menor energía térmica un nuevo contenido calórico para enviar este vapor a otras secciones de la planta industrial.
- Calentadores de aire que se va a suministrar al caldero para la combustión.

Su presencia es más común en calderos de tubos de agua, por la elevada capacidad que tienen.

A continuación se da una breve explicación de las características de los equipos de ahorro de energía.

1.4.1 SOBRECALENTADORES Y ECONOMIZADORES.

El vapor sobrecalentado tiene un mayor contenido de calor latente que el vapor saturado. Las principales ventajas del vapor sobrecalentado en comparación con el vapor saturado son:

- Menor posibilidad de condensación en las tuberías.
- Mayor rendimiento en su utilización por ejemplo en turbinas.

Aparte del ahorro energético que puede representar el sobrecalentamiento del vapor por el aprovechamiento del calor contenido en los gases de escape, se tiene economía por la optimización del funcionamiento de los equipos de una planta, por ejemplo, cuando el vapor se utiliza para turbinas de vapor o generadores eléctricos.

Cuando el vapor es utilizado en las turbinas pierde energía debido a la conversión de su energía en energía mecánica.

En la utilización del vapor sobrecalentado la turbina utiliza el calor de sobrecalentamiento en trabajo sin producir condensación, lo que aumenta su eficiencia entre un 10 a 15% en comparación con la utilización de vapor saturado.

En cambio, la utilización de vapor saturado produce condensación siendo por tanto necesarias consideraciones adicionales en el diseño para la evacuación del condensado.

Existen dos tipos de sobrecalentadores: de convección y de radiación, que se diferencian básicamente en la ubicación dentro del caldero y en el grado de sobrecalentamiento alcanzado por el vapor.

1.4.1.1 Sobrecalentadores de convección.

Están constituidos por tubos en U en paralelo por cuyo interior circula el vapor, los gases circulan por el exterior

Estos sobrecalentadores se encuentran ubicados a la salida del domo, la temperatura de sobrecalentamiento está limitada alrededor de 800° F ó 430°C.

- El control de temperatura es importante para evitar sobrecalentamiento de la tubería y para regular los parámetros de funcionamiento como: temperatura del aire que se suministra para la combustión y temperatura del agua de alimentación.

1.5 ESTUDIO GENERAL DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.

En esta parte se hace un estudio de la instrumentación que se requiere en calderos como en el que estamos trabajando en el presente proyecto el mismo que esta clasificado de la siguiente manera:

Marca :	Dallas Boiler Mexicana
CLASIFICACION	
Por el ensamblaje:	Empaquetado
Por la circulación de fluidos:	De tubos de agua
Por transferencia de calor:	Convección
Por el combustible empleado:	Sólido: bagazo (residuo de la caña de azúcar aplastada)
Por la presión:	Alta
Por el tiro:	Inducido y forzado.

Por tanto a continuación se realiza un estudio de las futuras implementaciones que deberán realizarse en este caldero en particular, para lograr obtener las condiciones de operación más confiables y eficientes posibles, proyecto que al momento está en estudio económico por parte de los directivos del ingenio.

1.5.1 INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL DEL VAPOR.

Una caldera debe trabajar a la máxima presión de vapor para la cual fue diseñada. La presión de trabajo de la caldera es determinada por la presión máxima de vapor requerida por los equipos que lo utilizan en los procesos de producción, por lo que, las condiciones de trabajo obliga necesariamente a tener

un control que mantenga la presión en valores establecidos, con una tolerancia adecuada y que actúe sobre los dispositivos de parada y arranque.

El vapor es la variable principal que requiere ser continuamente monitoreada y controlada para conseguir una operación eficiente y segura de la caldera. El diagrama de bloques simplificado de un control de lazo cerrado para el vapor en la caldera se indica en la Figura 1.9.

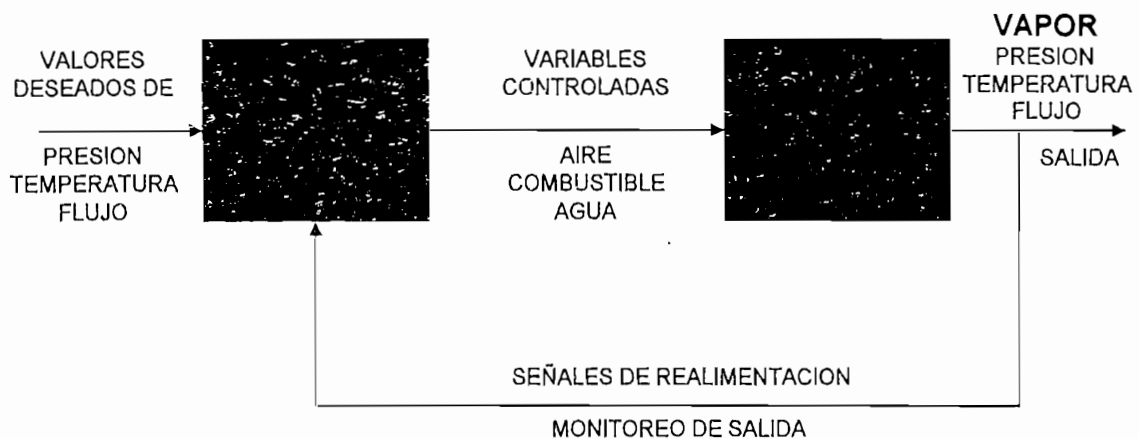


Figura 1.9 Diagrama de bloques simplificado de control de vapor de una caldera

Las variables de salida, presión, flujo o temperatura del vapor, cualquiera de ellas o todas, de acuerdo al requisito de control, son analizadas en el circuito de control y comparadas con las referencias establecidas por la demanda. A su vez el sistema de control actúa sobre las variables manipulables como es el combustible, aire, agua etc. para conseguir los valores de referencia.

1.5.1.1 Instrumentación para medir y controlar la presión.

Para indicación y control de esta variable la instrumentación que se utiliza es la siguiente:

- **Manómetros.** Están basados en el principio del tubo del tubo de Bourdon y miden presiones en rangos que pueden llegar hasta 100.000psi.

La figura 1.10 ilustra un tubo Bourdon y un manómetro. El tubo Bourdon es de pared delgada, que ha sido aplastada en dos lados diametralmente opuestos, de modo que un corte transversal del mismo, tiene una forma aproximadamente elíptica u oval. Cuando se aplica una presión a la terminal abierta del tubo, este tiende a restablecer su forma circular original, haciendo que el tubo trate de enderezarse y al hacerlo su extremo libre se mueve lo suficiente para actuar un sector y un pinón dentado los cuales tiene como objeto amplificar el movimiento del tubo. Al pinón dentado va montado el puntero, de modo que cualquier movimiento del extremo del tubo produce un desplazamiento correspondiente del puntero.

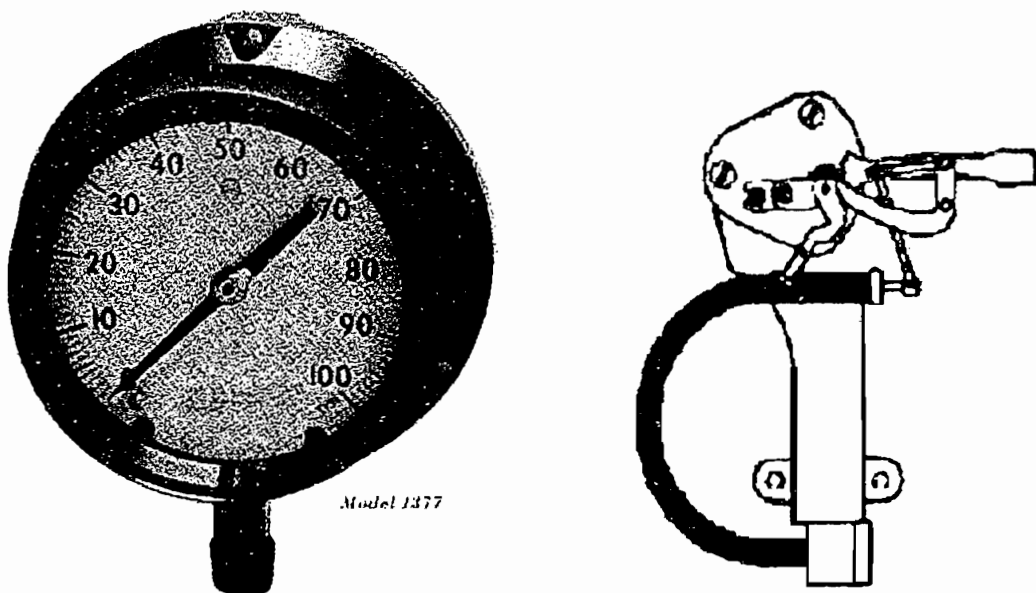


Figura 1.10 Esquema de un manómetro y de un tubo de Bourdon

Control de presión para el control de la caldera. Para realizar el control de presión del vapor en modo de operación, es decir, controlar la presión de trabajo, generalmente se utiliza un elemento de operación automática que interrumpe el circuito para detener la operación del quemador cuando la presión de la caldera ha llegado al valor de referencia; el diferencial se ajusta para poner el quemador en marcha nuevamente. En la figura 1.11 se tiene un gráfico de un control de presión y su funcionamiento es el siguiente. El vapor ingresa a una cámara que

está constituida por un diafragma que es el elemento que sensa la presión a la que se encuentra el vapor y le produce una deformación que es transmitida y amplificada por un mecanismo de accionamiento, el cual, produce variaciones en los contactos eléctricos que generan las señales que se utilizan para realizar el control, que directamente o indirectamente apagan la alimentación de combustible.

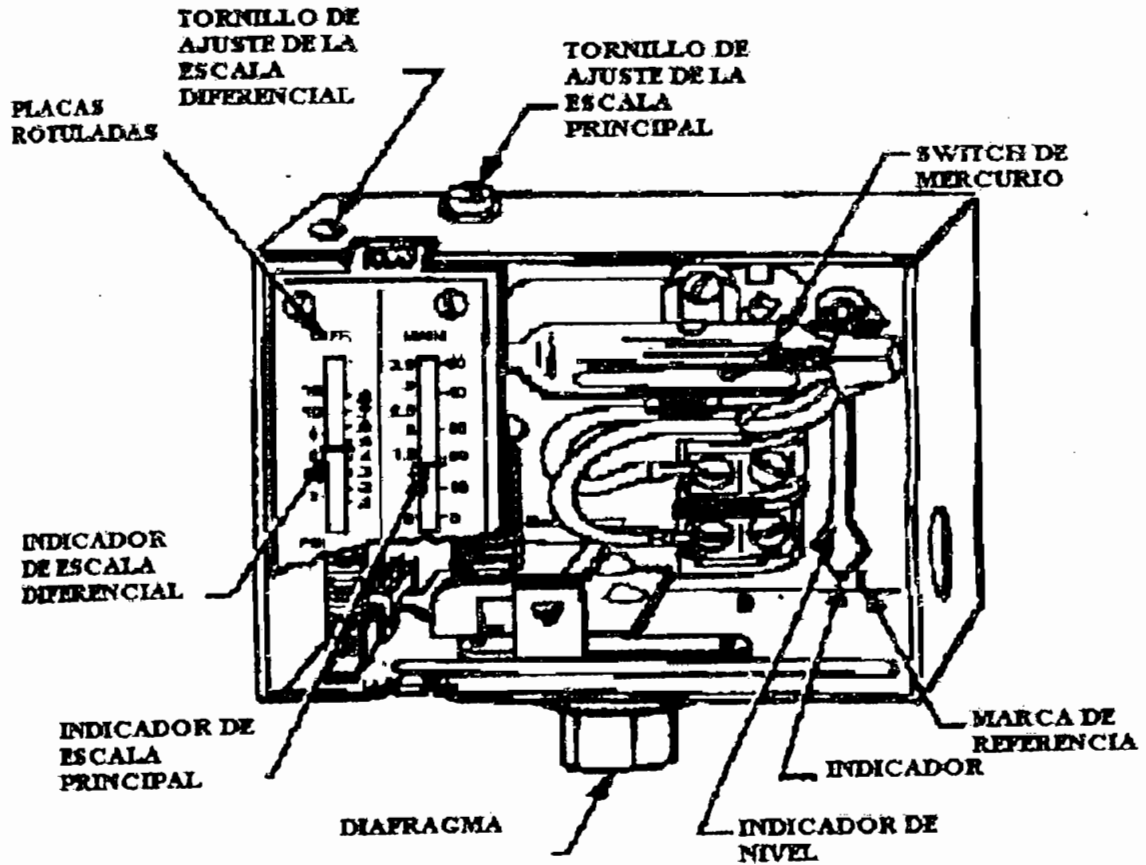


Figura 1.11 Control De presión

En la parte superior se encuentra un tornillo de ajuste de presión, el cual al rotarlo se consigue ajustar la referencia o set point de presión. Otro tornillo ajusta el diferencial que es la diferencia de presiones entre conectar (cut-in) iniciar la acción si el valor de presión esta bajo la referencia y desconectar (cut-out) cuando la presión de vapor ha conseguido la referencia o set point de presión. Las especificaciones e información para seleccionar e instalar adecuadamente el

equipo se encuentra en el manual del fabricante, razón por la cual no nos extendemos más en este equipo.

Control de presión de alto límite o seguridad. Es un elemento de control automático de protección que interrumpe un circuito para detener la operación del quemador cuando la presión de la caldera a sobrepasado el valor seleccionado como referencia de protección. Se diferencia del instrumento anterior en que se debe tener un restablecimiento manual.

Control de presión proporcional. Este equipo de control descubre los cambios que ocurren en la presión de la caldera y de acuerdo a esto, hace variar la resistencia de un potenciómetro que es la señal que transfiere a su salida. Esta resistencia es utilizada por una válvula o motor modulante para conseguir modulación en la combustión.

Variaciones en la presión de vapor hacen expandir o contraer el fuelle y este movimiento se transmite por accionamientos mecánicos de enlace del fuelle y el punto deslizable del potenciómetro lo cual hace cambiar su valor de resistencia. Así mismo como la intención en esta parte es nombrar la presencia de este equipo, no profundizamos sus características puesto que la misma la provee el fabricante.

Válvula de seguridad. Es un elemento automático que releva a la caldera de la presión que sea más alta que la que se especifica en el diseño. Es activada por la presión del vapor y se caracteriza por una abertura total de la válvula y se basa en la ley natural de los gases y vapores de que son comprensibles y por consiguiente expandibles.

La figura 1.13 muestra el gráfico de una válvula de seguridad y sus componentes.

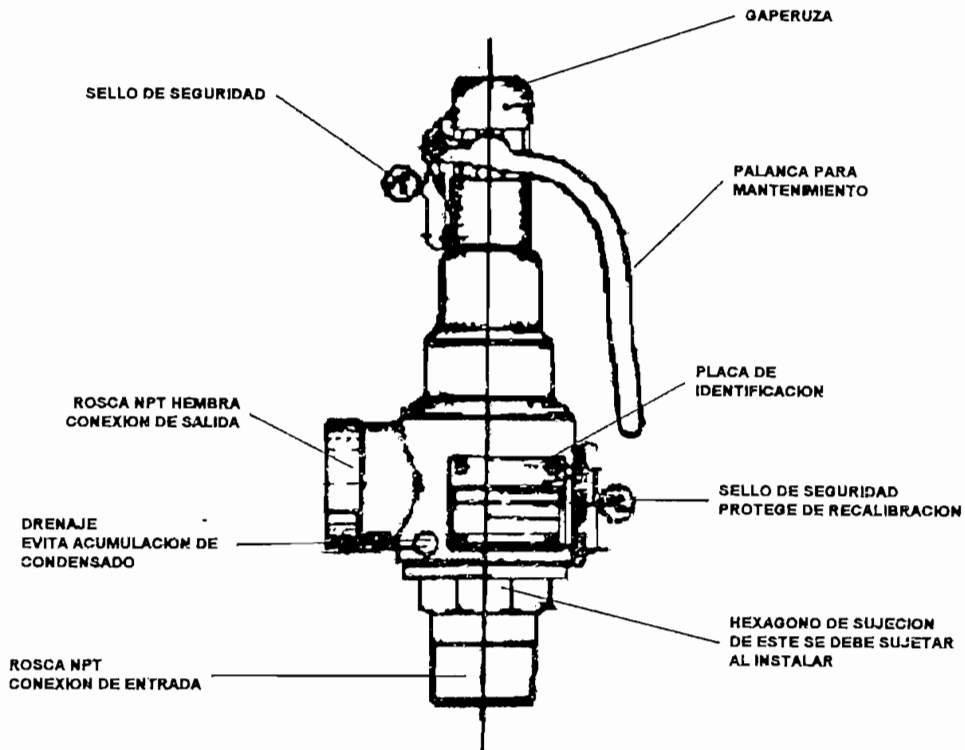


Figura 1.13 Válvula de seguridad y sus elementos

Cuando la presión de vapor de la caldera alcanza el punto set point o referencia de la válvula, el resorte no resiste esa presión, se levanta el disco y expone un área mayor a la presión. Este incremento fuerza a la válvula abrirse rápidamente acción conocida como disparo de la válvula; el soplado es la diferencia entre la presión cuando la válvula de seguridad se abre y la presión a la cual se cierra y no puede ser mayor que el 96% de la presión de punto de operación de la válvula de seguridad.

Al dimensionar la capacidad que depende del flujo de masa por hora y la presión de trabajo hay que considerar que insuficiente capacidad puede producir condición de sobrepresión y una capacidad excesiva causará daño en la válvula.

Transmisor. Un transmisor se usa para mediciones de presión remotas, cuando el sitio en donde se requiere medición de la presión no es de fácil acceso y es lejana. Un transmisor es construido con tecnología de microprocesador y mide la

presión de vapor de una caldera con excepcional precisión, estabilidad y fiabilidad.

Convierte la presión de vapor existente en el proceso en una señal eléctrica proporcional de 4 a 20 mili-amperios dc ó de 3 a 15 psi según el tipo que se utilice. La señal de salida, equivalente a la presión de vapor, la recibe otro instrumento indicador o controlador indicador al que se pueden aplicar métodos de control PID (Proporcional-Integral-Derivativo) y con su salida controlar otras variables ya sean del caldero o externas. Una explicación complementaria respecto a los transmisores de presión diferencial explicamos más adelante en el capítulo 3.

1.5.1.2 Instrumentación para medir y controlar la temperatura.

La medición y control de la temperatura del vapor es muy importante para la vida de la caldera de vapor y para la economía de su funcionamiento. Temperatura de operación por debajo a la de diseño reduce la eficiencia termodinámica e incrementan los costos de consumo de combustibles; temperaturas por arriba a la del diseño reducen la resistencia de los tubos, del domo, de válvulas etc. Además las variaciones repentinas de temperatura en el interior de la caldera pueden traer efectos destructivos por los esfuerzos que se imponen al material.

El diagrama de bloques simplificado de la figura 1.14, monitorea la temperatura final del vapor para compararla con las referencias de temperaturas establecidas por la demanda o por diseño y de esta forma generar señales de actuación sobre las variables manipulables para mantener la temperatura.

Cuando la caldera necesita generar vapor sobrecalentado es importante poder controlar la temperatura del vapor para eso se utilizan algunos métodos como son:

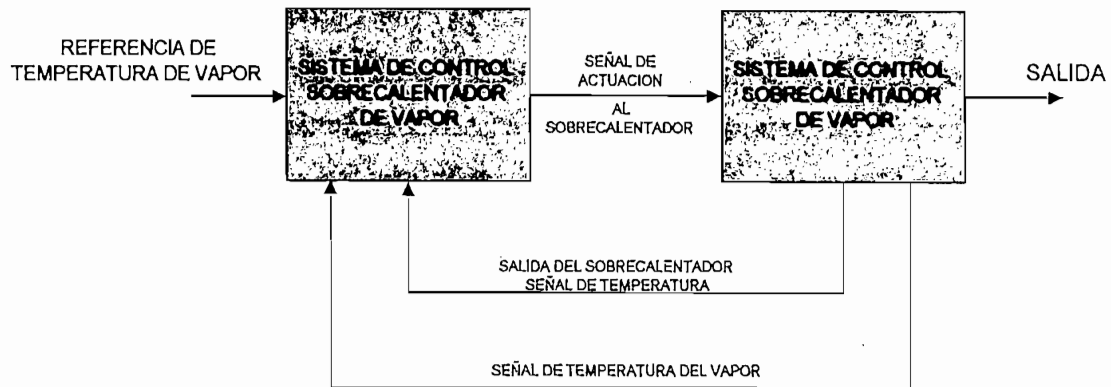


Figura 1.14 Diagrama de bloques simplificado del control de temperatura

- a. **Control de bypass por dámper.-** Con este método se controla el flujo de gases calientes de combustión por dámpers hacia los sobrecalentadores.
- b. **Tipo atomización.-** Controla la temperatura del vapor con una válvula de atomización de agua con la cual se rocía agua al vapor.
- c. **Control atemperador.-** Se controla la temperatura de una porción de vapor mediante una válvula cuando el vapor fluye a través de una tubería sumergida.
- d. **Control condensador.-** Son tubos colocados en los sobrecalentadores y con una válvula se regula el flujo de agua a través del condensador.
- e. **Control basculante del quemador.-** Se modifica la absorción de calor en el hogar de la caldera cambiando el ángulo de giro del quemador.
- f. **Control de recirculación de gases.-** un ventilador auxiliar equipado con dámper hace recircular los gases de combustión en el hogar de la caldera cambiando el flujo de masa a través de los sobrecalentadores.

Entre las variables operativas que afectan a la temperatura del vapor tenemos:

-
- **Carga.** Cuando aumenta la carga también aumenta la cantidad y temperatura de los gases de combustión ya que algunas veces se instalan en serie sobrecalentadores para mantener constante la temperatura del vapor sobre un rango considerable de carga.
 - **Exceso de aire.** Cuando la cantidad de aire que entra en los quemadores está en exceso, hay cambios en la cantidad de gases de combustión que fluyen por el sobrecalentador por lo cual tiende a elevar la temperatura del vapor.
 - **Temperatura del agua de alimentación.** Un aumento en esta variable causa reducción en el sobrecalentamiento ya que para un flujo de vapor determinado es necesario quemar menos combustible por tanto pasará menos gases de combustión por el sobrecalentador.
 - **Operación de quemadores.** El cambio de posición o el ajuste del quemador afecta la absorción de calor en el hogar lo cual afecta la temperatura del vapor.
 - **Combustible.** El cambio de la temperatura de vapor puede afectarse por el cambio del tipo de combustible quemado y sus características.

La principal instrumentación utilizada para medir y controlar la temperatura es la siguiente:

Controladores digitales. Una termocupla o RTD (Resistance Temperature Detector) se ponen en contacto con el vapor, para generar milivoltios o un valor de resistencia respectivamente, de acuerdo al valor de temperatura. Esta señal sirve como entrada para el controlador digital el cual procesa esta señal con algoritmos de control que se pueden seleccionar por software, la muestra en un display, además genera a su salida varias opciones de control y alarmas de acuerdo a la necesidad. En el mercado se encuentran estos dispositivos y es todo un proyecto el control de temperaturas usando estos equipos.

CAPITULO 2

DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL DE NIVEL DE AGUA.

2.1 CONTROL DE NIVEL DE AGUA DE UN ELEMENTO EN CALDEROS.

2.1.1 GENERALIDADES.

El control de nivel de agua, cuando éste se utiliza para producir vapor en condiciones subcríticas es – como es fácil entender – muy importante.

El vapor se produce en el tambor que se posiciona horizontalmente sobre el plano paralelo a su eje mayor y que está ubicado en la parte superior del caldero.

El tambor del caldero cumple la función de proveer área y volumen para la separación física del vapor a partir del agua.

El control de agua en el caldero es de crítica importancia ya que un nivel de agua muy alto resulta en un trasvase de impurezas al sistema de vapor. Por otro lado un nivel muy bajo de agua resulta en una reducción de la eficiencia de la función de tratamiento y recirculación y puede - inclusive - resultar en sobrecalentamiento de los tubos.

Normalmente, se espera que el nivel de agua se mantenga en alrededor del 50% de la capacidad del tambor.

el calor no se haya distribuido apropiadamente a través de las fases (condición de equilibrio).

2.1.3 NIVEL DEL TAMBOR Y SU RELACIÓN A UN CAMBIO EN LA CARGA.

Los cambios más importantes que se pueden esperar son: cambios en la demanda de vapor y cambios en el influjo de calor.

Sin embargo de que estos dos cambios están interrelacionados, se separan en el tiempo y pueden ser descritos separadamente.

Cuando se produce un incremento en la demanda del vapor, la presión sobre la interface disminuye. El grado de cambio en la presión depende del volumen del sistema de vapor y de cuán rápido sea el cambio en la demanda con referencia a cuan rápido el caldero pueda seguir esta demanda. De acuerdo a lo que queda indicado se dan varios efectos:

- Como se produce una disminución en la presión del caldero el agua dentro del mismo queda en una condición de sobrecalentamiento y a medida que la presión disminuye se produce una conversión súbita (flash) de agua de burbujas a vapor.
- Las burbujas existentes incrementan su volumen.
- El sistema de control, al tratar de seguir la demanda de carga, hace que se alimente más combustible y en el caso del caldero DALLAS los operarios se ven obligados a alimentar manualmente con leña la cámara de combustión, por lo cual varía considerablemente la rata de influjo de calor.

Todos los anteriores efectos producen una inestabilidad en la interface, que – físicamente – se llama hinchamiento. Lo opuesto ocurre cuando se produce un incremento en la presión y se conoce como encogimiento.

Nótese que el incremento de nivel se produce como consecuencia de un incremento en la demanda de vapor. En este caso, como el nivel aumenta, el efecto de control produce una disminución del flujo de agua hacia el tambor. Esta acción, que es negativa, disminuye y desaparece cuando se restablece la condición de distribución normal de calor a través de las fases (equilibrio). El fenómeno transitorio produce, sin embargo, picos severos (undershoots y overshoots), los mismos que - en general - no son aceptables en la operación de control, de nivel del tambor.

2.1.4 EL SISTEMA DE CONTROL.

El propósito del sistema de control de nivel del tambor es, como es fácilmente imaginable, el mantener la interface agua – vapor a un valor tan cercano como sea posible al valor deseado.

El nivel se mide y se controla mediante la regulación del flujo del agua de alimentación para compensar las pérdidas de agua que se producen. Un sistema de control de un solo elemento se muestra a continuación en la figura 2.1.

Este esquema de control dificulta el control de nivel debido a dos problemas básicos:

- El uso de la interface agua – vapor como indicador de la cantidad de agua en el caldero no constituye un índice confiable durante la prevalencia de las condiciones transitorias.
- La reacción negativa a cambios (incrementos) de carga, si es que ésta dura por tiempos considerables, es difícilmente manejable por medio de sistemas convencionales de control.

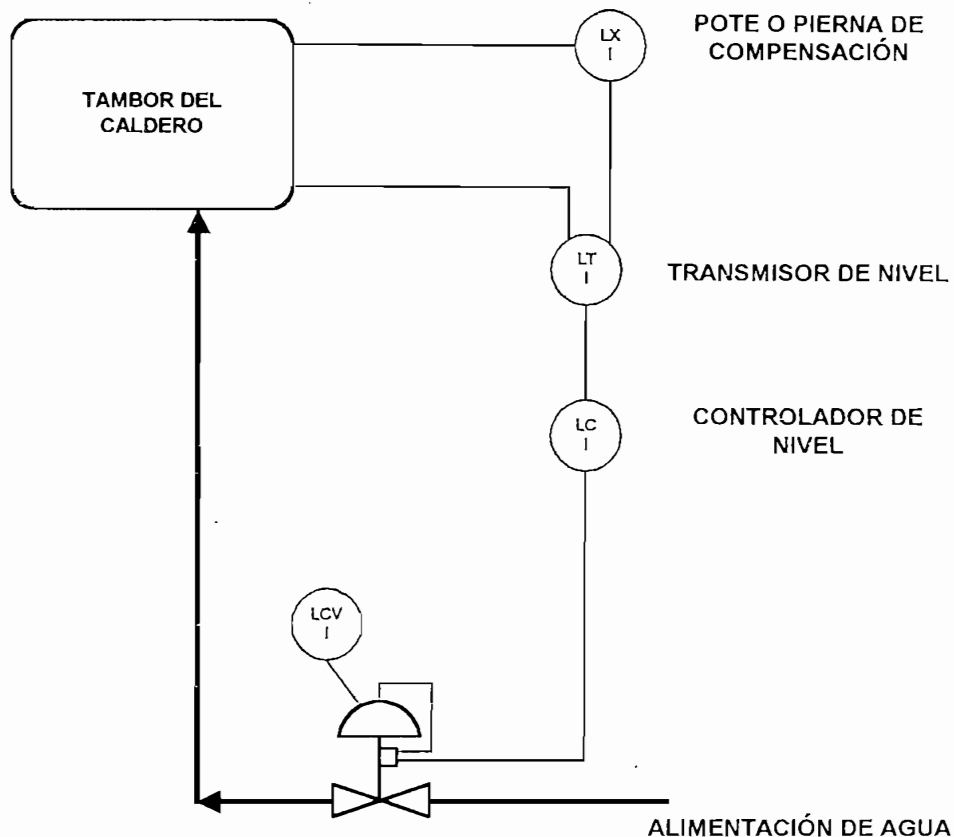


Figura 2.1 Esquema de control de nivel de líquido a un elemento.

El control de nivel no es satisfactorio, salvo aquellas circunstancias en las que los efectos de hinchamiento y/o encogimiento son mínimos.

2.1.5 EN QUE CASOS SE UTILIZA UN SISTEMA DE UN ELEMENTO.

Un sistema de control de nivel del tambor está limitado en su aplicación a situaciones caracterizadas por demandas de carga muy lentamente cambiantes y/o por combustibles de contenido relativamente constante de calor de combustión. Situaciones típicas se caracterizan por calderos utilizados para procesos continuos simples y/o para calefacción.

2.1.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.

El nivel del tambor se mide y la señal se transmite al controlador donde se compara con el nivel deseado (set point). El controlador produce la necesaria señal para mantener el nivel del tambor mediante la manipulación del flujo de agua de entrada. Se espera que el nivel del tambor se mantenga muy cerca del valor deseado. Lo anterior es verdad a pesar de que se trata – en la mayoría de los casos – de un caudal que puede ir desde bajo hasta moderado.

Es necesario que el controlador disponga de acción de control proporcional-integral.

2.1.6.1 Medición del nivel en el tambor.

Se utiliza la cota hidrostática que se produce entre el nivel de la toma localizada cerca del fondo del tambor y la interface agua-vapor. Como todos los tambores operan bajo presión, se debe utilizar una “pierna” de compensación, que en la figura 2.1 se puede identificar como LX.

Se debe utilizar un transmisor de presión diferencial estándar (transmisor inteligente de presión IDP10 I de Foxboro), el mismo que se caracteriza por un rango pequeño de presión diferencial y por una alta presión estática. El vapor, como es de esperarse, se condensará en la pierna de compensación y para asegurarse de una cota hidrostática constante se debe utilizar un reservorio o pote de cota constante (LX en la figura 2.1).

2.1.6.2 Válvula de control de nivel del tambor.

Una válvula de alimentación de agua no está sujeta a condiciones severas, durante un servicio normal en línea. Una caída de presión entre 50 y 150 PSI es normal. Sin embargo en el arranque y en las paradas la caída de presión a través de la válvula, puede incrementarse notablemente hasta valores nominales de la presión entera de la bomba. Lo anterior indica que se debe utilizar una válvula

que pueda soportar una alta caída de presión y un bajo flujo. Se recomienda, usualmente, la utilización de su posicionador.

2.2 CONTROL DE NIVEL DE AGUA DE DOS ELEMENTOS EN CALDEROS.

En la industria de la generación de potencia como es el caso de IANCEM se debe generar vapor en cantidades considerablemente grandes para la generación de energía mecánica y eléctrica. En este caso el vapor se considera como un producto intermedio. Existen dos ingredientes primarios que se utilizan en la producción de vapor y estos son: calor y agua. El sistema de control de nivel se diseña de manera de producir un balance adecuado entre el combustible que entra y el flujo de vapor. El sistema de control de nivel del tambor se diseña de manera de mantener un balance de masa continuo ya que cada libra masa de vapor que se genera debe corresponder a una libra masa de agua que se añade, de manera de mantener el nivel del agua constante.

2.2.1 CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA.

El sistema que se presenta se clasifica como uno de dos elementos, ya que la posición del vástago de la válvula es influenciada por dos variables, que son el flujo de vapor y el nivel del tambor. Lo anterior hace que el sistema se pueda clasificar también como una combinación de sistema feedforward – feedback, ya que la perturbación de carga se alimenta hacia delante (feedforward) como un índice primario para posicionar el vástago de la válvula. Por otro lado, el sistema de nivel del tambor es un típico sistema de retroalimentación (feedback) en la que se monitorea constantemente la exactitud del sistema feedforward y que proporciona control final de la posición de la interface en el tambor.

2.2.2 EN QUE CASOS SE DEBE UTILIZAR UN SISTEMA DE DOS ELEMENTOS.

Un sistema de dos elementos tiene capacidad de suministrar un buen sincronismo entre el nivel del tambor y el valor deseado (set point), a condiciones de estado estacionario y a condiciones de estado transitorio. Su mayor flaqueza radica en ser menos flexible que un sistema de tres elementos y en ser incapaz de lograr una buena sincronización entre producción de vapor y flujo de agua de alimentación. Su desempeño durante condiciones de estado transitorio le permite ser usado en muchas aplicaciones industriales en donde se cuenta con tamaños adecuados de tambor y cambios moderados en la carga. Los procesos que exhiben características del tipo anteriormente mencionado son aquellos de tipo continuo y en donde la demanda se caracteriza por ser de tipo mezclado: calentamiento y de proceso. Se debe observar, sin embargo, que la presión de suministro de agua sea constante.

2.2.3 EL SISTEMA DE CONTROL.

Los cambios en la carga se miden por medio del transmisor de flujo FT-1 (figura 2.2). La señal se transmite al controlador de agua de alimentación FY-2. El nivel del tambor se mide por medio del transmisor de nivel LT-1 y la señal se transmite al controlador de nivel del tambor LIC-1, donde se compara al valor con el valor deseado. El controlador produce la señal correctiva necesaria para mantener el nivel del tambor en el valor deseado. La señal de salida del controlador se transmite al computador de flujo de agua de alimentación.

El computador combina las señales correspondientes a las dos variables y transmite una señal combinada a la válvula de control FCV-1. Se puede cambiar la modalidad mediante la estación de transferencia FK-1, de manera de permitir control manual de la válvula de alimentación de agua.

2.2.3.1 Computador de agua de alimentación.

El propósito del computador de agua de alimentación, que es el algoritmo cargado al microcontrolador dentro del controlador estacionario, es el de suministrar el cálculo de las influencias tipo feedforward y feedback sobre la válvula de alimentación de agua. La función que el computador o sea la programación del controlador es:

$$S (\text{ salida }) = R (B - K_z) + (A - K_B)$$

En el controlador la señal de flujo de vapor (B) se condiciona mediante la sustracción del valor de supresión K_z y por medio, también, de un ajuste de ganancia (R), antes de combinar la señal resultante con la señal de nivel de tambor (A). la señal de flujo se multiplica por un factor de ganancia (R) para compensar la diferencia en rangos de flujo que se da entre el transmisor de flujo de vapor y el flujo de agua de alimentación. El factor se ajusta de manera que se compense exactamente cada libra de vapor producido con una libra de agua añadida

En realidad el cambio en agua de alimentación no queda perfectamente compensado para un cambio dado en el flujo de vapor. La señal de salida del nivel del tambor (A) se utiliza para afinar la relación entre el flujo de vapor y el flujo de agua de alimentación.

Lo anterior se logra por medio del recorte de la señal de salida de nivel a 50% de su valor, mediante la constante K_B . Lo anterior significa que, bajo condiciones normales la salida correspondiente al nivel del tambor tendrá un 50% de su valor real.

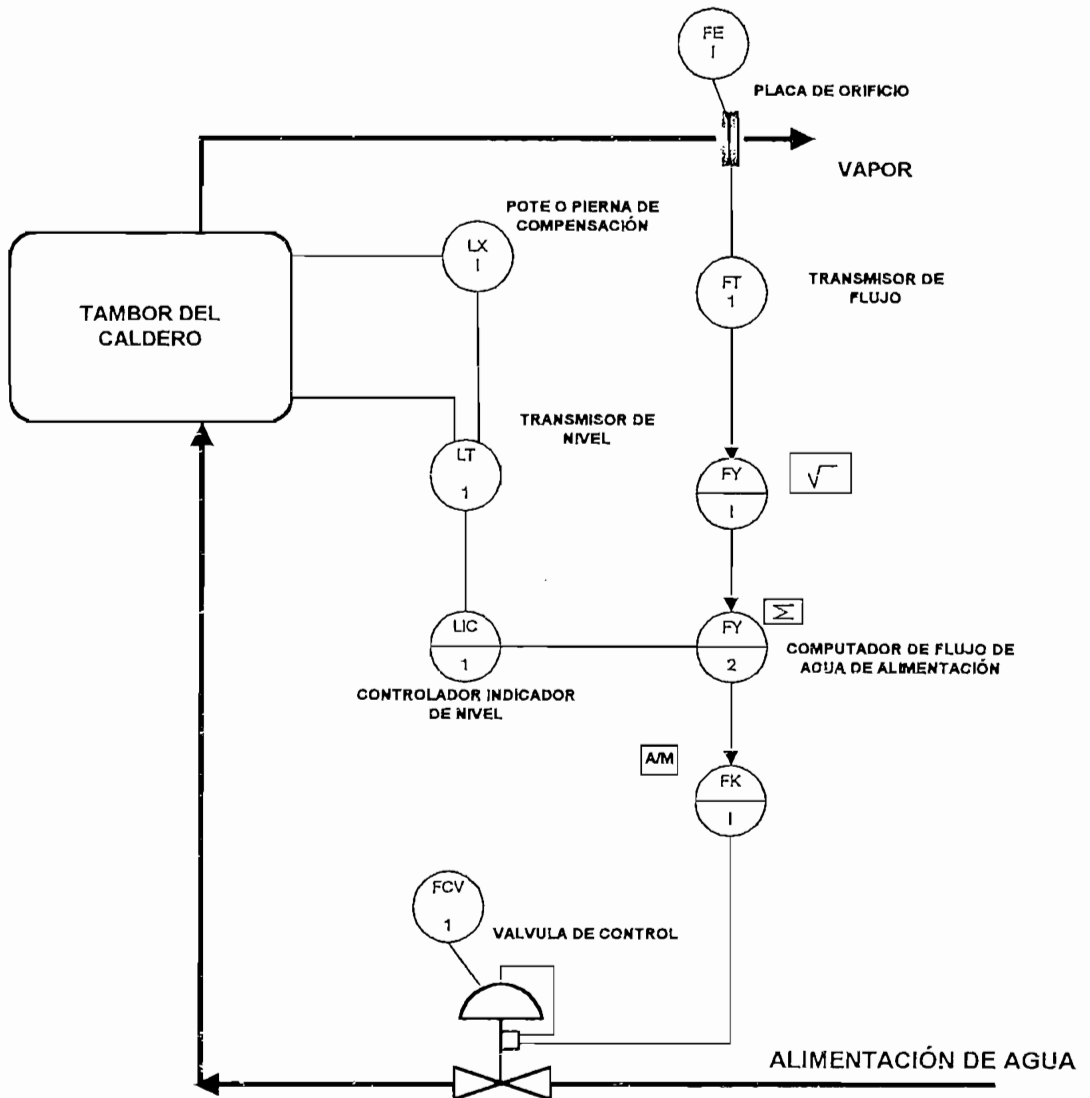


Figura 2.2 Esquema de control de nivel de líquido a dos elementos

Lo anterior permite una corrección de 50% (Bias) en la relación de vapor a flujo de agua de alimentación. Este factor de corrección es normalmente aceptable.

Casi todo el trabajo, en este caso, se lleva a cabo en la sección de feedforward (se produce un cambio de una libra de agua de alimentación por cada libra de vapor en que se cambia la demanda). El control de nivel de agua se utiliza solo como compensación.

Con el anterior esquema se considera que se logra un sincronismo satisfactorio entre valores reales (medidos) y valores deseados (set points). Se requiere de modalidad integral en el controlador.

2.3 CONTROL DE NIVEL DE AGUA DE TRES ELEMENTOS EN CALDEROS.

2.3.1 CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA.

Este sistema de nivel se clasifica como un sistema de tres elementos en atención a que son tres variables: flujo de vapor, flujo de agua de alimentación y nivel del tambor las que influyen la posición del vástago de la válvula de control,

Al igual que en el caso del sistema de dos elementos, el sistema es uno de tipo feedforward-feedback. El sistema de nivel es uno de feedback, que sensa continuamente la exactitud del sistema feedforward (sistema de control de flujos) y suministra una señal de control combinada que permite el control final de la interface en el tambor.

2.3.2 EN QUE CASOS SE UTILIZA UN SISTEMA DE TRES ELEMENTOS.

Un sistema sensible de balance de masa obtiene un control mejorado, respecto de otros sistemas, en la presencia de un fenómeno transitorio. Este rendimiento se puede atribuir a la posibilidad relativa de ajuste independiente de ganancia y a las relaciones, relativamente independientes, entre flujo de vapor y flujo de agua.

Este sistema de control produce buenos resultados con sistemas de alimentación de agua que exhiben diferenciales variables de presión entre el distribuidor y el tambor, ya que con este sistema los cambios de presión a través de la válvula de admisión se compensan automáticamente antes de afectar el nivel del tambor.

En este caso el flujo de alimentación es medido, y la relación lineal entre el flujo de vapor y el flujo de agua reduce los cambios de carga en la sección de nivel bajo condiciones de cambio de flujo: se añade una libra de agua por cada libra de vapor que deja el sistema, y el nivel del líquido se mantiene relativamente constante.

Como queda descrito, las características de la válvula de alimentación toman parte, como un factor, en la estabilidad del lazo de control solamente, y no como un factor de ganancia variable en la relación de flujo de vapor a flujo de agua, como es el caso en un sistema de control de dos elementos, ya que el sistema de control de dos elementos requiere compensación mediante el controlador de nivel del tambor y se convierte – con esto – en un sistema más lento que el de tres elementos.

El sistema de tres elementos es muy útil en situaciones que se caracterizan por cambios rápidos y amplios de carga, es decir donde se producen perturbaciones súbitas, impredecibles y de magnitud significativa respecto de la carga total. Para IANCEM se escogió este método porque su caldero exhibe las características de carga anteriormente mencionadas.

2.3.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

El cambio en la carga, en la forma de un cambio en el flujo de vapor, se mide por medio del transmisor de flujo de vapor FT-1 (figura 2.3). La raíz cuadrada de la señal se extrae mediante FY-1, puesto que la señal de medición es proporcional al flujo, al cuadrado. El nivel del tambor se mide mediante LT-1 y la señal se transmite al controlador LIC-1 donde se compara con el valor deseado.

El controlador produce la señal correctiva necesaria para mantener el nivel en el tambor y – a la vez – la señal de salida del controlador se transmite al computador de flujo FY-3.

El computador de flujo de agua de alimentación combina las señales de dos variables, que son flujo de vapor y nivel de tambor. La salida del computador se alimenta al controlador de agua de alimentación FIC-2, en forma de valor deseado (set point) de flujo de agua.

Se mide el valor de flujo de agua mediante FT-2 y se extrae la raíz cuadrada en FY-2 y se alimenta esta señal a FIC-2 en donde se compara con el valor deseado. El controlador FIC-2 produce la señal correctiva necesaria para mantener el flujo de agua de alimentación en su valor deseado, mediante la manipulación del flujo de agua de alimentación a través de FCV-2.

La medición de nivel en el tambor es idéntica a la que se implementa en los casos de sistemas de un elemento y sistemas de dos elementos.

Para las mediciones de flujo se utilizan placas de orificio, tanto para el agua como para el vapor.

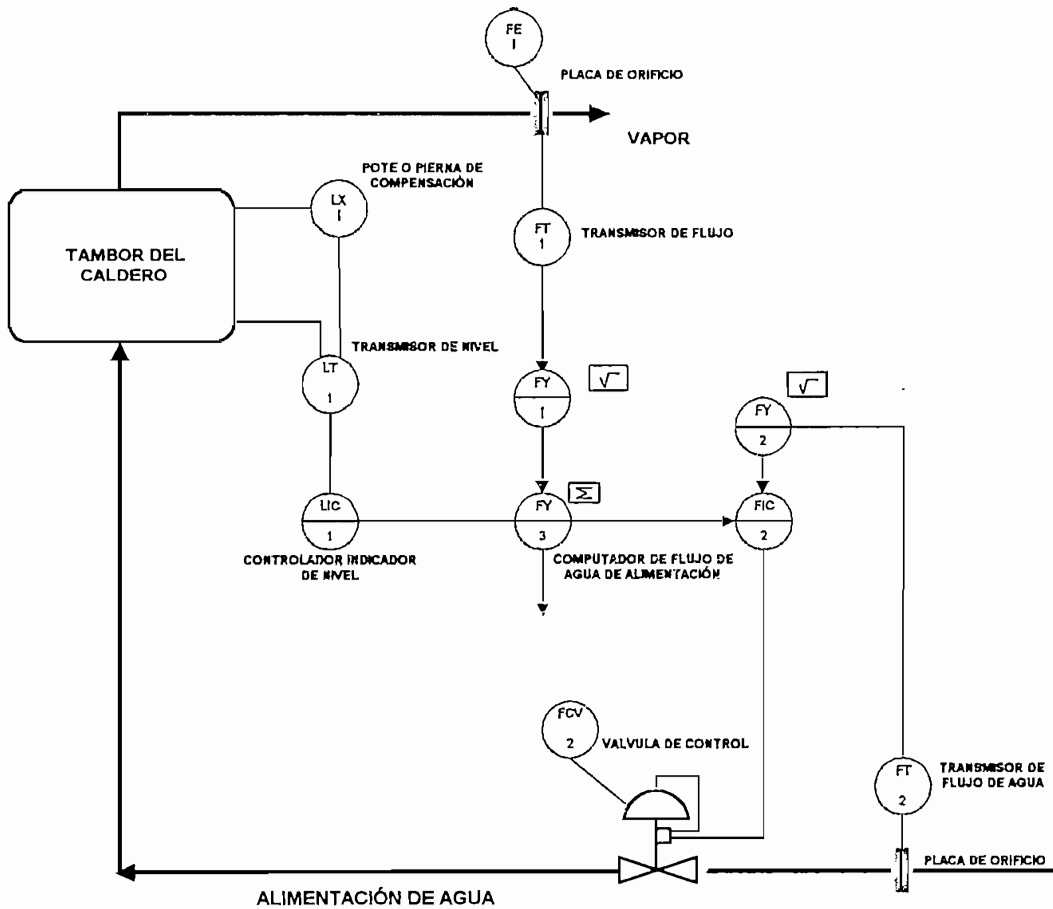


Figura 2.3 Esquema de control de nivel de líquido a tres elementos

2.4 SOLUCIÓN IMPLEMENTADA AL CALDERO DE IANDEM.

En la solución implementada al caldero DALLAS fue necesario aplicar un método mixto que permita obtener un control adecuado en el arranque y la parada de las turbinas encargadas de la molienda, que son las que absorben el mayor porcentaje de vapor.

Al estudiar el comportamiento del caldero se observó, que en condiciones de baja carga (es decir cuando están apagadas las turbinas de molienda), la operación mediante el sistema de tres elementos puede ser confundida por errores en la medición de flujo de vapor y alimentación de agua. Por esta razón, mientras el control de tres elementos es efectivo en condiciones de carga nominal, durante el

arranque de las turbinas, es indispensable conmutar el control a uno **de un solo elemento** que responde solamente a las variaciones en el nivel del tambor (ver figura 2.4).

Esta lógica exige que el controlador sea capaz de desplazar automáticamente su set point a un valor considerablemente inferior (del 45 al 30 %), y al mismo tiempo pase a trabajar en base solo a la señal del transmisor de nivel del domo, cuando el nivel del mismo se incremente precipitadamente por encima de su límite de operación nominal en el momento del arranque -que es cuando se descompresiona el domo- compensando así la rapidez del incremento del nivel. Así mismo cuando el controlador logre llevar a la variable controlada a niveles dentro del rango de operación deseado, éste deberá retornar al control de tres elementos restableciendo también el valor de su set point.

Es importante señalar que este mecanismo de transferencia explicado se aplica también en el momento del paro de turbinas trabajando exactamente igual que en el arranque, con la diferencia que ahora el nivel decrece precipitadamente por debajo del nivel seguro de operación debido a que al aumento de compresión (en gráficos de pantallas capítulo 4 se explica con más detalle).

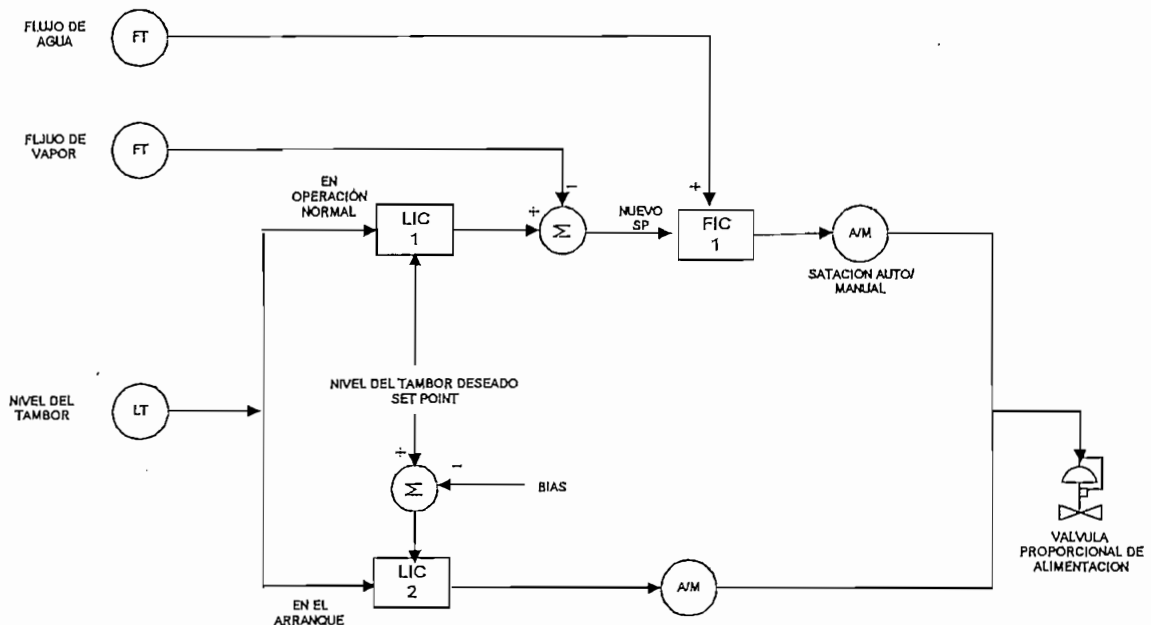


Figura 2.4 Método mixto del control de nivel de líquido .

Ahora bien, el diagrama de bloques anterior, es teóricamente el ideal para realizar el control, sin embargo de las características y restricciones que presenta el controlador para ingresar un sumador intermedio entre los dos controladores, el LIC y el FIC, después del estudio y las pruebas realizadas al caldero DALLAS el algoritmo que se puede programar y que demostró mejor desempeño en el controlador estacionario FOXBORO 743CB se encuentra esquematizado en la figura 2.5.

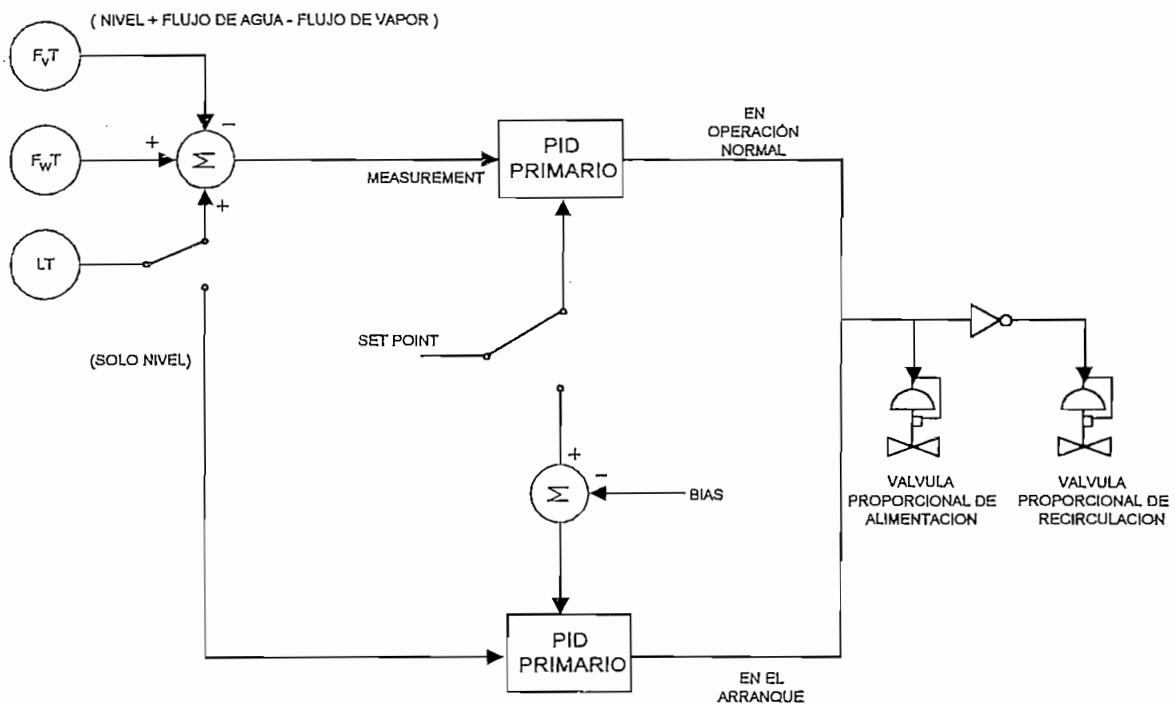


Figura 2.5 Esquema de control implementado en el caldero de IANCEM

Como se puede observar del diagrama implementado, la estrategia de control feedback-feedforward se combinan en un bloque de cálculo sumador, que es el que permite establecer el balance de masas de entrada y salida de producto.

Así mismo se ha ubicado la válvula de recirculación de agua comandada por una señal "complementada" a la que recibe la válvula de alimentación, debido a que

como no existe control de velocidad de las bombas de agua, éstas trabajan a su potencia nominal permanentemente, y por lo tanto es imprescindible tener una vía de recirculación del exceso de agua que es entregado por estas bombas de modo de proteger su funcionamiento y no llevarlas a trabajar a niveles de sobrepresión al momento de reducir la apertura de la válvula de alimentación. El **diagrama de posicionamiento de válvulas y transmisores** que se indica a continuación, permite entender claramente la lógica de este proceso.

2.5 MEDICIÓN DE FLUJOS.

Para calcular el flujo en tuberías que transportan agua o vapor, se aplica el método de presión diferencial en el que es necesario la utilización de un dispositivo primario de medición que en este caso es una placa de orificio de tipo concéntrica y un dispositivo secundario que es el que sensa la presión diferencial que viene a ser el transmisor propiamente dicho.

La operación de medición de flujo por presión diferencial depende básicamente del teorema de Bernoulli, el cual indica que la energía total en un punto de la tubería es igual a la energía total en un segundo punto siempre que la fricción entre ambos puntos sea despreciable.

El balance de energía entre los puntos 1 y 2 de la tubería puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\frac{P_2}{\rho} + \frac{(Vm_2)^2}{2G} + Z_2 = \frac{P_1}{\rho} + \frac{(Vm_1)^2}{2G} + Z_1$$

Donde:

P = presión estática absoluta

Vm = velocidad del fluido.

Z = elevación de la línea de centro de la tubería

ρ = densidad del fluido

G = aceleración de la gravedad.

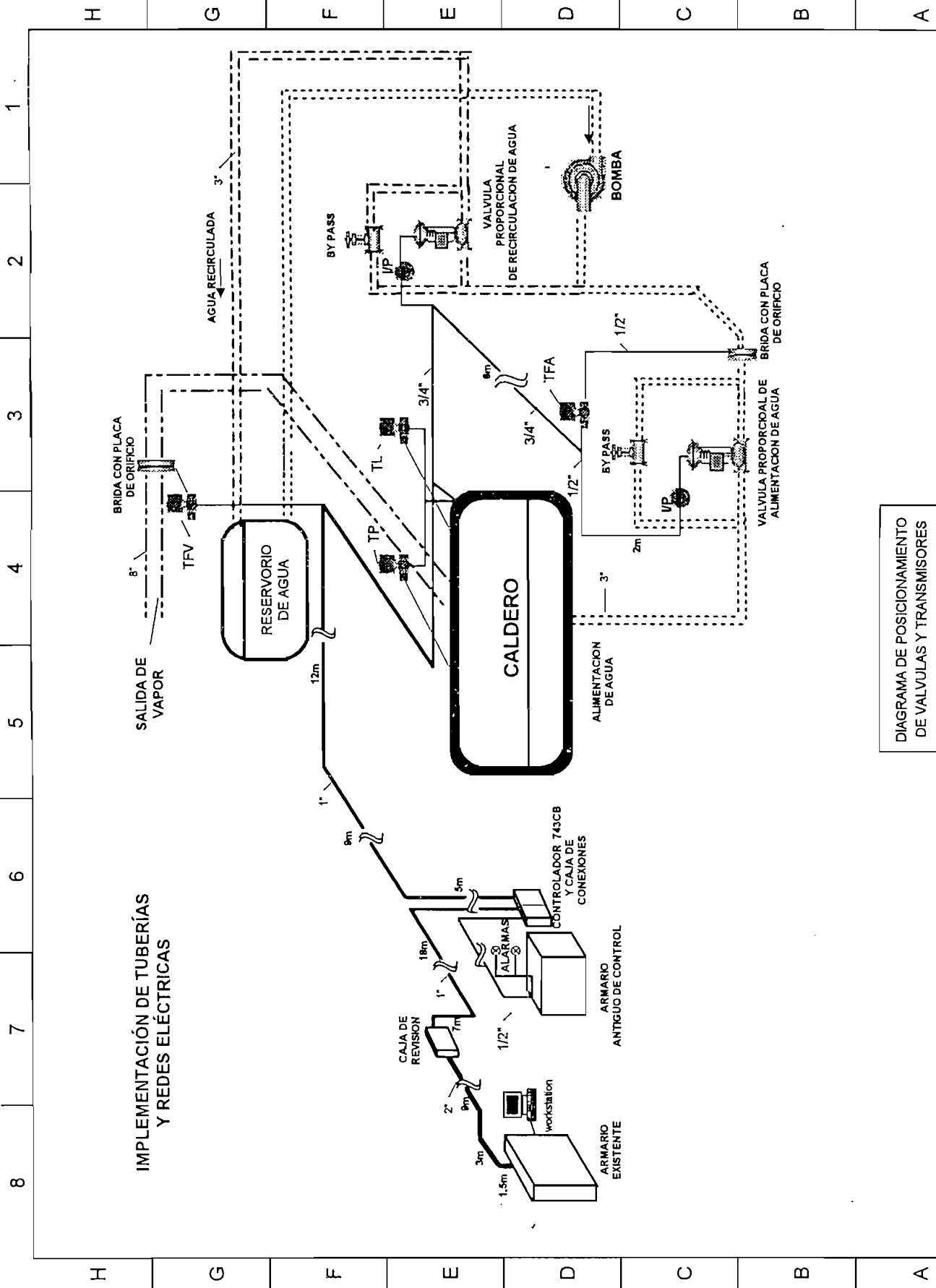


DIAGRAMA DE POSICIONAMIENTO DE VALVULAS Y TRANSMISORES

DRAWER:	GUILLERMO LOPEZ	SCALE	1:1	TECNIQUIPOS S.A	1 OF 1
	5		3	2	1
	8		4		

Entonces con una placa de orificio, el cambio de sección entre la tubería y el orificio de la placa, produce un cambio en la velocidad del flujo (figura 4.6). El flujo se incrementa al pasar a través del orificio. Como la energía total a la entrada se mantiene a través del orificio y después de él, la velocidad aumenta en el punto 2 causando un decremento en la presión estática. Entonces la presión diferencial es una función de la velocidad la cual es una función del flujo.

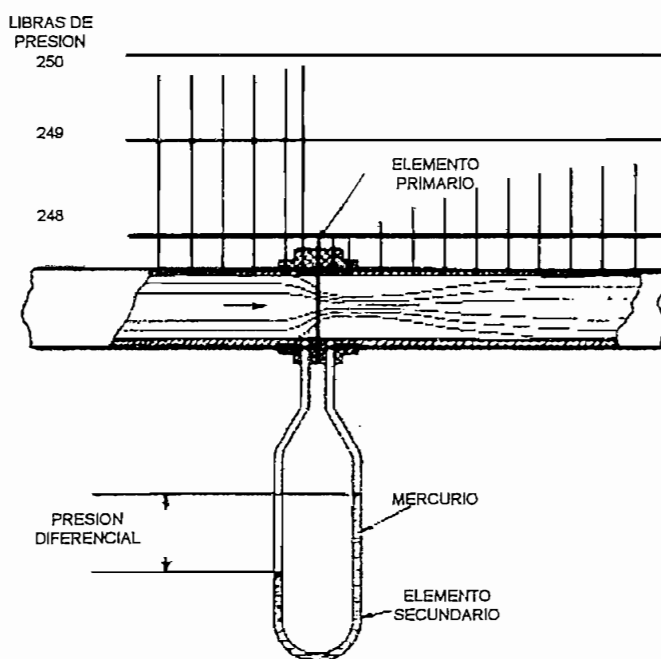
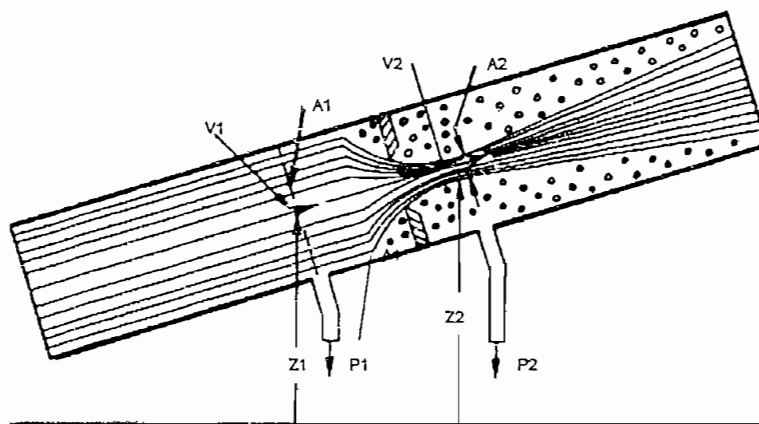


Figura 4.6 Principio físico de presión diferencial utilizando placa de orificio

Lo siguiente aclarará estas relaciones. Asumamos el tanque de la figura 4.7, donde existe alimentación de líquido por uno de sus extremos, mientras que por el otro el tanque es drenado. Si el nivel del tanque es h , la velocidad de salida del flujo será:

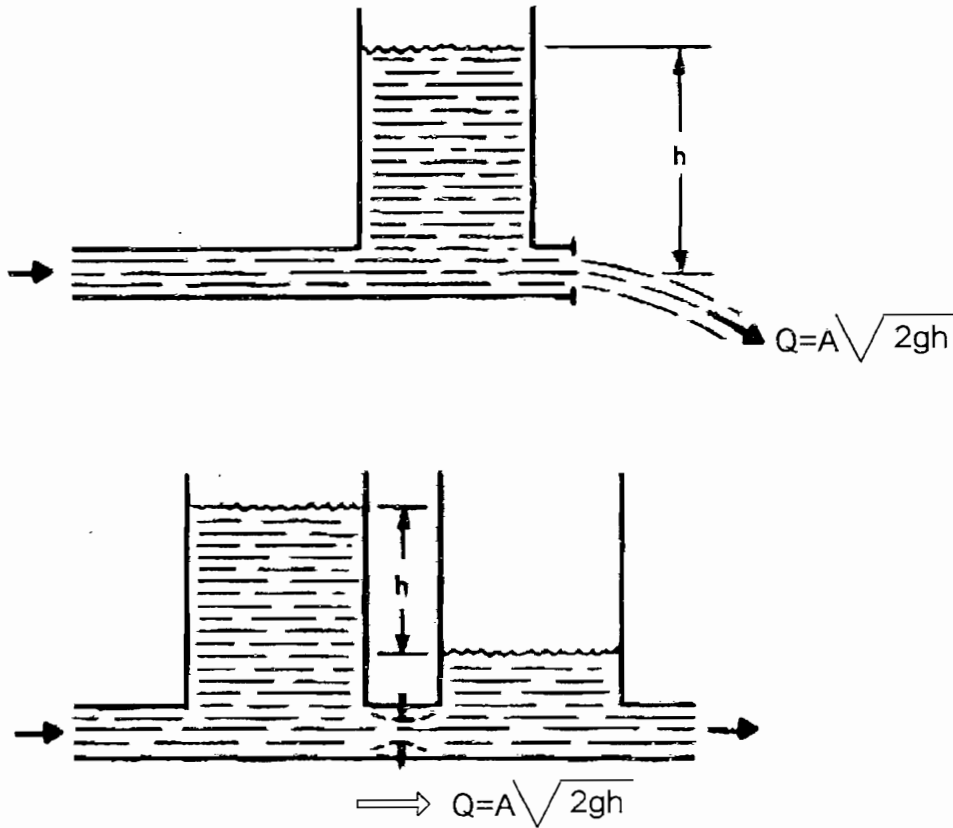


Figura 2.7

$$V = \sqrt{2Gh} \text{ Ley de la Física mecánica.}$$

El volumen de líquido descargado por unidad de tiempo se puede calcular por

$$Q = AV$$

sustituyendo la expresión de velocidad se tiene:

$$Q = A\sqrt{2Gh} \tag{2.1}$$

Esta expresión puede ser utilizada en el cálculo de la rata de flujo que pasa por un punto de la tubería, aunque en realidad no considera pérdidas existentes causadas por algunos factores, incluyendo fricción y contracción del torrente dentro de la tubería.

En la ecuación (2.1), V está en pies/segundo (cabe destacar que se utilizará mucho el sistema Inglés de medidas, puesto que es el más utilizado en este ambiente de ingeniería); la aceleración de la gravedad (G) en pies por segundo al cuadrado; h es la altura en pies de la columna de fluido causada por la presión diferencial a través del dispositivo primario. Para expresar esta ecuación en términos de un equivalente diferencial dado en pulgadas de agua, h es reemplazada por $(h/12G_f)$ donde G_f es la gravedad específica del fluido a la temperatura de trabajo.

Sustituyendo V en la ecuación (1):

$$Q = A \sqrt{2G \frac{h}{12 * G_f}} \quad (2.2)$$

donde:

Q = Flujo volumétrico

A = Área seccional del orificio de la placa [pies²]

h = Presión diferencial a través de la placa de orificio.

G_f = Gravedad específica del fluido

G = aceleración de la gravedad (constante 32.17 pies/seg²)

Para líquidos es más usual el expresar Q en galones por minuto. También es conveniente expresar el área del orificio en términos de su diámetro (d en pulgadas).

Sustituyendo en la ecuación (2.2):

$$Q(gpm) = 60 * 7.4805 * \frac{\pi \cdot d^2}{4 * 144} \sqrt{\frac{2 * 32.17}{12}} * \sqrt{\frac{h}{G_f}}$$

$$Q(gpm) = 5.667 * d^2 * \sqrt{\frac{h}{G_f}} \quad (2.3)$$

La ecuación (2.3) debe ser modificada para que sean tomados en cuenta ciertos factores como contracción del chorro, pérdidas por fricción y viscosidad. Esta modificación es complementada con la aplicación por un coeficiente de descarga (K) a esta ecuación. K es definida como la rata de flujo actual dividida para la rata de flujo teórica del dispositivo primario. Por otra parte K está clasificada a diferentes valores de presión de las tomas en que se realiza la medición y por la relación de diámetros d/D . Sin embargo cuando se requiere de resultados muy precisos el factor K se lo determina en el laboratorio calibrando en base al flujo actual del dispositivo primario.

Aplicando K a la ecuación (2.3)

$$Q(gpm) = 5.667 K d^2 \sqrt{\frac{h}{G_f}} \quad (2.4)$$

Cuando K y d son valores desconocidos, otro valor es definido, el factor (S) que es igual a $K(d/D)^2$. Entonces $K d^2$ es igual a SD^2 , el cual reemplazando:

$$Q(gpm) = 5.6667 S D^2 \sqrt{\frac{h}{G_f}} \quad (2.5)$$

Los valores de S (factor de ajuste) están tabulados en función de β que es la relación de diámetros (d/D) para varios dispositivos diferenciales. Tabla 4.2 (anexo1).

Donde:

γ_f = peso específico del vapor a condiciones de trabajo libras por pie cúbico.

T_b = temperatura de referencia (absoluta)

p_b = presión de referencia (psi absoluto)

T_f = temperatura de operación del elemento primario.

P_f = presión de operación

G = gravedad específica del gas.

A continuación se detalla el cálculo de la presión diferencial en pulgadas de agua [in H₂O] para los flujos de agua y vapor del caldero DALLAS.

Flujo de agua:

$$Q(\text{gpm}) = \frac{5.667SD^2 \sqrt{G_f h}}{G_1}$$

Donde:

$G_f = 1$ (peso específico del agua)

h = presión diferencial (pulgadas de agua) [in H₂O].

$S = \text{cte.}$ (función de β)

D = diámetro en pulgadas de la tubería en función de la cédula [in]

$G_1 = 1$ (H₂O) gravedad específica del agua a la temperatura de referencia (0° C).

Los datos son los siguientes:

$$Q = 60 \frac{m^3}{h} = 270,27 \frac{\text{gal.}}{\text{min}} \quad (\text{máximo})$$

Diámetro externo de la tubería 3"

$d = 2.175$ " diámetro del orificio de la placa.

Cédula = 80

Entonces de tabla A4 (anexo 1) el Internal Diameter ID de la tubería $D = 2.90$ ".

$T = 90^\circ \text{ C}$ temperatura del agua de alimentación.

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{2.175}{2.900} = 0.75$$

Entonces:

$$h = \left(\frac{QG_1}{5.667SD^2} \right)^2 \frac{1}{Gf}$$

Para $\beta = 0.75$ se tiene un $S = 0.4222$ (tabla 4.2)

$$h = \left(\frac{270.27 * 1}{5.667 * 0.4222 * 2.9^2} \right)^2 \frac{1}{1} = 180 \text{ [in H}_2\text{O] max.}$$

-Flujo de vapor:

$$W \left[\frac{lb}{h} \right] = 359SD^2 \sqrt{h\gamma_f}$$

Donde:

S = factor de forma (función de β)

D = diámetro de la tubería en función de la cédula

h = presión diferencial [in H₂O]

W = caudal

Datos:

W = 65000 [lb/h]

Diámetro externo de la tubería 8"

Cédula = 80

d = 4.95" diámetro de la placa de orificio.

Entonces diámetro interno de la tubería según Tabla A-4 = D = 7.625"

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{4.95}{7.625} = 0.65$$

Entonces factor de forma $S = 0.2879$

P = 350 [PSI]

$$h = \left(\frac{W}{359SD^2} \right)^2 \frac{1}{\gamma_f}$$
$$h = \left(\frac{65000}{359 * 0.2879 * 7.625^2} \right) \frac{1}{0.754}$$
$$h = 155.17 \text{ [in H}_2\text{O]}$$

Una vez instalados los transmisores, nos encontramos con la necesidad de recalcular los valores para el cálculo de h (o llamado también diferencia de presión ΔP) para poder configurar adecuadamente los transmisores ya que la carga nominal a la que trabaja el caldero es diferente.

- Flujo de vapor (recalculado):

$$W_{max} = 77000 \text{ [lb/h]} = 35000 \text{ [kg/h]}$$

$$W_{nom} = 53900 \text{ [lb/h]} = 24500 \text{ [kg/h]}$$

entonces recalculando

Datos:

$$W = 77000 \text{ [lb/h]} = 35000 \text{ [kg/h]} \text{ max}$$

Diámetro de la tubería 8"

Cédula = 80

d = 4.95" diámetro de la placa de orificio.

Entonces diámetro interno de la tubería según Tabla A-4 = D = 7.625"

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{4.95}{7.625} = 0.65$$

Entonces factor de forma $S = 0.2879$
 $P = 350 \text{ [PSI]}$

$$\gamma_f = \text{peso específico [lb/ft}^3\text{]} = 0.754$$

$$h = \left(\frac{W}{359SD^2} \right)^2 \frac{1}{\gamma_f}$$

$$h = \left(\frac{77000}{359 * 0.2879 * 7.625^2} \right)^2 \frac{1}{0.754}$$

$$\Delta P = 227.74 \text{ [in H}_2\text{O]max}$$

$$h = \left(\frac{53900}{359 * 0.2879 * 7.625^2} \right)^2 \frac{1}{0.754}$$

$$\Delta P = 111.59 \text{ [in H}_2\text{O] nominal}$$

- Flujo de agua

$$Q_{\max} = 132000 \frac{lb}{h} = 60000 \frac{kg}{h} = 250 \frac{gal}{min} \text{ (máximo)}$$

$$Q_{\text{nom}} = 52800 \frac{lb}{h} = 24000 \frac{kg}{h} = 100 \frac{gal}{min} \text{ (nominal)}$$

$d = 2.175$ " diámetro del orificio de la placa.

Cédula = 80

Entonces de tabla A4 el Internal Diameter ID de la tubería $D = 2.90$ ".

$T = 90^\circ \text{ C}$ temperatura del agua de alimentación.

$$\beta = \frac{d}{D} = \frac{2.175}{2.900} = 0.75$$

Entonces:

$$h = \left(\frac{QG_1}{5.667SD^2} \right)^2 \frac{1}{Gf}$$

Para $\beta = 0.75$ se tiene un $S = 0.4222$ (tabla 4.2)

$$h = \left(\frac{250 * 1}{5.667 * 0.4222 * 2.9^2} \right)^2 \frac{1}{1} = 156.45 \text{ [in H}_2\text{O] maximo.}$$

$$\Delta P = 156.45 \text{ [in H}_2\text{O] max.}$$

$$h = \left(\frac{100 * 1}{5.667 * 0.4222 * 2.9^2} \right)^2 \frac{1}{1} = 75.6 \text{ [in H}_2\text{O] nominal}$$

$$\Delta P = 75.6 \text{ [in H}_2\text{O] nom.}$$

A continuación se indica el procedimiento del acondicionamiento matemático de las señales de los caudales para los cuales fueron seteados los transmisores, con el propósito de ingresar estas señales al controlador en unidades de ingeniería compatibles, para poder operar adecuadamente con las señales.

Este acondicionamiento se lo realizó mediante un estudio minucioso del rendimiento del caldero.

A cada señal de corriente DC que se recibe de los transmisores, es necesario escalarlas con una ganancia tal que a cada una de ellas a partir de este momento el controlador las mire como niveles de porcentaje. Entonces tenemos:

	RANGO DEL CAUDAL	RANGO DE TRANSMISION	RANGO DE ENTRADA AL TRANSMISOR	FACTOR DE GANANCIA
VAPOR	0 - 35 Ton/h	4 - 20 mA	0 - 100 %	0.35
AGUA	0 - 60 Ton/h	4 - 20 mA	0 - 100 %	0.6

La pendiente de la recta del agua

$$m = \frac{\Delta\%}{\Delta caudal} = \frac{100}{60} = 1,66$$

por lo tanto la ecuación de la recta

$$\text{flujo de agua en \%} = 1.66 * \text{caudal de agua en [ton/h]}.$$

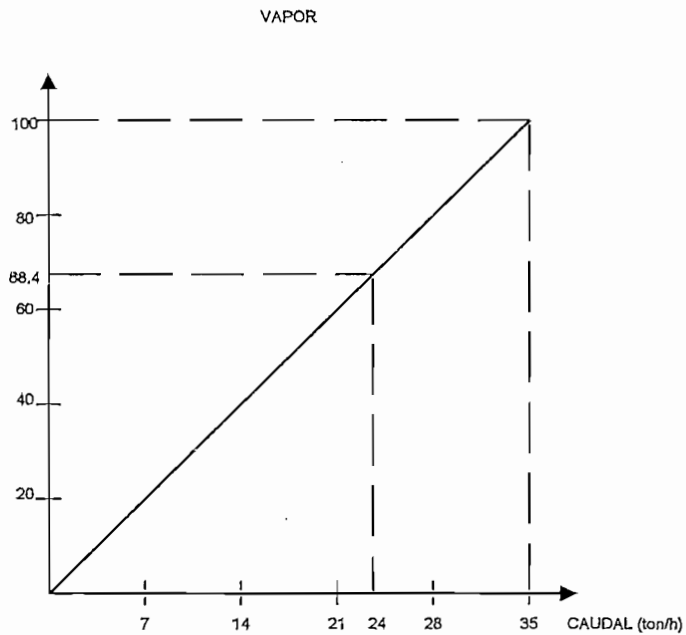
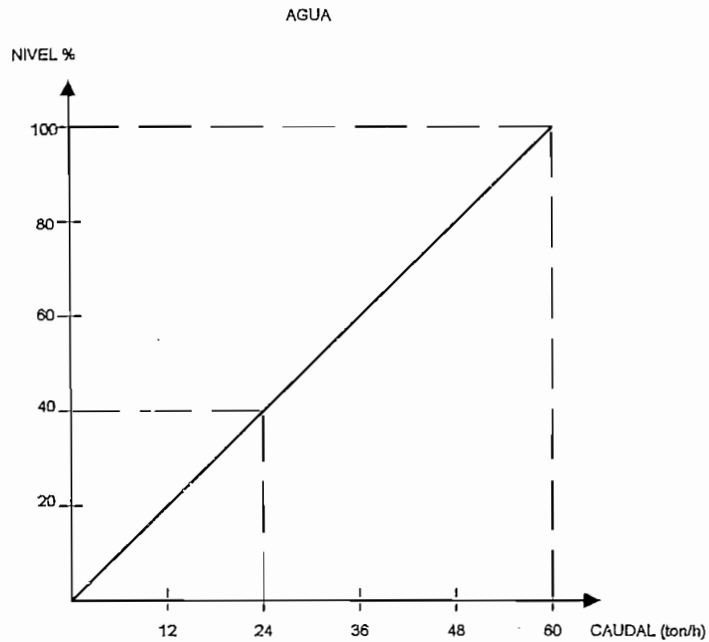


Figura 2.8 Acondicionamiento de las señales de flujo de agua y de vapor

La pendiente de la recta del vapor

$$m = \frac{\Delta\%}{\Delta caudal} = \frac{100}{35} = 2.85,$$

por lo tanto la ecuación de la recta

$$\text{flujo de vapor en \%} = 2.85 * \text{caudal de vapor en [ton/h]}.$$

Entonces para el trabajo en condiciones nominales se tiene:

	ΔP COLUMNA DE AGUA [in H ₂ O]	CAUDAL ton/h	SEÑAL DEL TRANSMISOR [mA]	ENTRADA AL CONTROLADOR EN %	GAIN	LECTURA DEL CONTROLADOR EN [ton/h]
VAPOR	111.59	24	14.968	39.84	0.6	24
AGUA	75.6	24	10.41	68.4	0.35	24

Obteniéndose de esta manera una adecuada correspondencia de las lecturas con las que el controlador va a trabajar.

Adicionalmente como ya se había mencionado, existen 2 efectos desestabilizantes en el control de nivel de agua del domo que se producen en el arranque y la parada de la molienda, es decir un incremento en la demanda de vapor causará una caída de la presión, que a su vez reduce la temperatura de saturación, permitiendo que las burbujas de agua se incrementen causando aparentemente un incremento en el nivel de agua, este efecto se lo conoce como el hinchamiento. El proceso inverso que se produce cuando para la molienda se lo conoce en cambio como encogimiento, que se produce cuando aumenta la presión dentro del domo.

En el siguiente cuadro se explica el comportamiento del nivel de agua para las diferentes etapas del proceso en el ingenio.

PROCESO DE LA PLANTA	FLUJO DE VAPOR	PRESION	TEMPERATURA DE SATURACION	NIVEL DEL AGUA
ARRANQUE TURBINAS HINCHAMIENTO	SUBE	BAJA	BAJA	SUBE
PARADA TURBINAS ENCOGIMIENTO	BAJA	SUBE	SUBE	BAJA

Por tanto para lograr el control combinado de tres y un elemento que explicamos anteriormente, es necesario fijar límites de operación de cada modo de trabajo, lo cual se logra asignando alarmas asociadas al nivel de agua que se anticipen a una operación peligrosa del caldero.

La configuración de las alarmas se detallan en el siguiente capítulo, sin embargo en la figura 2.9 se presenta una idea general de cómo van a ser implementadas:

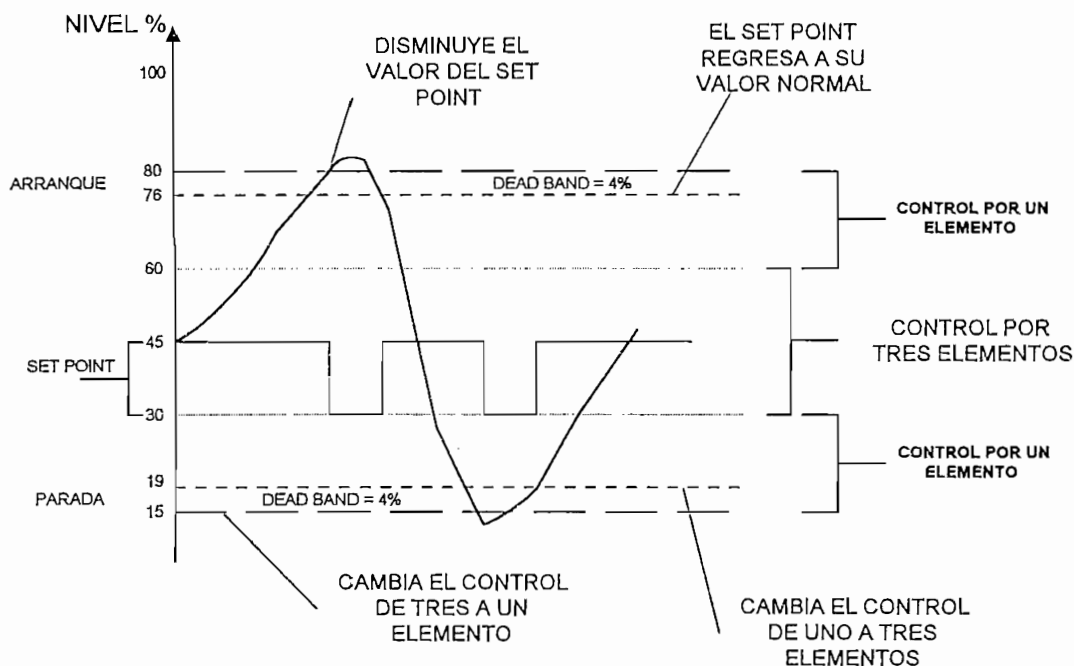


Figura 2.9 Esquema lógico para la implementación de alarmas

2.6 IMPLEMENTACIÓN DE LAS CONEXIONES ELÉCTRICAS PARA EL CONTROLADOR 743CB.

Obviamente la programación estructurada (software) cargada al controlador no puede funcionar sin una correcta configuración de conexiones que polaricen y protejan al microcontrolador, permitiéndole trabajar con toda su potencialidad.

Para esto se construyó un panel de conexiones junto al microcontrolador como se indica en la figura 2.10 y cuyo detalle se puede ver en el gráfico titulado **diagrama del panel de conexiones sheet 1 of 3**. En este panel se incorporó una unidad de energía de respaldo UPS con capacidad para abastecer durante 60 minutos de energía de reserva al controlador en caso de falla del sistema

general de la planta. Así mismo mediante riel DIN se implementó los puntos de bornera de los cuales salen los cables de alimentación del controlador (fuente DC de 24V) y llegan las salidas lógicas de alarma del controlador que comandan una tarjeta de relés que constituyen el circuito de potencia para la alimentación de los focos y sirena tanto para alarma de bajo nivel como de alto nivel.

El detalle de estas conexiones se encuentra en los gráficos titulados **diagrama de la bornera de conexiones (sheet 2 of 3)** y **diagrama del circuito de alarmas (sheet 3 of 3)** donde se sigue la secuencia de la implementación de los circuitos de polarización y de potencia.

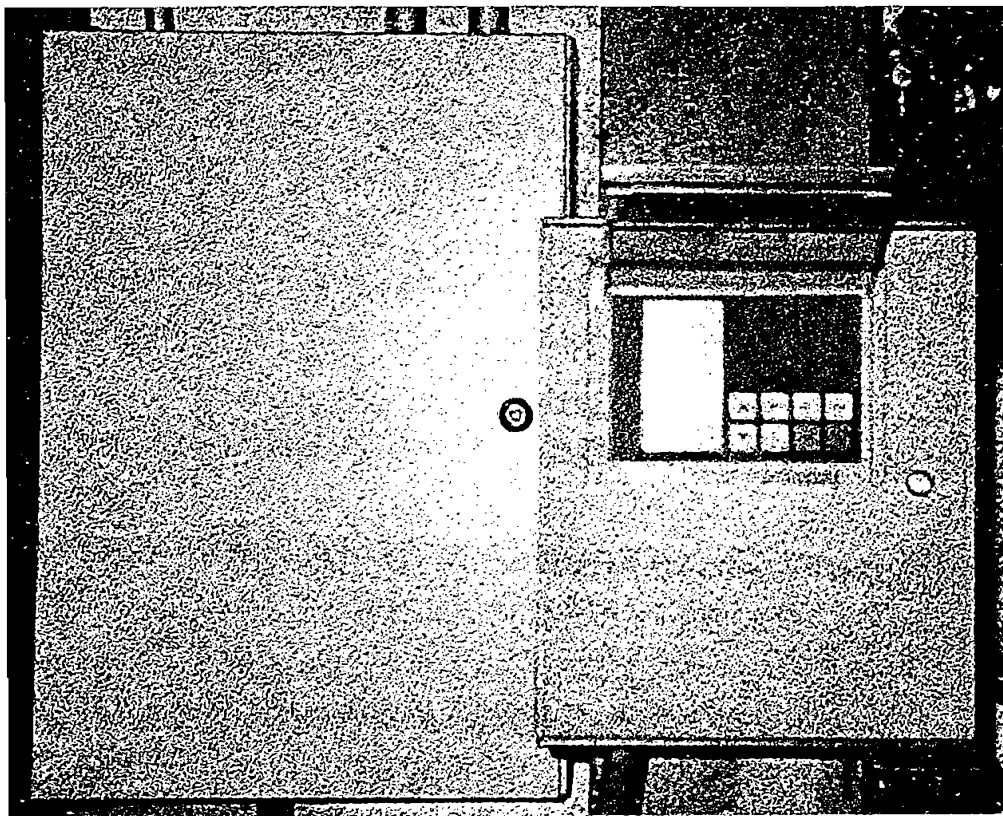


Figura 2.10 Montaje del controlador con el panel de conexiones

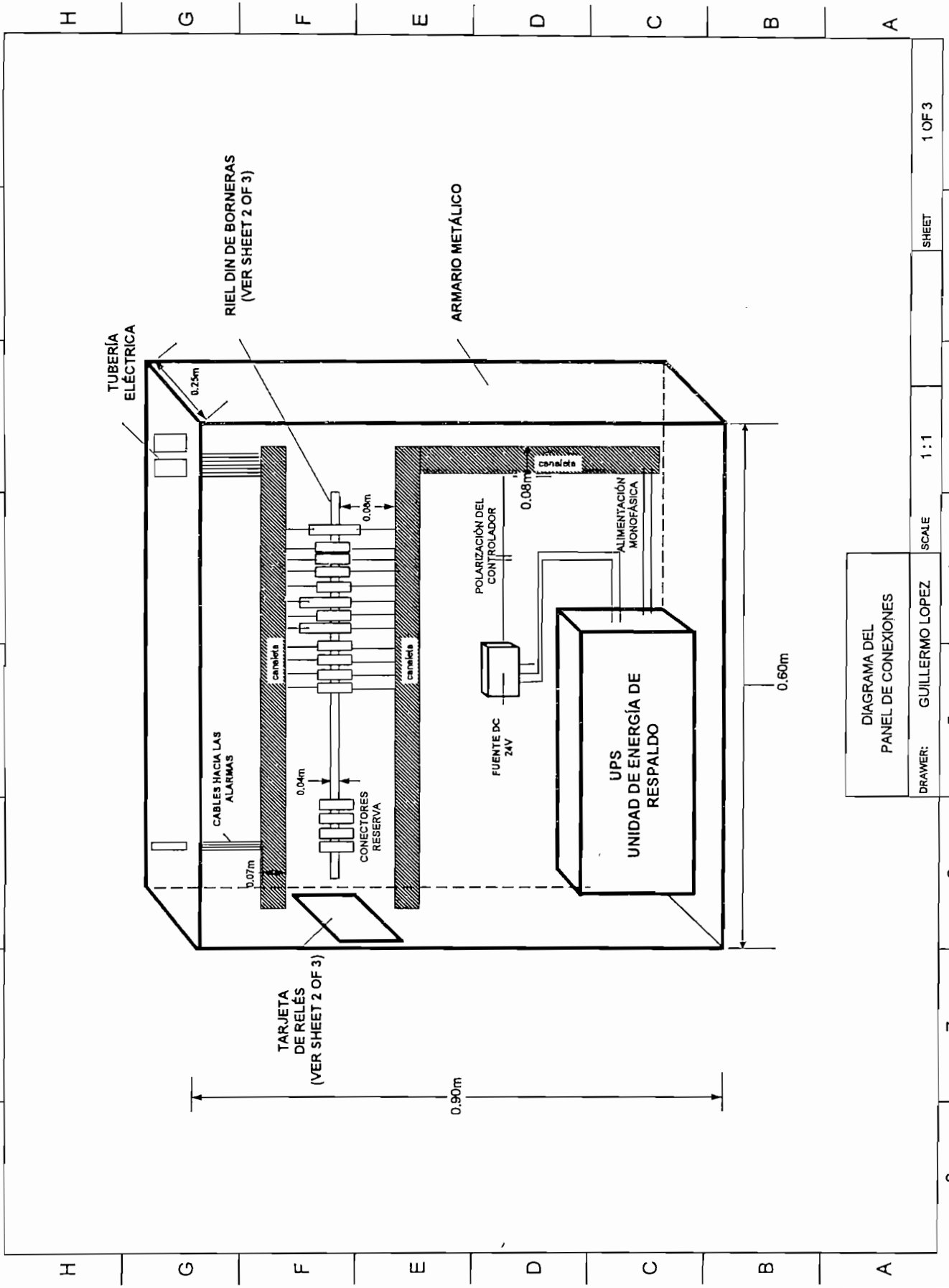


DIAGRAMA DEL
 PANEL DE CONEXIONES

DRAWER: GUILLERMO LOPEZ

SCALE 1:1

SHEET

1 OF 3

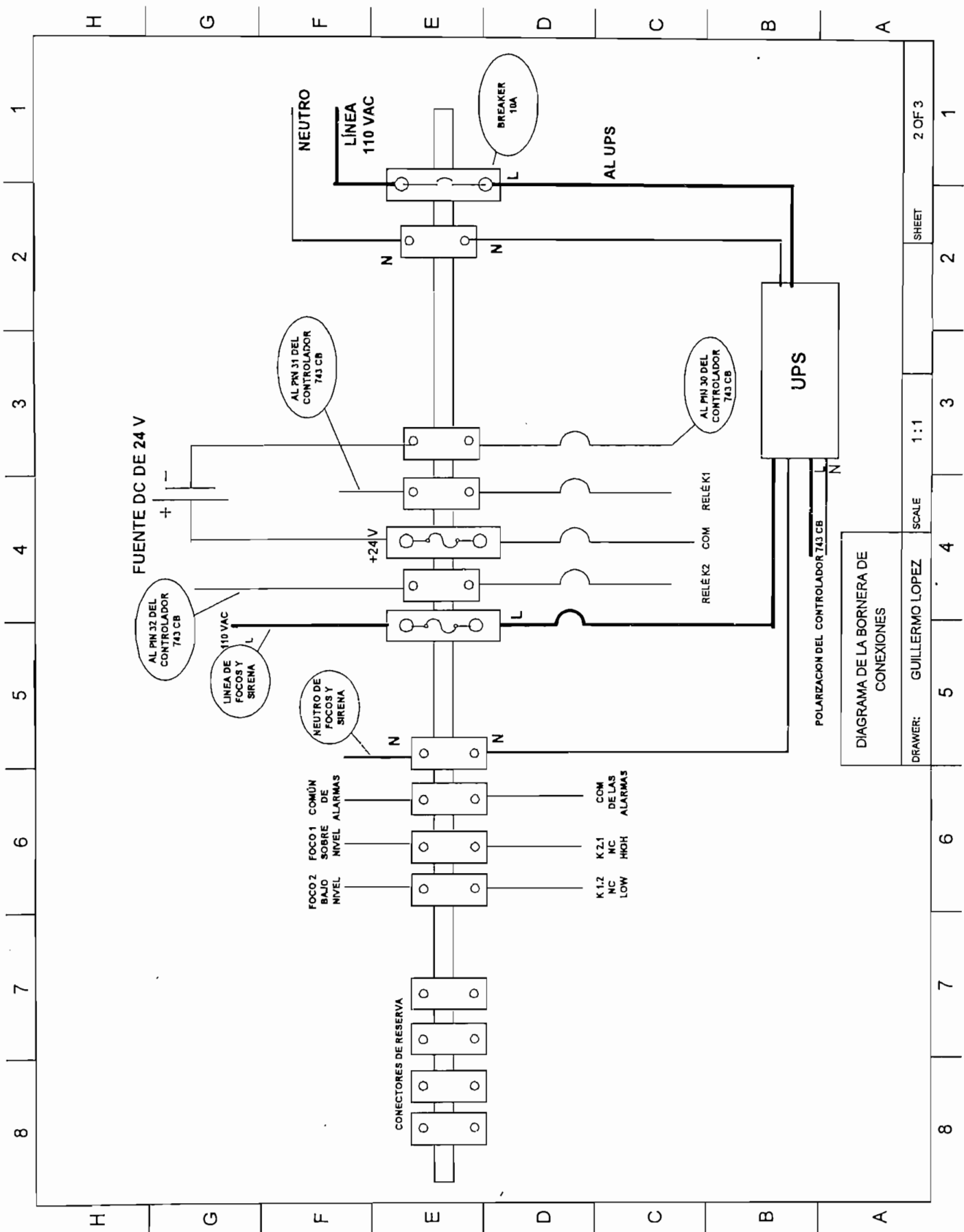


DIAGRAMA DE LA BORNERA DE CONEXIONES

DRAWER: GUILLERMO LOPEZ

SCALE 1:1

SHEET

2 OF 3

CAPITULO 3

DESCRIPCION Y CONFIGURACION DEL HARDWARE PARA EL CALDERO DE IANCEM

Una vez que se ha descrito la función que desempeña, en el proceso de producción de azúcar, un control adecuado de nivel de agua en el domo del caldero, el paso a seguir es la selección de los elementos más adecuados para la obtención de las medidas de las variables involucradas en el sistema, la elección del controlador, así como la adquisición de datos, la transmisión de los mismos hacia el computador y la visualización y puesta en marcha de la interface hombre – máquina.

La correcta elección de la instrumentación permitirá obtener un sistema confiable y seguro, que cumpla con las especificaciones necesarias para el funcionamiento adecuado del sistema de control.

Para cumplir con la estructura de un sistema de control localizado combinado con el sistema de control distribuido ya existente, se necesita instalar los siguientes elementos primarios:

- El *grupo sensor/transmisor* que será encargado de obtener y transmitir las medidas desde el campo hacia el controlador y a la estación de ingeniería.
- El *conjunto de actuadores*, que regularán la alimentación de agua al domo del caldero.
- Un *controlador digital localizado* con la capacidad necesaria de entradas y salidas para asumir el control de las variables involucradas.
- Un *computador* para implementar la visualización del proceso.

Estos elementos primarios son indispensables para equipar el sistema de control requerido.

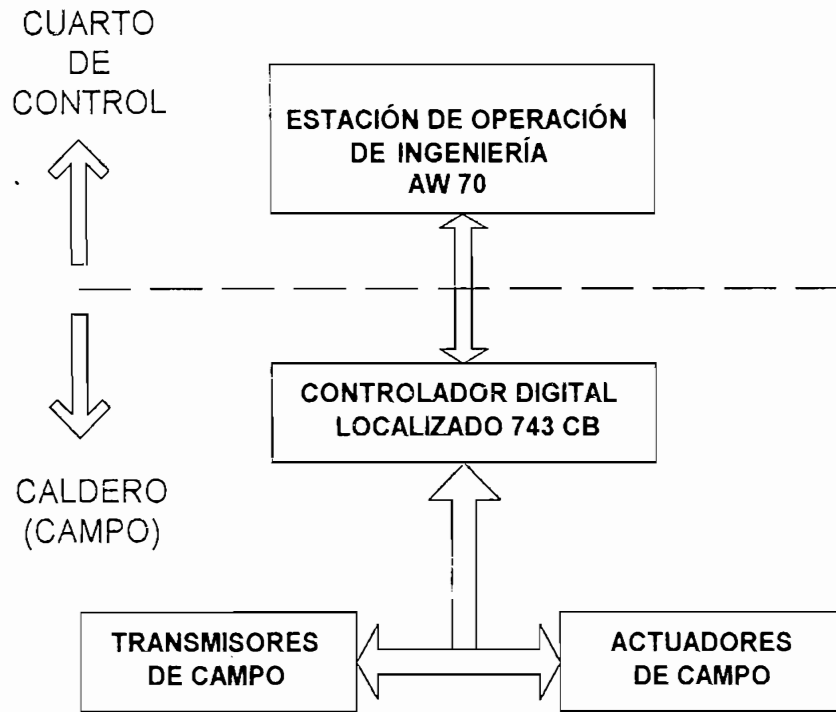


Figura 3.1 Esquema de control del caldero

3.1 GRUPO SENSOR / TRANSMISOR

En el control de procesos industriales, tiene suma importancia la correcta medición de los valores que tienen las variables en un determinado instante.

Un factor relevante es el hecho de que estas mediciones sean lo más cercanas al valor real, se adquieran en el menor tiempo posible y puedan ser transmitidas de una manera rápida y confiable hacia la estación que realizará el control electrónico.

Otra característica importante en la elección de los transmisores a ser utilizados es su resistencia a la corrosión y a peligros de explosión (explosion proof) ya que

trabajarán en ambientes que no son favorables debido a la cantidad de ceniza, agua e impurezas que se encuentran en el aire circundante a la zona, así mismo es recomendable que los transmisores estén equipados con dispositivos de *surge protection* para proteger el equipo de posibles descargas eléctricas (anexo 2). Entonces, el transmisor que se necesita debe tener todas estas cualidades y otra específicas dependiendo de la variable que va a ser sensada.

La elección se hace, tomando en cuenta, además de las especificaciones antes mencionadas, la distancia existente entre el sitio de la toma de medidas y el módulo de entradas y salidas remotas que acondicione la señal para que ingrese al controlador.

La correcta elección del sistema de transmisión de datos reduce considerablemente el costo por cableado y asegura alta confiabilidad en los datos adquiridos en la estación de control.

Como la empresa ofertante del presente proyecto es representante en el Ecuador de FOXBORO, el software y la instrumentación a implementarse son de dicha marca, la cual posee una completa gama de equipos con todas las características posibles según la aplicación; todo esto enmarcado dentro de su línea de fabricación denominada SERIES I/A DE FOXBORO.

Por consiguiente, el estudio de los equipos se centrará en dispositivos de esta marca, primeramente haciendo una descripción general para luego especificar su utilización en el presente proyecto.

3.2 TRANSMISORES DE PRESION DIFERENCIAL.

3.2.1 DESCRIPCION.

El transmisor de presión IDP10-I se utiliza en la medición de flujos de masa mediante la diferencia entre dos presiones aplicadas a los lados opuestos de un microsensor de silicio, ensamblado en el transmisor, que mide la tensión (strain

gauge). Este microsensor convierte la presión diferencial en cambio de resistencia.

La resistencia variable es luego convertida a una señal de corriente de 4 a 20 mA proporcional a la presión diferencial.

Esta señal se transmite luego a los receptores remotos a través de los mismos dos cables que alimentan de energía a los circuitos electrónicos del transmisor.

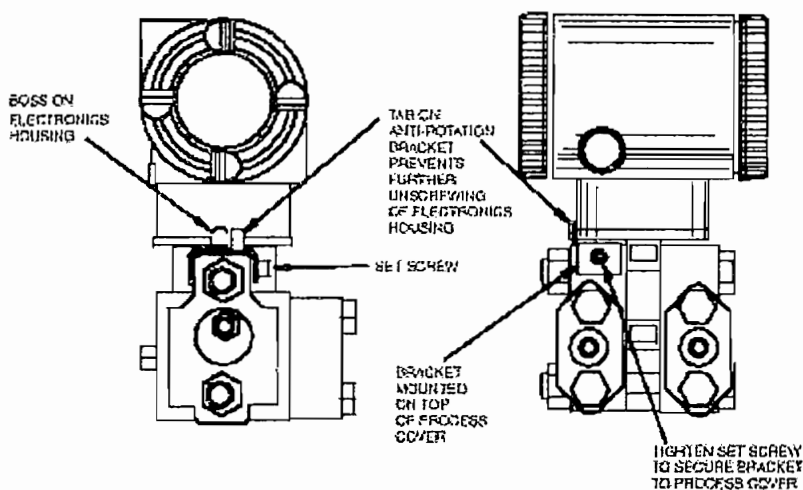


Figura 3.2 Presentación del transmisor de presión diferencial IDP10-A20

Transmisores de presión diferencial para medición de flujo

Modelo: IDP10-A20

Span: 28 a 840 in de H₂O (para medición de flujos)

Span: 0.5 a 30 in de H₂O (para medición de nivel)

Así mismo para la medición de presión se utilizó el transmisor de presión diferencial IGP10-A20, que al igual que el anterior, entrega una señal de salida analógica 4 a 20 mA, que corresponde a la presión absoluta medida en el domo. Las especificaciones completas de estos transmisores se dan en el Anexo 3.

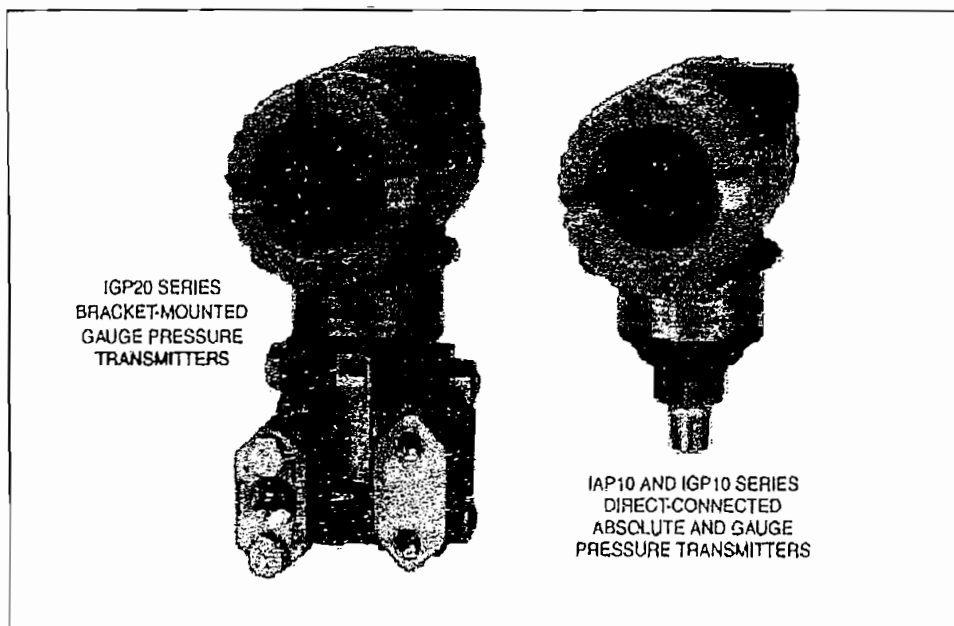


Figura 3.3. Presentación del transmisor de presión diferencial IGP10 A-20

Transmisor de presión diferencial

Modelo: IGP10-A20

Span: 100 a 300 psi

Aplicación: medición de la presión absoluta del domo del caldero

3.2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

Los transmisores combinan un circuito sensor integrado con circuito electrónico basado en un microprocesador. La red de comunicaciones permite la lectura de las medidas tanto en el campo como remotamente utilizando el controlador 743CB o la computadora. Aunque existe la versión de transmisores inteligentes que permiten el acceso a la reconfiguración del instrumento, desde la computadora, a través de los mismos dos alambres usados para alimentar eléctricamente al instrumento, por efectos de costos IANCEM decidió adquirir transmisores que sean capaces de ser calibrados solamente en el campo.

El sensor de estado sólido consiste en un circuito puente de Wheatstone el cual está difuso en el chip de silicio; en consecuencia, llega a ser parte de la estructura atómica del silicio.

A medida que una presión es aplicada al diafragma del circuito integrado, como se muestra en la figura 3.4 , una tensión se crea entre los resistores del puente.

Por efectos piezoresistivos creados por esta tensión que altera el valor de las resistencias en las ramas del puente, se produce una diferencia de voltaje proporcional a la presión. Esta señal de tipo eléctrico es luego acondicionada en los circuitos electrónicos que posee el transmisor a niveles de corriente de 4 a 20 mA.

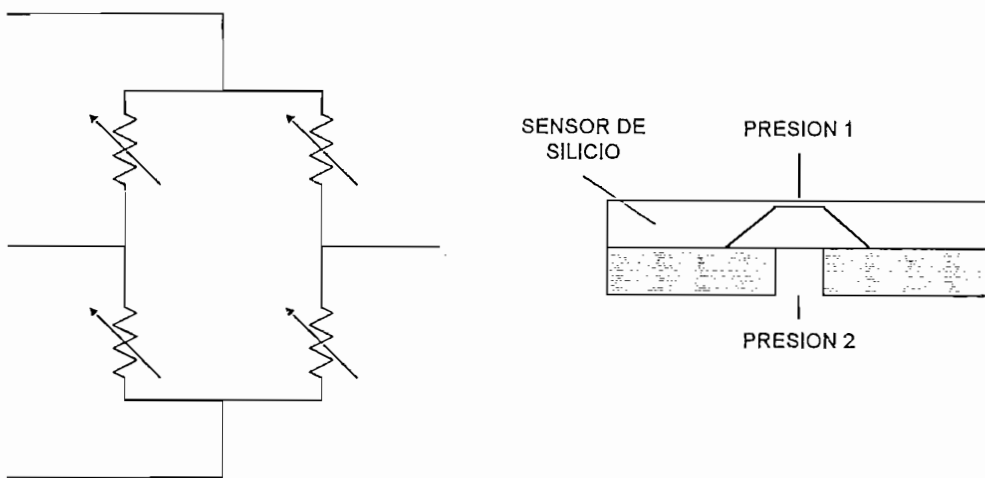


Figura 3.4 a) Puente de Wheatstone b) Sensor de presión

Estos sensores poseen un gran rango de trabajo en diferentes modelos que presenta la fábrica, los cuales debido a su construcción resistente y pueden realizar la medición desde 0.13 psi (0.008atm) hasta el valor de 3000 psi (204atm).

3.2.3 CALIBRACION Y CONFIGURACION.

Existen varios métodos de calibración para los transmisores. La calibración de fábrica se realiza con fuentes ajustables de aire a presión, lo que no está al alcance de la realidad del proyecto.

Otro sistema es el de calibrar el equipo con una fuente de voltaje variable de 12.5 a 42 V dc, un voltímetro con capacidad de lectura de 1.000 (uno) V dc a 5.000 (cinco) V dc, es decir con una precisión de una milésima de voltio. Y finalmente el sistema que se utilizó ya que no necesita de instrumentación adicional es la que se describe a continuación.

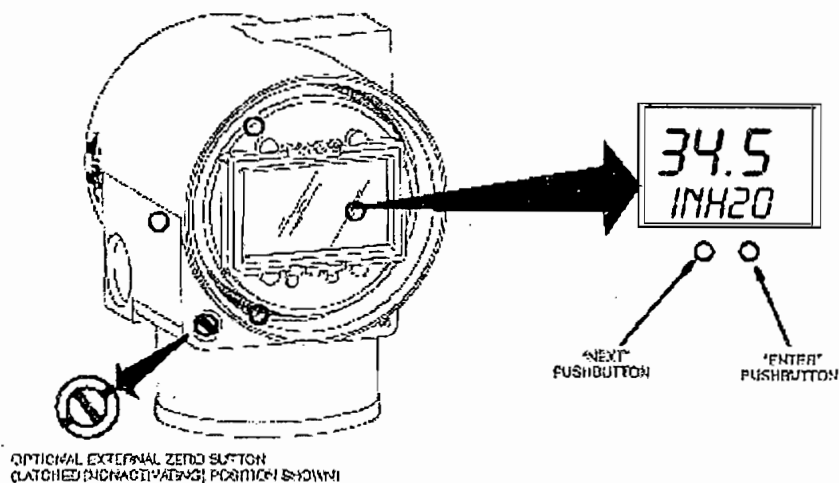


Figura 3.5 Módulo de display local

3.2.4 CALIBRACIÓN Y CONFIGURACIÓN UTILIZANDO EL DISPLAY LOCAL.

Es muy importante indicar que para realizar la calibración y configuración de campo utilizando el display local, el lazo de control debe ser colocado en mando manual, ya que el transmisor sale de línea mientras está siendo configurado.

luego presionar la tecla ENTER. El display mostrará entonces, el primer punto de calibración.

Una vez ajustado el primer ítem a los requerimientos del usuario, se presiona NEXT para acceder al segundo punto de calibración y así sucesivamente, hasta completar con los ítems que contempla el menú de calibración.

Los parámetros mostrados en la Tabla 3.1, son los parámetros de calibración.

Tabla 3.1 Menú de calibración de los transmisores

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
ZERO	Ajusta el cero al valor deseado.
SPAN	Define la longitud o rango de la medida
ADJ 4MA	Ajusta la salida nominal de 4 mA
ADJ20MA	Ajusta la salida nominal de 20 mA
La instrucción ADJ4MA genera el siguiente submenú:	
A 4MA $\Delta\Delta$	Incrementa la salida de 4 mA en pasos grandes (25 uA)
A 4MA $\nabla\nabla$	Decrementa la salida de 4 mA en pasos grandes
A 4MA Δ	Incrementa la salida de 4 mA en pasos pequeños (1 uA)
A 4MA ∇	Decrementa la salida de 4mA en pasos pequeños
La instrucción ADJ20MA genera el siguiente submenú:	
A 20MA $\Delta\Delta$	Incrementa la salida de 20 mA pasos grandes
A 20MA $\nabla\nabla$	Decrementa la salida de 20mA en pasos grandes
A 20MA Δ	Incrementa la salida de 20 mA en pasos pequeños
A 20MA ∇	Decrementa la salida de 20 mA en pasos pequeños

Antes de que los valores de calibración sean guardados, el display muestra el mensaje CANCEL que descarta los cambios programados y retorna al instrumento a su trabajo en línea.

Si los cambios realizados están correctos, se guardan presionando ENTER cuando en el display se lea SAVE y luego, el instrumento se pone en línea.

b) Modo de configuración

El acceso a este modo de trabajo del transmisor se realiza de la misma manera como se ingresa al modo de calibración.

Cuando el transmisor se encuentra en su modo normal de operación, se ingresa al modo de selección presionando la tecla NEXT. El display entrega el mensaje CALIB. Si presiona la tecla ENTER, en este punto, el display mostrará el primer ítem del modo de configuración.

El procedimiento para configurar parámetros es el siguiente:

Utilizando la tecla NEXT se busca el parámetro que se desea configurar y la tecla ENTER reconoce la selección. En cualquier parte del proceso de configuración, se puede cancelar la configuración (mensaje CANCEL en el display) y el transmisor volverá a su modo de operación normal o, por otro lado, guardar dichos cambios, luego de lo cual, el transmisor también vuelve a su modo de operación:

Los parámetros susceptibles de configurar son los que a continuación se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Menú de configuración del IDP10 y del IGP10

Ítem	Descripción	Configuración inicial de fábrica
EX ZERO	Cero externo; habilitado o deshabilitado	Enable
OUT DIR	Sentido de la salida análoga; directa o reversa.	Forward
OUT MODE	Tipo de salida; lineal o raíz Cuadrada	Lineal
OUTFAIL	Modo de salida en caso de falla; alto o bajo	High
DAMPING	Ninguno, 2-, 4-, u 8-segundos	None
EGUDISP	Unidades de ingeniería definidas por el usuario	EGU DIS
Al habilitar	la opción EGUDISP se genera el siguiente submenú	

LABEL	Etiqueta definida por el usuario para el display	PERCENT
EGU FMT	Espacios decimales; 1,2 ó 3	000.0
EGU LRV	Límite inferior del rango definido por el usuario	0.0
EGU URV	Límite superior del rango definido por el usuario	100.0

3.2.5 CONFIGURACIÓN DE LOS TRANSMISORES PARA EL PROYECTO DEL CALDERO.

Los valores de calibración de fábrica del instrumento no fueron alterados por dos razones fundamentales:

La calibración realizada en fábrica es extremadamente confiable y además, antes del embarque, el cliente puede verificar el estado de funcionamiento del equipo adquirido en Boston Massachusetts al realizarse las denominadas pruebas de fabricación. La otra razón es que para alterar los valores de calibración de fábrica se necesitan fuentes de aire comprimido que sean lo suficientemente exactas para utilizarlas como patrón de calibración, lo cual es muy difícil de conseguir.

Los parámetros de configuración del equipo para el presente proyecto son:

Para el transmisor de caudal de vapor FVT:

<i>Item</i>	<i>Configuración</i>
EX ZERO	Disable
OUTDIR	Forward
OUTMODE	Sq Root
OUTFAIL	High
DAMPING	2 segundos
EGUDISP	Ton/h
LABEL	Ton/h
EGU FMT	000.0
EGU LRV	0.0

EGU URV	227.0 (in H ₂ O)
---------	-----------------------------

Para el transmisor de caudal de agua FAT:

<i>Item</i>	<i>Configuración</i>
EX ZERO	Disable
OUTDIR	Forward
OUTMODE	Sq Root
OUTFAIL	Low
DAMPING	4 segundos
EGUDISP	Ton/h
LABEL	Ton/h
EGU FMT	000.0
EGU LRV	0.0
EGU URV	156.45 (in H ₂ O)

Para el transmisor de nivel LT.

<i>Item</i>	<i>Configuración</i>
EX ZERO	Disable
OUTDIR	Forward
OUTMODE	Linear
OUTFAIL	High
DAMPING	8 segundos
EGUDISP	%
LABEL	%
EGU FMT	000.0
EGU LRV	0.0
EGU URV	100.0 %

Para el transmisor de presión PT.

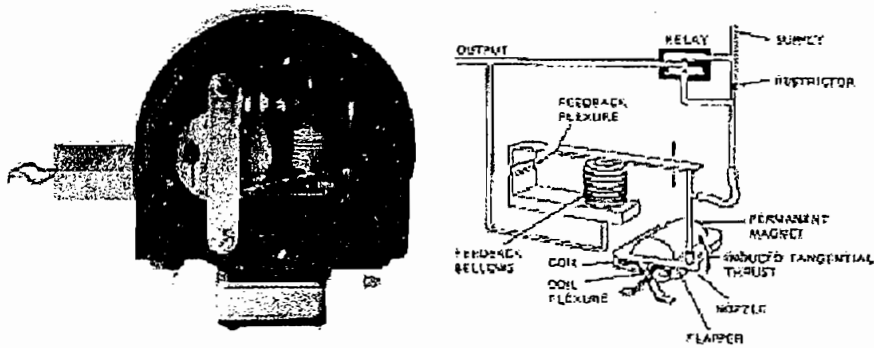


Figura 3.7a El convertidor I/P con su mecanismo de trabajo

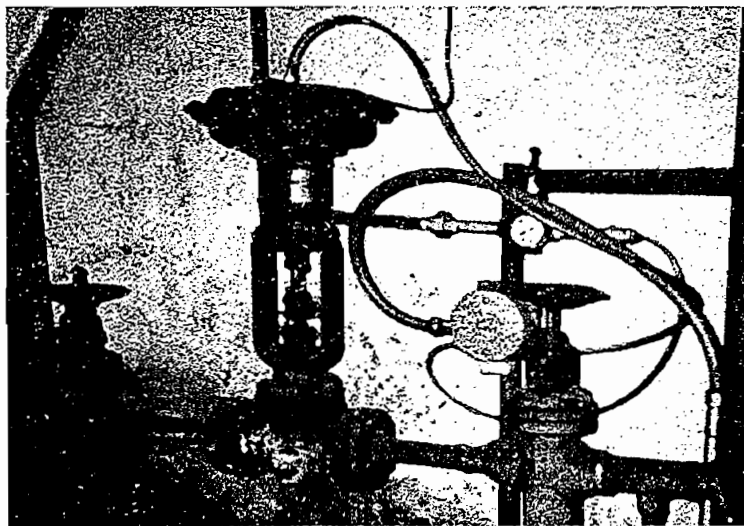


Figura 3.7b El convertidor I/P junto a la válvula de recirculación

Estos convertidores trabajan para un rango de 4 a 20 mA y de 3 a 15 psi. Posee dos modos de operación INC/INC (la señal neumática se incrementa si la señal eléctrica se incrementa) e INC/DEC (la señal neumática decrece si la señal eléctrica se incrementa). Como el controlador se configura en acción de control INC/DEC debido a que el controlador disminuye su señal salida (señal de corriente) cuando el nivel de agua sube, los convertidores I/P deben ser configurados en modo de trabajo INC/DEC para que pueda existir el control lógico en la válvula que es normalmente abierta. En el siguiente cuadro se explica esta lógica.

NIVEL	SEÑAL QUE RECIBE EL CONTROLADOR	SEÑAL QUE ENVÍA EL CONTROLADOR O RECIBE EL I/P	SEÑAL QUE ENVÍA EL I/P O QUE RECIBE LA VÁLVULA	ESTADO DE LA VÁLVULA
MÁXIMO	15 mA	Mínima 4mA	Máxima 15 psi	Cerrada
MINIMO	4 mA	Máxima 20mA	Mínima 3 psi	Abierta

INC/DEC

INC/DEC

Las especificaciones puntuales de este equipo se encuentran en el Anexo 4.

3.4 EL MICROCONTROLADOR DE CAMPO 743CB DE FOXBORO.

Este controlador es un instrumento autocontenido y de lazo único basado en microprocesador con capacidad para control en cascada. Monitorea y controla continuamente un proceso de acuerdo con los algoritmos configurados.

Dispone de visualización gráfica continua del punto de consigna, de la medición y de la salida, así como de la visualización alfanumérica de estas variables. Además, proporciona rápidamente al operador los valores y estados de parámetros de control seleccionados.

Todos los ajustes se hacen en la parte frontal del controlador, por lo que no hace falta que el operador retire el controlador del panel.

3.4.1 MODOS DE OPERACIÓN.

El controlador opera en uno de los tres modos siguientes: NORMAL, READ o SET.

En modo NORMAL, el controlador realiza funciones de control usuales.

En modo READ, el operador puede leer el valor o estado de los distintos parámetros de control.

En modo SET, el operador puede cambiar los parámetros que la configuración del controlador asigna como ajustable por el operador.

Independientemente del modo en que esté el controlador, este sigue monitoreando y controlando continuamente el proceso (salvo durante los cambios de configuración)

3.4.2 AJUSTES Y CONTROLES POR EL OPERADOR.

El panel frontal incluye todos los ajustes y controles que deberá manipular el operador: un visualizador alfanumérico, un visualizador gráfico y un teclado, figura 3.8.

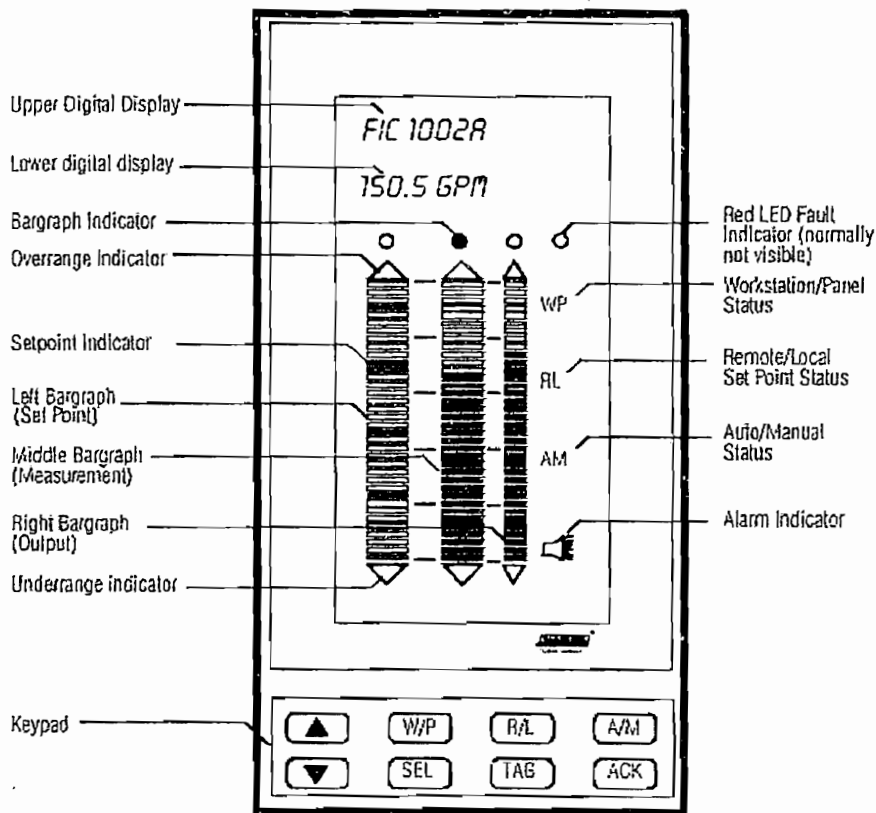


Figura 3.8 Panel frontal del controlador

3.4.3 VISUALIZADOR ALFANUMÉRICO.

El visualizador alfanumérico consiste en dos líneas de nueve caracteres (o espacios) cada una.

En Operación Normal, la línea superior muestra una línea de texto ASCII de nueve caracteres utilizada para la identificación del lazo, mientras que la línea inferior muestra el valor de cualquiera de las barras que esté señalada por el indicador en ese momento.

En los modos READ y SET, la línea superior suele mostrar una categoría de parámetro de control y la línea inferior secuencia los detalles específicos de dicha categoría.

En la tabla 3.3 se presenta la interpretación del visualizador gráfico:

Tabla 3.3. Visualizador gráfico.

BARRAS	INDICAN DE IZQUIERDA A DERECHA, EL PUNTO DE CONSIGNA, LA MEDICIÓN, LA SALIDA. LAS BARRAS SON SIEMPRE VISIBLES, SALVO DURANTE LA CONFIGURACIÓN, CALIBRACIÓN O COMPROBACIÓN DEL CONTROLADOR
PUNTO IDENTIFICADOR DE LA BARRA SELECCIONADA	INDICA LA BARRA CUYO VALOR NUMÉRICO ESTÁ SIENDO MOSTRADO EN LA LINEA INFERIOR DEL VISUALIZADOR ALFANUMÉRICO(VER DETALLES EN LAS TABLAS 3,4 Y 3.5)
INDICADORES DE FUERA DE ESCALA	SE ILUMINAN SIEMPRE QUE EL VALOR DE LA BARRA APLICABLE ES INFERIOR AL 0% O SUPERIORES AL 100%. PARPADEAN CON VALORES INFERIORES AL 2% O SUPERIORES AL 102%.
INDICADOR DE ALARMA	AVISA AL OPERADOR DE UNA CONDICIÓN DE ALARMA
INDICADORES DE ESTADO	DESIGNA EL ESTADO DE LAS FUNCIONES DE W/P R/L Y A/M. R Y L SE ILUMINAN AL VISUALIZARSE EL CONTROLADOR SECUNDARIO (FIJAS EN CASCADA E INTERMITENTES SIN CASCADA). W PARPADEA AL INTERRUPIR LA COMUNICACIÓN EN SERIE.
INDICADOR DE FALLO DEL CONTROLADOR	PARPADEA EN CASO DE FUNCIONAMIENTO DEFECTUOSO DEL CONTROLADOR

Todos los términos visualizados en modos READ y SET se encuentran listados en el manual del controlador del Anexo 5.

3.4.4 TECLADO.

El teclado se compone de ocho teclas. Tres de ellas son teclas de estado de función fija y las otras cinco son teclas multifunción. Ver tabla 3.4 y figura 3.9.

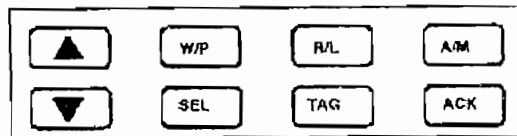


Figura 3.9 Teclado del controlador

Tabla 3.4 Función de las teclas.

TECLA	DESCRIPCION
W/P	SEGÚN LA CONFIGURACIÓN PERMITE MONITOREAR EL PROCESO DESDE LA CONSOLA DEL OPERADOR (WORKSTATION) DE UN ORDENADOR O DESDE EL PANEL FRONTAL DEL CONTROLADOR
R/L	SEGÚN LA CONFIGURACIÓN, PERMITE AL OPERADOR SELECCIONAR UN PUNTO DE CONSIGNA REMOTO O LOCAL
A/M	SEGÚN LA CONFIGURACIÓN PERMITE AL OPERADOR SELECCIONAR EL CONTROL MANUAL O AUTOMÁTICO
TAG	1. SE USA PARA IR DE UNA OPERACIÓN NORMAL A LA OPERACIÓN READ. SI SE HA CONFIGURADO UN TOGGLE, SE PUEDE ACCEDER DIRECTAMENTE A LA FUNCIÓN READ O SET PREVIAMENTE ABANDONADA. 2. SE UTILIZA PARA VOLVER DIRECTAMENTE DE CUALQUIER PUNTO EN MODO READ O SET PARA OPERACIÓN NORMAL .
	1. EN OPERACIÓN NORMAL SE UTILIZA PARA RECONOCER UNA CONDICION DE ALARMA 2. EN MODOS READ Y SET SE UTILIZA PARA PASAR SECUENCIALMENTE POR CADA PARÁMETRO DE LA ESTRUCTURA Y PARA ENTRAR UN VALOR O UN ESTADO
ACK	1. EN OPERACIÓN NORMAL SE UTILIZA PARA RECONOCER UNA CONDICION DE ALARMA 2. EN MODOS READ Y SET SE UTILIZA PARA PASAR SECUENCIALMENTE POR CADA PARÁMETRO DE LA ESTRUCTURA Y PARA ENTRAR UN VALOR O UN ESTADO.
SEL	1. EN OPERACIÓN NORMAL SE UTILIZA PARA MÓVER EL PUNTO DE IDENTIFICACIÓN DE LA BARRA Y ASI SELECCIONAR OTRA VISUALIZACIÓN. 2. EN OPERACIÓN NORMAL Y MANTENIÉNDOLA PULSADA, PERMITE PASAR DE LA VISUALIZACIÓN DEL CONTROLADOR PRIMARIO A LA DEL SECUNDARIO, SI SE HA CONFIGURADO CASCADE

3.4.5 OPERACIÓN EN MODO NORMAL.

En operación normal el operador puede realizar lo siguiente:

1. Leer valores de las tres barras. (salvo en una condición de alarma, siempre hay un valor en la segunda línea del visualizador alfanumérico. Con el controlador en ratio, ver tabla 3.5).
2. Reconocer una condición de alarma
3. Si se configura CASCADE, pasar la visualización del controlador primario al secundario.
4. Cambiar el estado del control de Workstation/Panel (W/P), Remote/Local (R/L) y Auto/Manual (A/M), según la configuración
5. Cambiar el punto de consigna o el ratio (en Manual o Automático) o cambiar la salida (en Manual).

3.4.5.1 Lectura de los valores de las barras.

Las barras graduadas en % de escala, muestran los valores del punto de consigna (izquierda), de la medición (centro) y de la salida (derecha). El valor numérico de cada barra puede visualizarse pulsando sucesivamente la tecla SEL. Cada vez se pulsa dicha tecla, el punto identificador iluminado situado encima de una de las barras se traslada a la barra adyacente, visualizándose entonces el valor numérico de esta última barra en la línea inferior del visualizador alfanumérico.

La secuencia de movimiento del punto identificador de la barra seleccionada es de derecha a izquierda.

Todas las características detalladas del controlador en estudio se encuentran en el Anexo 5 que es el manual que entrega el fabricante, en el que se provee de todas las descripciones necesarias para trabajar con este controlador.

3.4.6 ESTRUCTURA DEL CONTROLADOR.

El controlador 743 CB posee como se puede observar en la Figura 3.10 cuatro entradas analógicas 4-20 mA dos entradas de frecuencia, dos entradas discretas, dos salidas analógicas 4-20 mA y dos contactos de salida manejados por transistores npn de colector abierto que trabajan como interruptores, así mismo posee un pórtico serial para comunicación con la computadora.

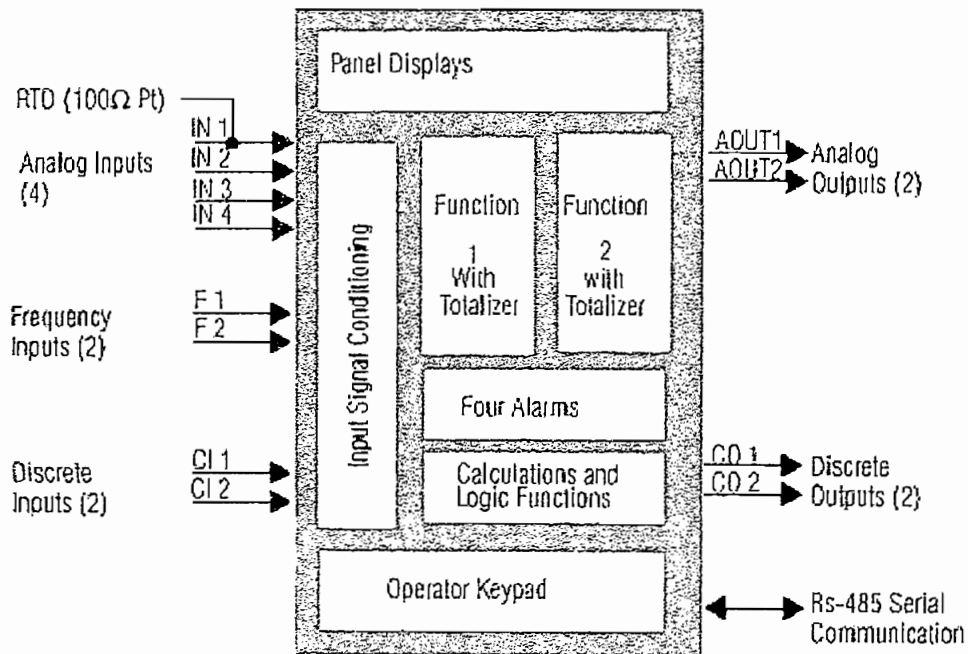


Figura 3.10 Estructura del controlador de campo

Las cuatro entradas que dispone el controlador 743 CB deben ser conectadas respetando la conexión en la bornera así como se indica en la figura 3.11.

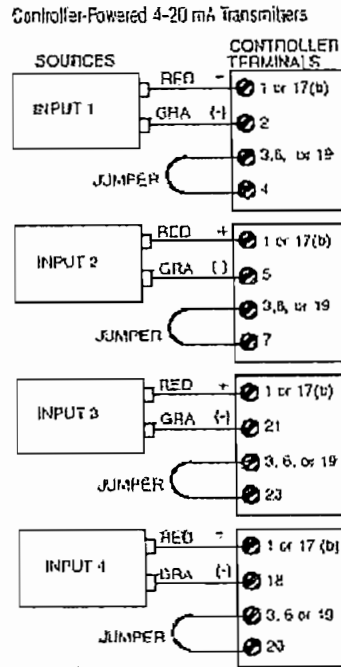


Figura 3.11 Conexión de las entradas analógicas

A cada una de estas señales se las debe acondicionar adecuadamente de tal suerte que puedan ser utilizadas para implementar el algoritmo de control que se necesita en este proceso. Para esto se presenta en la figura 3.12 el tratamiento que se le da a cada una de las señales de entrada para que según lo que se necesite puedan ser filtradas, caracterizadas, desplazadas o escaladas transformándose entonces en variables que el controlador entiende; todo esto implementado por software dentro de la estructura de programación del controlador.

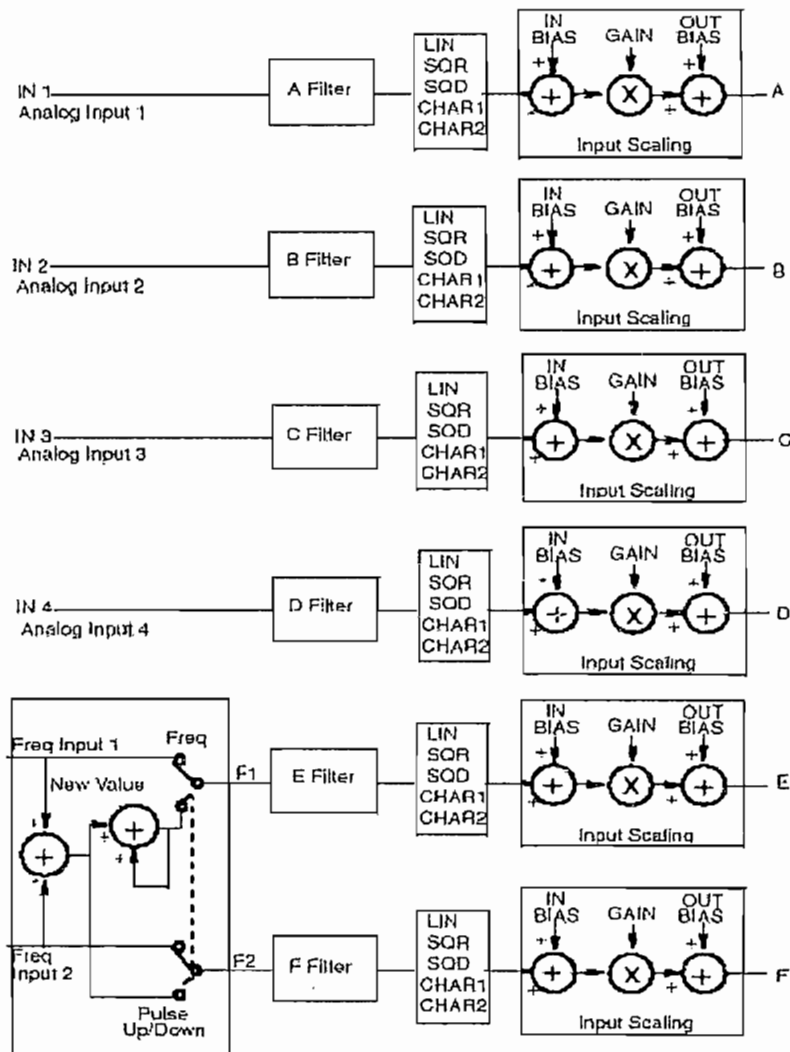


Figura 3.12 Acondicionamiento de las señales de entrada

Así mismo la disposición de las dos salidas analógicas 4-20 mA y los dos contactos de salida controlados por los dos transistores npn se disponen en los terminales indicados en la figura 3.13.

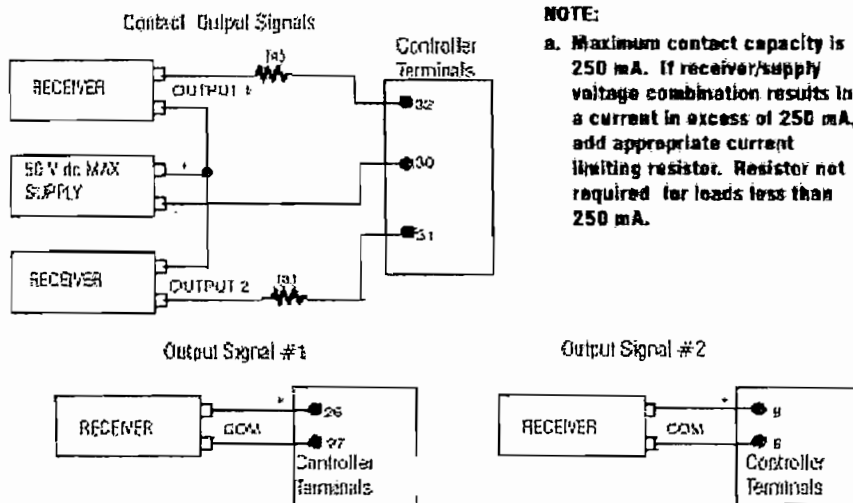


Figura 3.13 Salidas del controlador

El controlador 743 CB tiene una estructura de programación por bloques, que permite ir configurando los parámetros de trabajo basándose en el algoritmo implementado.

A continuación se presenta la estructura por bloques que dispone el controlador es decir el diagrama en el que se cargó el programa, que como se puede observar exige respetar una ruta sea para **cargar** los valores como para **leerlos**.

Entonces de los cálculos realizados para la determinación de flujos, presión y nivel realizados en el capítulo anterior y siguiendo la estrategia de control ya explicada, la programación cargada al controlador es la que se muestra en las siguientes páginas de programación (CONFIGURACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE LAS VARIABLES MEDIDAS).

- Input 1 = variable A = señal de nivel
- Input 2 = variable B = señal de flujo de vapor
- Input 3 = variable C = señal de flujo de agua
- Input 4 = variable D = señal de presión

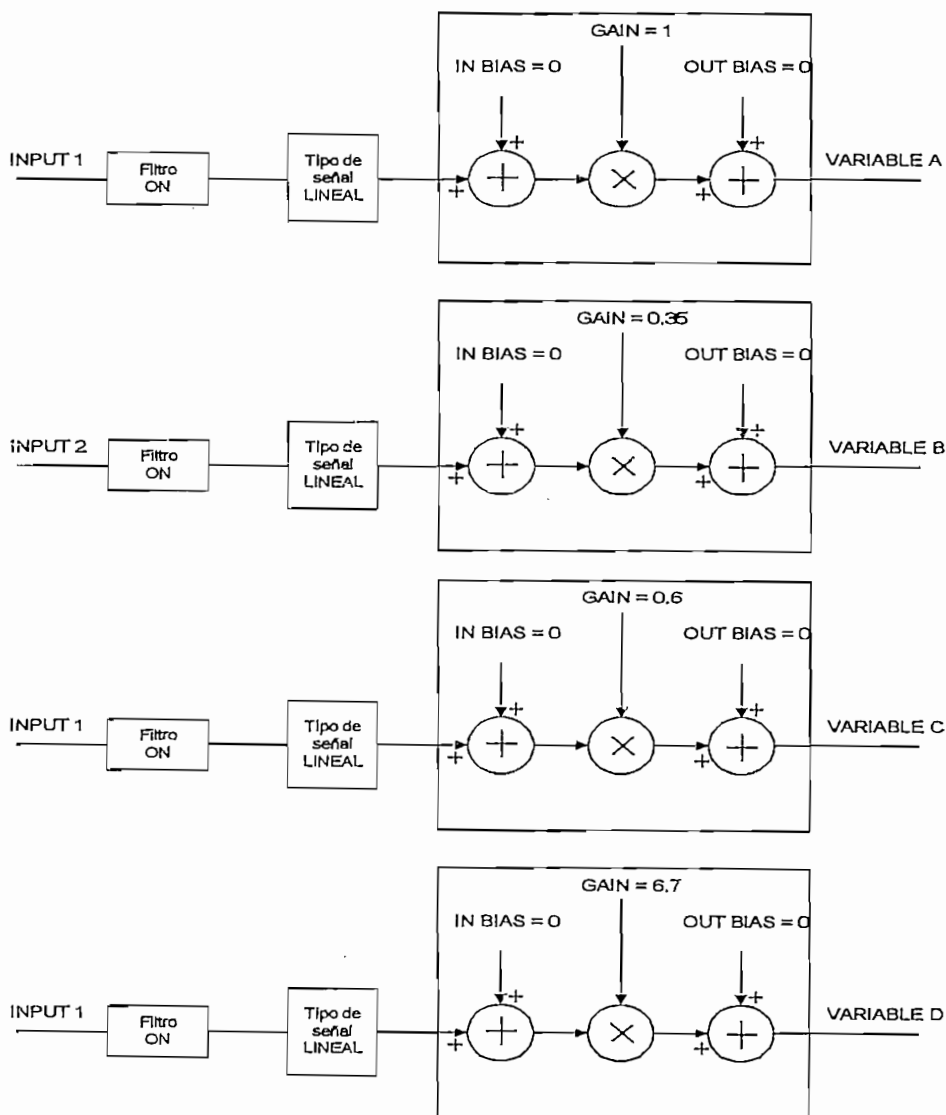
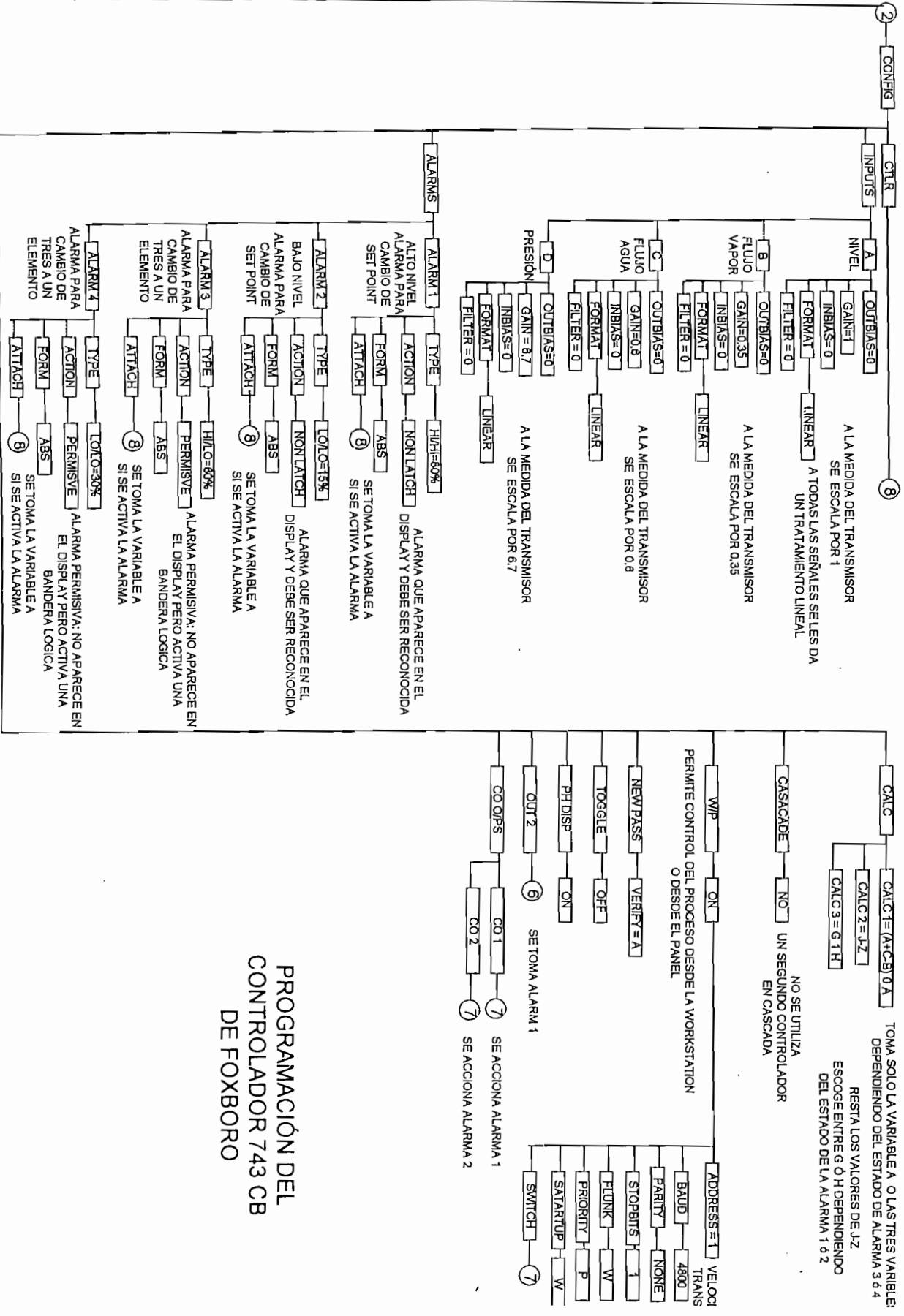


Figura 3.14 Acondicionamiento de las señales de entrada.

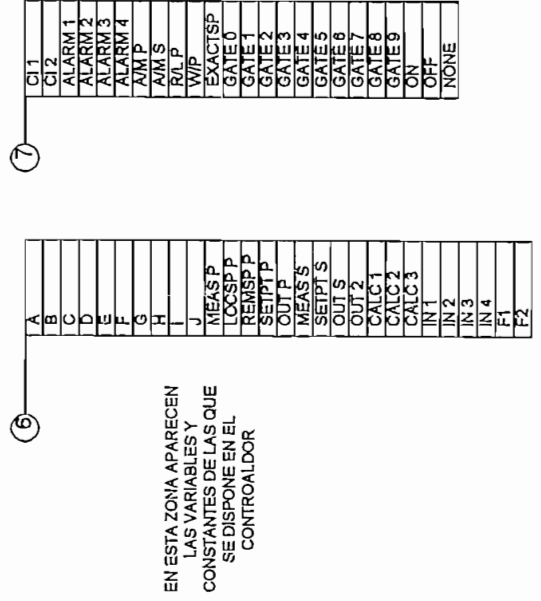
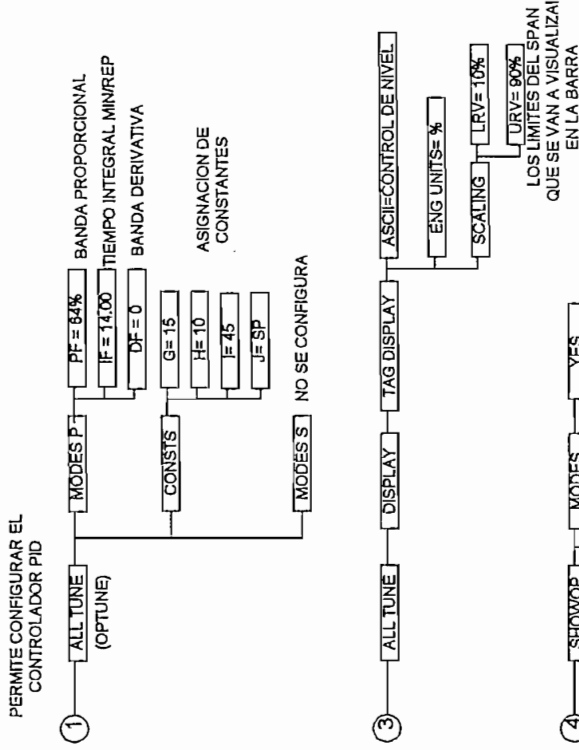
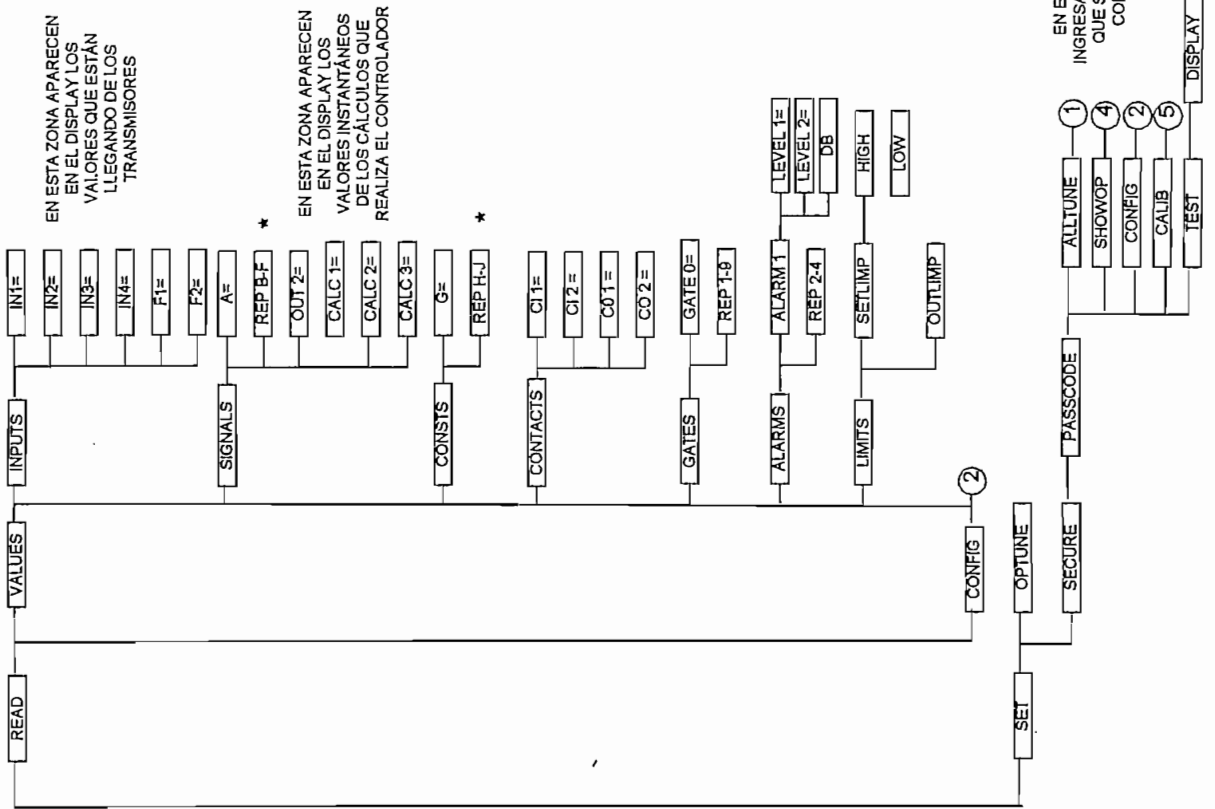
CONFIGURACION Y ACONDICIONAMIENTO DE LAS VARIABLES MEDIDAS



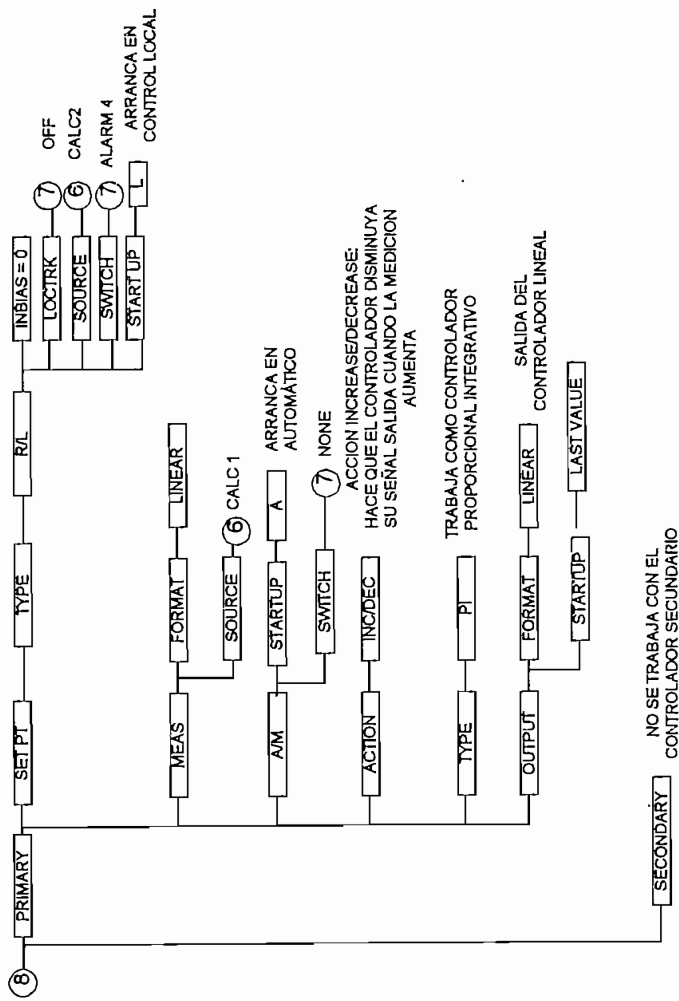
PROGRAMACIÓN DEL
CONTROLADOR 743 CB
DE FOXBORO

ESTRUCTURA PARA LECTURA Y SINTONIZACIÓN DEL CONTROLADOR

READ ES SOLO OPCION DE LECTURA DE LOS VALORES SETEADOS



MODO DE TRABAJO DEL CONTROLADOR PRIMARIO



3.4.7 ALARMAS.

ALARMA 1 = TYPE HI/HI = 80% : es decir esta alarma se acciona cuando el nivel del agua sobrepasa el 80% del nivel del domo, activando la sirena y la luz de alarma en alto produciéndose al mismo tiempo un decremento en el valor del set point

ALARMA 2 = TYPE LO/LO = 15%: es decir esta alarma se acciona cuando el nivel del agua está por debajo del 15% en el domo produciendo un decremento en el set point, pues este nivel tan bajo se produce antes del arranque, al mismo tiempo activa la sirena y la luz de alarma en bajo.

ALARMA 3 = TYPE HI/LO = 60%: es decir esta alarma se activa cuando el nivel del agua sobrepasa el 60% en el domo y sirve solo para cálculos internos del controlador, puesto que no acciona ninguna alarma visual o sonora, sino que se la utiliza para el cambio del modo de trabajo de tres a un elemento (esta alarma al dispararse activa la Gate 0 que actúa como conmutador en el bloque de cálculos)

ALARMA 4 = TYPE LO/LO = 30 %: es decir esta alarma se activa cuando el nivel del agua decrece al 30% en el domo provocando el cambio del modo de trabajo de tres a un elemento (esta alarma al dispararse activa la Gate 1 que actúa como conmutador en el bloque de cálculos).

BLOQUE DE CALCULOS

CALC 1 = (A+C-B) 0 A: significa que:

CALC1 = A+C-B si la alarma 3 ó 4 está en bajo (en este caso **gate 0** en 0L)

CALC1 = A si la alarma 3 ó 4 está en alto (en este caso **gate 0** en 1L)

El símbolo 0, el controlador lo entiende como un switch que escoge entre las dos opciones según el estado lógico de la **gate 0** que se acciona por la alarma 3, ó 4 entonces:

0 = Gate 0 = Alarma 3 ó 4

CALC 2 = Y = SET POINT : calc 2 entra al PID como el punto de consigna

$Y = J - Z$: la variable Y es el resultado de la resta de la constante J menos la variable Z

CALC 3 = Z

$Z = G \cdot 1 \cdot H$: significa que Z = a la constante G si la alarma 1 ó 2 está en alto (en este caso **gate 1** en 1L)
: significa que Z = a la constante H si la alarma 1 ó 2 está en bajo (en este caso **gate 1** en 0L)

1 = Gate 1 = Alarma 1 ó 2

ASIGNACIÓN DE CONSTANTES

G = 15

H = 0

J = 45

Cada tipo de alarma usa una deadband (DB) o banda muerta ajustable, que evita que la alarma se active intermitentemente cuando el valor de la medida se encuentra oscilando alrededor del nivel de alarma, por eso se escogió una deadband de 4% tanto en alto como en bajo.

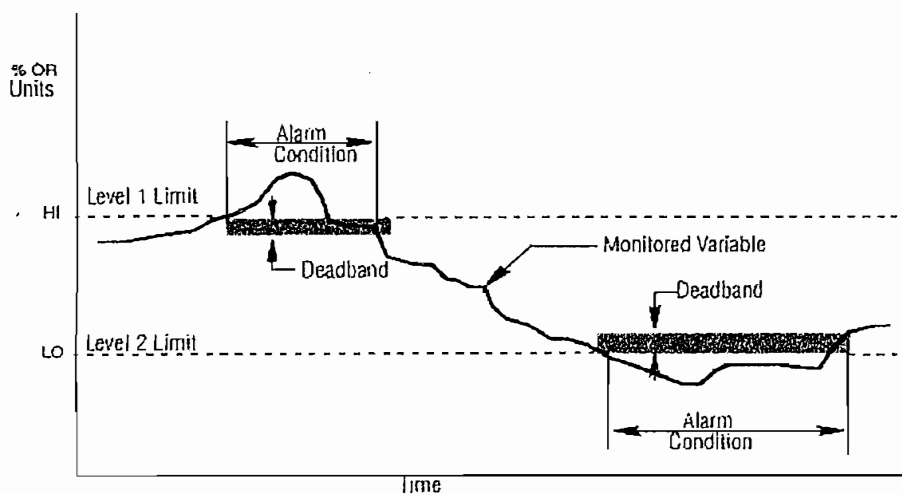


Figura 3.15 Disponibilidad de zona muerta en el nivel de alarmas

En la figura 3.16 se aclara como fueron configuradas las alarmas para este lazo.

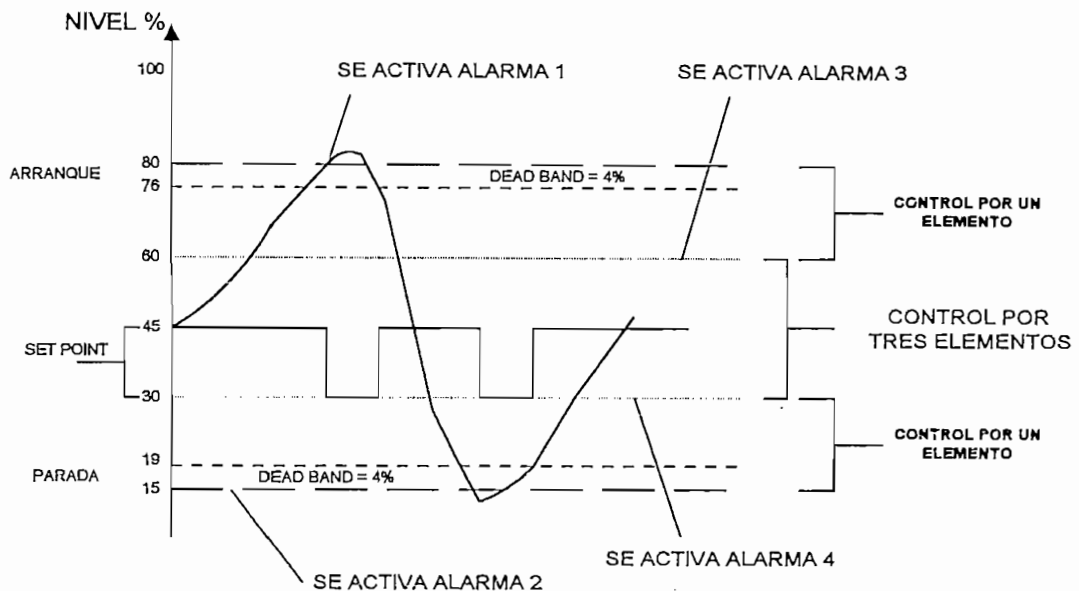


Figura 3.16 Función de cada alarma.

3.5 DESARROLLO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN.

El paquete de software utilizado en este proyecto, es una herramienta para automatizar procesos y se le conoce como I/A Series De FOXBORO.

Incluido en el paquete se encuentran las aplicaciones con las que es posible, dibujar y configurar las pantallas en donde se ilustra el proceso que está siendo controlado, realizar el monitoreo del proceso y ejercer acciones de control ya sean manuales o automáticas y por otro lado, programar una base de control en las que se incluyan las variables censadas y los algoritmos de control empleados para un correcto funcionamiento del sistema.

En orden cronológico, la primera acción que se tomó en el desarrollo de las pantallas de supervisión, fue el desarrollar la base de control la cual se encarga de adquirir los datos provenientes del campo, identificarlos, interpretarlos y ejercer acciones de control si fueran necesarias. La aplicación empleada se denomina Integrated Control Configurator (ICC).

Posteriormente se procedió a dibujar el sistema a controlarse de una manera didáctica, a fin de que tanto los operadores como el personal de ingeniería pueda conocer en que sitio del proceso se están tomando las medidas y que acción se está realizando en el mismo. Estos gráficos se configuran de tal manera que correspondan exactamente a las válvulas y transmisores de campo que están representando. La aplicación utilizada para este efecto es el programa FOXDRAW.

Al concluir la base de control y relacionarla con el gráfico del proceso desarrollado, es posible observar el desenvolvimiento del sistema, mediante la lectura tanto numérica como gráfica de las variables, esto mediante la utilización del programa FOXVIEW.

La utilización de estos programas para el presente caso de aplicación se detalla más adelante.

A continuación se hace una breve descripción de cada una de las aplicaciones utilizadas y posteriormente se describe el desarrollo del software para la supervisión del sistema del control de nivel.

3.5.1 INTEGRATED CONTROL CONFIGURATOR.

Una vez que el paquete I/A Series ha sido cargado en el computador, se puede proceder a realizar la base de control. Esta aplicación posee un listado de parámetros que facilitan el desarrollo de la mencionada base.

Para una mejor comprensión de los parámetros que fueron utilizados, es necesaria una pequeña introducción a los mismos, la que se presenta a continuación.

3.5.2 CONCEPTOS BÁSICOS PARA LA PROGRAMACIÓN.

Varios son los conceptos involucrados en la programación utilizando el I/A, pues son muy extensas las aplicaciones existentes en la industria, por lo cual vamos a concentrarnos exclusivamente en lo aplicado al control del caldero. En la figura 3.17 se muestra un diagrama de bloques que representa la estructura de programación cuando se utiliza el controlador estacionario 743 CB. Si bien es cierto que en el cuarto de control existe el microcontrolador DCS I/A se prefirió utilizar esta alternativa para facilitar la supervisión y control con la presencia de un operador dada la situación crítica del funcionamiento del caldero.

Cada uno de los bloques de programación tiene una función específica ya que se utilizan para adquirir los datos, aplicar el algoritmo de control y enviar la señal de salida. Dentro de estos bloques se encuentran identificadas las señales con sus respectivos tagnames (etiquetas).

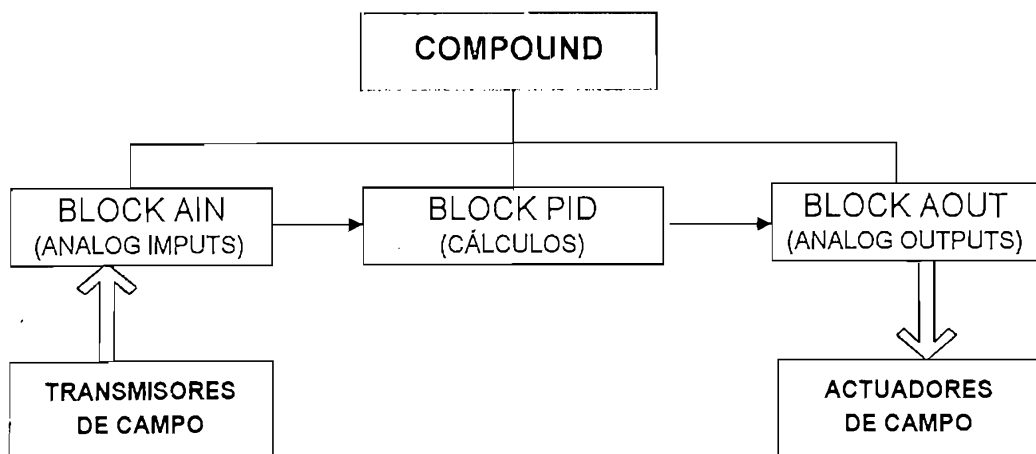


Figura 3.17 Estructura básica del sistema de control I/A

3.5.2.1 Compound

Un compound es una agrupación lógica de bloques que realiza una determinada estrategia de control. Cualquier tipo de bloque de un compound puede conectarse a cualquier otro bloque de cualquier otro compound. Al nombre asignado al compound se lo conoce como letterbug.

Existen tres tipos de compounds que son los siguientes:

- ❖ Compound de estación: se le identifica como letterbug_STA. es un compound que viene instalado por defecto y permite el almacenamiento de los datos globales para las funciones del sistema controlador del proceso que se encuentra instalado en la estación de control.
- ❖ Compound ECB: que se identifica como letterbug_ECB. Las siglas ECB corresponden a las iniciales en inglés de bloque de control de equipo (Equipment Control Block). El compound ECB agrupa a los bloques ECB que son los que establecen la comunicación y el formato de datos binarios entre los bloques de entrada/salida conectados y el hardware correspondiente.
- ❖ Compounds de control: estos compounds contienen los esquemas de control especificados por el usuario.

3.5.2.2 Bloques (BLOCKS).

Un bloque posee una ó más entradas o salidas y ejecuta una función del proceso de control predefinida, la misma que se especifica mediante un algoritmo.

Existen 46 tipos de bloques para control continuo, 5 para control secuencial y 1 en el que se puede programar lógica ladder. Además se encuentran los bloques ECB que realizan la comunicación con el hardware (que son los que se utilizan en este proyecto).

3.6 SOFTWARE PARA LA COMUNICACIÓN DE LA AW70 CON EL CONTROLADOR ESTACIONARIO 743 CB

En esta sección se describe la interface que se necesita entre el controlador de campo estacionario 743 CB de FOXBORO con la computadora AW 70 (Application Workstation modelo 70) del cuarto de control.

La conexión entre el procesador AW 70 (figura 3.18 a) y el controlador se logra a través de una tarjeta DigiBoard localizada en el procesador como lo indica la figura 3.8b



Figura 3.18 a. Estación de trabajo AW 70.

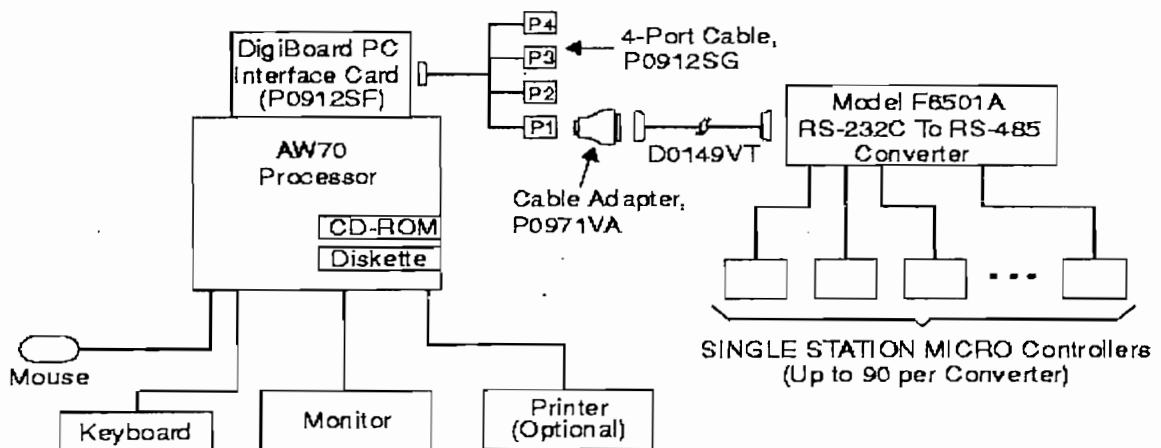


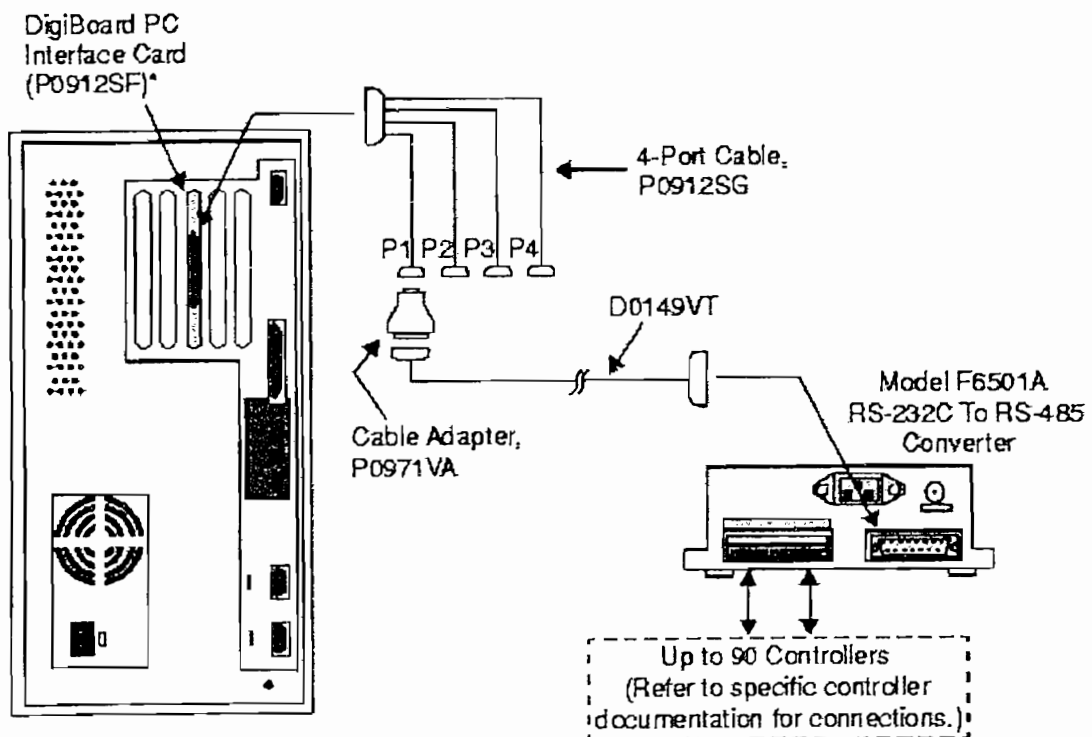
Figura 3.18b Diagrama de bloques de la computadora AW 70 con el controlador.

La integración del microcontrolador 743 CB con la computadora AW 70 del cuarto de control provee al operador la posibilidad de monitorear las variables y controlar ciertas funciones del 743 CB desde el cuarto de control

Para implementar esta interface de control es necesario el siguiente equipo.

- Una tarjeta DigiBoard PC, Foxboro que provee de cuatro conectores externos para comunicación serial RS-232
- Cables de interface serial RS 232
- Convertidor de señal Foxboro modelo F6501A de RS 232 a RS 485 para la comunicación entre la computadora cuyo protocolo es 232 y el controlador de campo cuyo protocolo es 485.

Es necesario recalcar que cada pórtico puede tener su convertidor y que cada convertidor puede ser conectado con más de treinta microcontroladores de campo.



AW70 PROCESSOR

Figura 3.19 Conexión de los cables.

La conexión de los cables que comunican al controlador con la AW 70 mediante el convertidor de protocolo se indica en la figura 3.19.

3.6.1 CONFIGURACION DE LOS ECB.

En esta sección se describe cómo configurar los ECBs (Equipment Control Blocks) para la interface del controlador de campo 743CB con la computadora AW 70, para lo cual es necesario que el ingeniero tenga la experiencia necesaria para entender como invocar al ICC, añadir y configurar un compound, añadir y configurar un ECB, conceptos que pueden ser revisados en los archivos FOXDOC (Documentación de Foxboro) donde se encuentra la teoría del I/A.

Cuatro tipos de ECBs son configurados para la interface del microcontrolador de campo, estos son:

ECB60	Port (define el puerto)
ECB69	Device (define el dispositivo)
ECB70	Scan – SSM shadow PID
ECB71	Scan – SSM extended parameters

3.6.2 ACCESANDO AL ICC.

Con la AW70 arrancada el acceso al ICC se realiza de la siguiente manera:

- 1.- Seleccionamos **ambiente de ingeniería**.
- 2.- Del menú Config menu se escoge **CIO_Config**
- 3.- Se selecciona el botón **VOL** para abrir **“Select Station Type to Edit”**
- 4.- Se selecciona **Edit Station**.
- 5.- Se selecciona el nombre de la estación. La lista de compounds en la AW70 es presentada en el lado izquierdo del display y el menú de configuración es presentado en el centro de la pantalla.

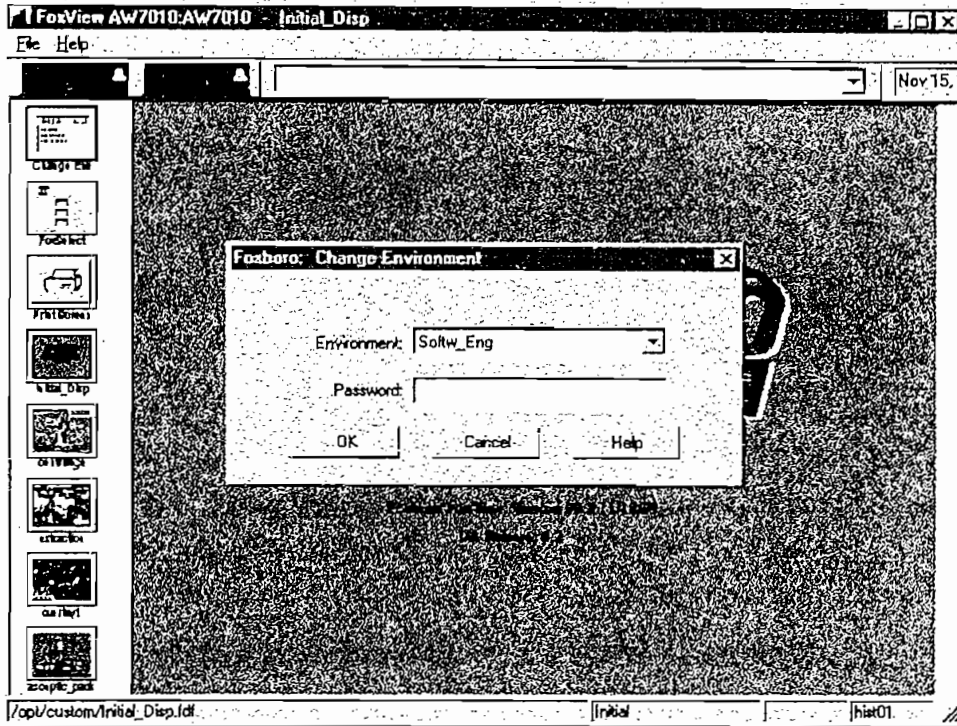


Figura 3.20 Selección del ambiente de ingeniería

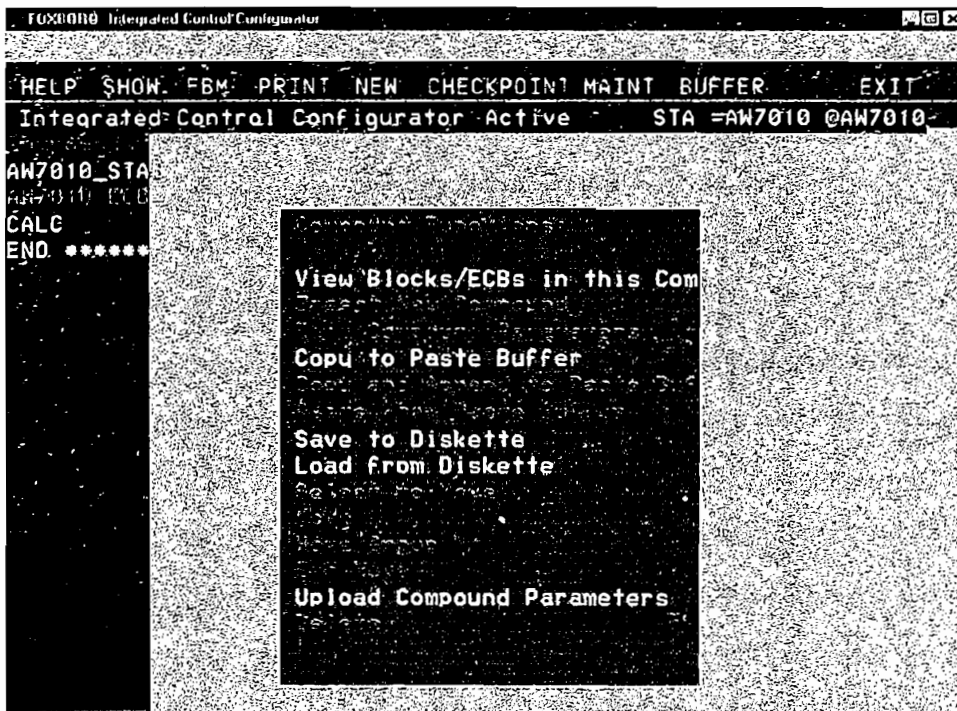


Figura 3.21 Menú inicial de configuración.

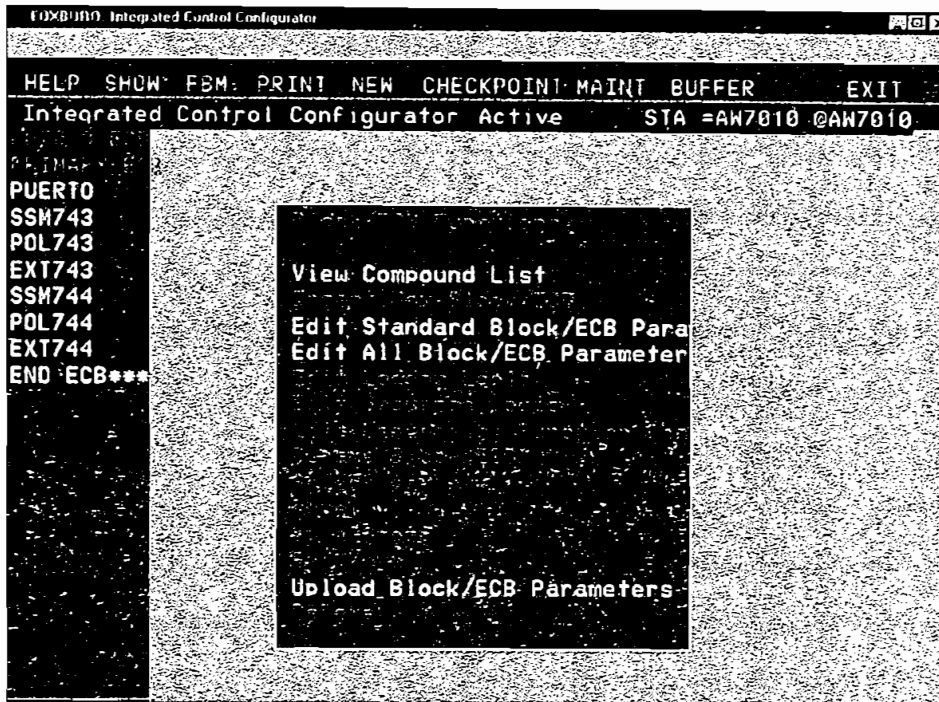
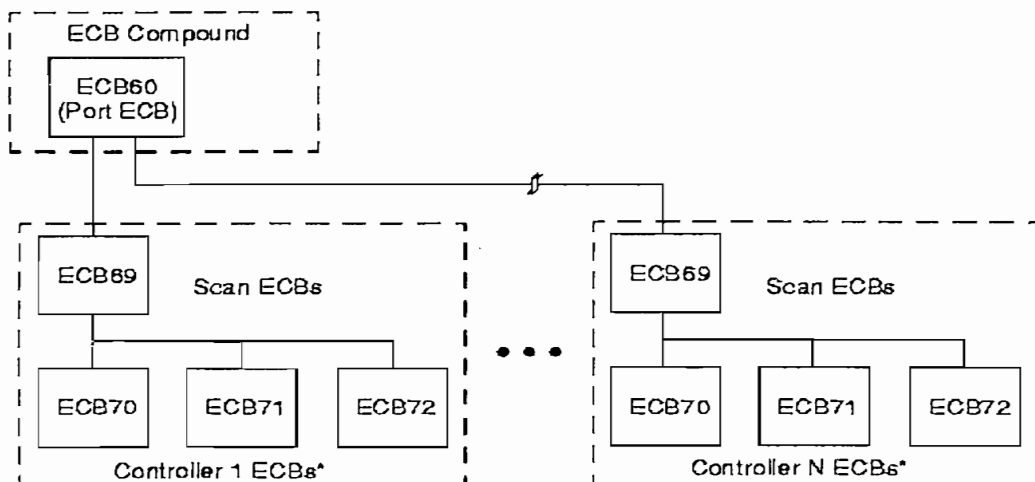


Figura 3.22 Menú de configuración para el compound seleccionado

3.6.3 CONFIGURACION DE LOS ECBs.

Una relación denominada padre-hijo (parent-child) es utilizada para interconectar el puerto ECB (ECB60) con los scan ECB (bloque de lectura). En la figura 3.24 se muestra la relación padre-hijo existente en una configuración típica de este tipo.



The controller ECBs may be included in the ECB compound (upper left) or it can be part of a separate, user-defined compound.

Figura 3.24 Configuración típica de bloques ECB.

Para configurar los ECBs se procede de la siguiente forma:

- 1.- Para el pórtico de interface deseado (se dispone de 4) configurar el ECB puerto (ECB60) como parte del 'ECB' compound (ver configuración ECB60 más adelante)
- 2.- Para cada controlador debe asociarse un puerto
 - a. Se configura el **parent scan** (padre de lectura) subordinado al scan puerto (ver configuración del ECB69 más adelante)
 - b. Configurar los ECBs de lectura (ECB 70,71,72) subordinado al parent scan ECB.
- 3.- Se repite los pasos 1 y 2 de existir controladores adicionales.

3.6.4 CONFIGURACION DEL ECB 60.

El ECB60 define el puerto de interface con el microcontrolador 743CB con el que van a entablar la comunicación.

Para crear el ECB60:

- 1.- Del menú de configuración inicial (figura 3.21) se selecciona el ECB compound creado para este lazo (en este caso AW7010) para luego escoger del menú **View Blocks/ECBs in this compound**.
- 2.- Del menú de "**Block/ECB Funtions:**" se escoge **Insert New Block/ECB** apareciendo entonces la pantalla de edición del ECB, (Figura 3.25)
- 3.- Se ingresan los parámetros ECB NAME, TYPE y DEV_ID
- 4.- Se editan los demás parámetros del ECB utilizando la Tabla 3.5
- 5.- Una vez terminada la edición se hace click en **Done** para que quede grabada la configuración.

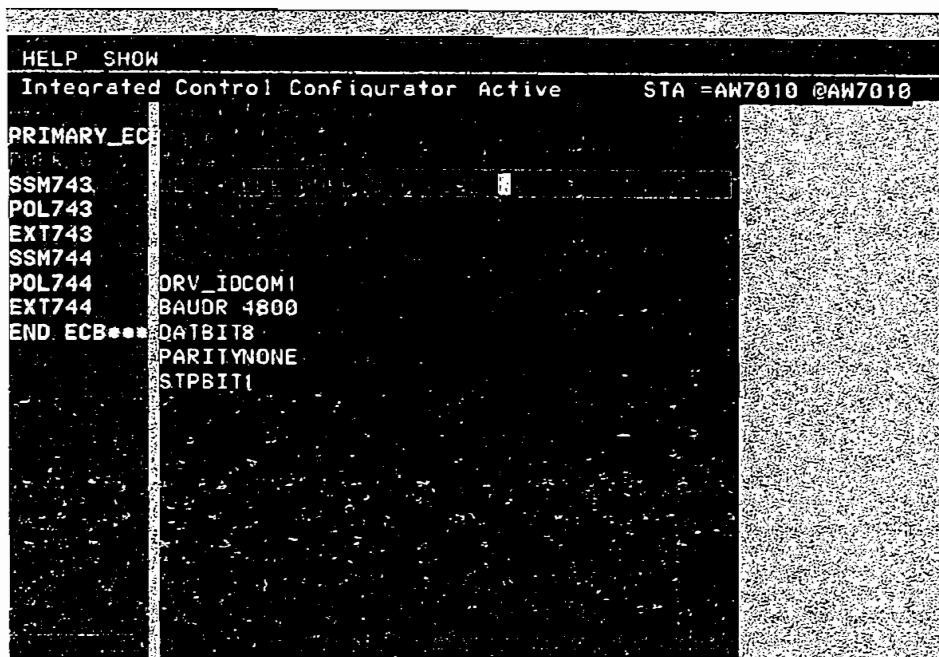


Figura 3.25 Configuración del bloque ECB60.

A continuación se presenta un listado con las instrucciones utilizadas en este bloque ECB.

Tabla 3.5

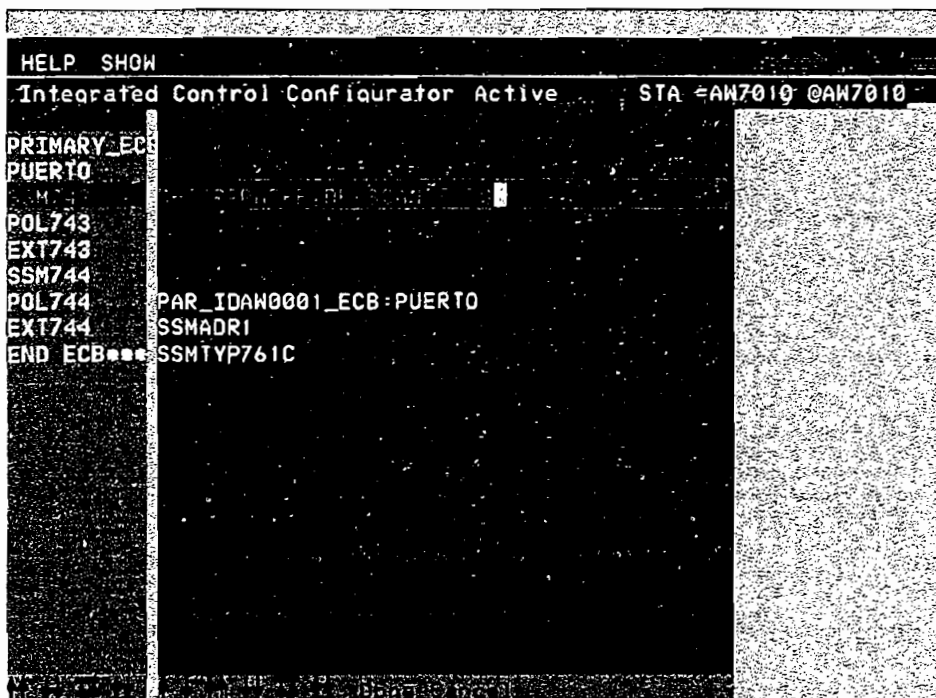
	CONFIGURACION	DESCRIPCION
NAME	PUERTO	Nombre del bloque
TYPE	ECB60	Tipo de bloque ECB
DESCRP	ECBPUERTO(PADRE)	Descripción que identifica el bloque
DEV_ID	PUERTO	Nombre lógico del boque
HWTYPE	109	Tipo de hardware(default)
SWTPE	60	Tipo del software(default)
DRV_ID	COM1	Puerto serial escogido
BAUDR	4800	Velocidad de transmisión
DATBIT	8	Número de bits para RS232
PARITY	NONE	Paridad
STPBIT	1	Numero de bit de parada

3.6.5 CONFIGURACION DEL ECB69.

Este ECB es el **padre ECB** de los ECB de lectura (scan). Contiene una estructura que permite que el controlador se entienda con el computador cuando se necesita restaurar ciertas condiciones iniciales, por ejemplo cuando uno de los dos dispositivos ha salido de línea.

Para crear el ECB69 se procede de la siguiente manera.

- 1.- Del menú de "**Block/ECB Functions:** (Figura 3.22) se escoge **Insert New Block/ECB**, aparece la pantalla de edición de este ECB (Figura 3.26)
- 2.- Se ingresan los valores de cada parámetro NAME, TYPE, etc según las características que se disponen en el manual correspondiente.
- 3.- Se hace click en **Done** para grabar los cambios realizados.



```
HELP SHOW
Integrated Control Configurator Active STA #AW7010 @AW7010
PRIMARY ECB
PUERTO
M
POL743
EXT743
SSM744
POL744 PAR_IDAW001_ECB:PUERTO
EXT744 SSMADRI
END ECB SSMTYP761C
```

Figura 3.26 Configuración ECB69.

A continuación se presenta un listado con las instrucciones utilizadas en este bloque ECB.

Tabla 3.6

PARAMETRO	CONFIGURACION	DESCRIPCION
NAME	SSM743	Nombre del bloque
TYPE	ECB69	Tipo de bloque ECB
DESCRP	PADRE DE SCAN ECBS	Descripción que identifica el bloque
DEV_ID	SSM743	Nombre lógico del boque
HWTPE	110	Tipo de hardware
SWTPE	69	Tipo del software(default)
PAR_ID	AW0001_ecb:PUERTO	Nombre del padre ECB60 al que está conectado
SSMADR	1	1 Corresponde al controlador 743CB
SSMTYP	761C	Serie de fabricación del controlador

3.6.6 CONFIGURACION DEL ECB 70.

Este ECB es la interface principal hacia el microcontrolador 743. Este lee y escribe los parámetros del lazo, el setpoint, los límites de salida y los modos del controlador. Rangos, unidades, tipo de control e indicadores de alarma son solo de lectura. Este bloque agiliza la lectura durante el arranque del controlador y de la computadora cuando han estado fuera de línea.

Para crear el ECB 70 se procede de la siguiente forma:

- 1.- Del menú "**Block/ECB Functions**" (ver figura 3.22) se escoge **Insert New Block/ECB** y aparece la pantalla de edición (figura 3.27).
- 2.- Se ingresa el NAME, TYPE y DEV_ID
- 3.- Se edita el resto de los parámetros como se indica en la tabla 3-3.
- 4.- Se selecciona **Done** para guardar los cambios efectuados

```

HELP SHOW
Integrated Control Configurator Active      STA =AW7010 @AW7010

PRIMARY_ECB
PUERTO
SSM743
PERIOD3
EXT743   PHASE 3
SSM744
POL744
EXT744
END ECB*** PAR_IDAW0001_ECB:SSM743
EI1 %
SSMACK0
SSMATC1
SSMCTL1
SSMMA 0
SSMOUT0
SSMOHL100
SSMOLL0
SSMRL 0
SSMSHL100
SSMSLL0
SSMSPT0
    
```

Figura 3.27 Pantalla de configuración del ECB 70.

A continuación se presenta el listado con las instrucciones utilizadas en este bloque ECB.

Tabla 3.7

PARAMETRO	CONFIGURACION	DESCRIPCION
NAME	POL743	Nombre del bloque
TYPE	ECB70	Tipo de bloque ECB
DESCRP	INTERFACE PRINCIPAL AL CONTROLADOR	Descripción que identifica el bloque
DEV_ID	PO743	Nombre lógico del boque
PERIOD	3	El bloque refresca datos cada 1.5s
PHASE	3	Este valor se asigna al controlador 743
HWTYPE	111	Tipo de hardware
SWTPE	70	Tipo del software
PAR_ID	AW0001_ECB:SSM743	Nombre del SCAN padre ECB69 al que está conectado
EI1	%	Unidades de Ingeniería
SSMACK	0	Reconocimiento de alarma
SSMATC	1	Valor por default
SSMCTL	1	Valor por default
SSMMA	0	Arranca en automático
SSMOUT	0	Valor por default
SSMOHL	100%	límite máximo de salida
SSMOLL	0%	Límite inferior de salida
SSMRL	0	Control local al arranque
SSMSHL	100%	Límite superior del setpoint

SSMSLL	0%	Límite inferior del setpoint
SSMSPT	0%	Setpoint inicia en 0

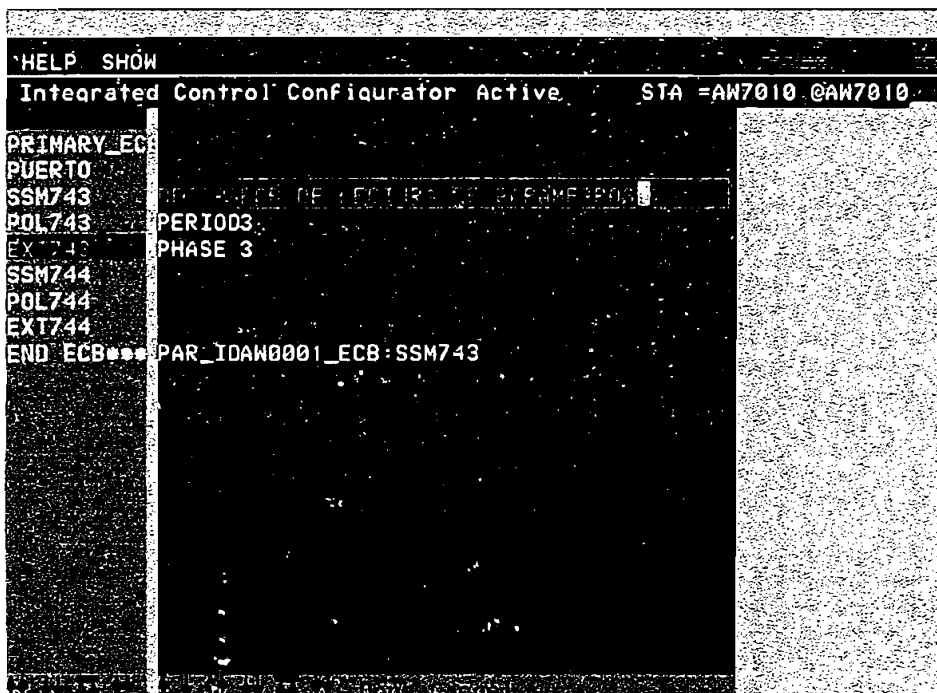
3.6.7 CONFIGURACION DEL ECB 71.

Este bloque lee los parámetros con los que viene cargado el controlador de fábrica, por tanto estos no son de escritura.

Para crear un ECB 71 se procede de la siguiente manera:

- 1.- Del menú " **Block/ECB Functions:**" (figura 3.22) se escoge **Insert New Block/ECB** y aparecerá la pantalla de edición del bloque
- 2.- Se ingresa NAME, TYPE y DEV_ID.
- 3.- Se editan los parámetros del bloque como se indica en la tabla 3.8 en base a los valores y rangos disponibles en el manual.
- 4.- Finalizada la edición se aplica **Done** para grabar los cambios.

Figura 3.28 ECB71 Configuración del ECB 71



A continuación se presenta el listado con las instrucciones utilizadas en este bloque ECB.

Tabla 3.8

PARAMETRO	CONFIGURACION	DESCRIPCION
NAME	EXT 743	Nombre del bloque
TYPE	ECB71	Tipo de bloque ECB
DESCRP	ECB DE LECTURA DE PARAMETROS	Descripción que identifica el bloque
DEV_ID	EXT743	Nombre lógico del boque
PERIOD	3	El bloque refresca datos cada 1.5s
PHASE	3	Este valor se asigna al controlador 743
HWTPE	111	Tipo de hardware
SWTPE	70	Tipo del software
PAR_ID	AW0001_ECBSSM743	Nombre del SCAN padre ECB69 al que está conectado

De esta manera se utilizó el ICC para desarrollar la base de control, la misma que fue cargada en la estación Micro I/A para que dejar listo el arranque del lazo de control. El siguiente paso es el desarrollar una interface visual hombre-máquina que permita al usuario interactuar con el sistema de control. Para lograr este objetivo, se emplea la aplicación de diseño y configuración de gráficos de proceso denominada FoxDraw.

3.7 FOXDRAW.

FoxDraw es en principio, un editor de gráficos orientado a objetos que tiene la finalidad de construir y editar las pantallas en las que se presentan los procesos que están siendo controlados.

El programa FoxDraw es una aplicación que permite dibujar pantallas que, posteriormente, se actualizan dinámicamente conforme se desarrolla el proceso controlado utilizando la aplicación FoxView. Las pantallas pueden representar a toda la planta, un área determinada del proceso o una porción detallada del mismo.

Utilizando las herramientas del programa se pueden dibujar fácilmente objetos básicos a los que se les puede asignar atributos gráficos como color y estilos de línea, para luego configurarlos para que reflejen los cambios en el valor de las variables de proceso o las acciones del operador.

FoxDraw incluye un amplio número de paletas de objetos tales como botones de operador, bombas, tanques, tuberías, motores y símbolos electrónicos. Además se puede incrementar estas paletas de objetos realizando dibujos personalizados.

Mediante la utilización de las herramientas que provee FOXDRAW fue posible desarrollar el gráfico del proceso de control del nivel de agua del caldero y configurarlo de la manera que a continuación se detalla.

3.7.1 EMPLEO DE FOXDRAW EN EL DESARROLLO DE LAS PANTALLAS DEL CONTROL DE NIVEL DEL AGUA.

Tomando en cuenta los requerimientos del sistema de control de ilustrar el caldero, con su domo, las válvulas de control y los transmisores de presión, flujo y nivel, se construyó la pantalla que se presenta en la figura 3.29.

En la pantalla se ha considerado la presencia de los siguientes parámetros:

- Lectura de las variables analógicas de presión, nivel y flujo.
- Lectura de los puntos de consigna
- Estado de las válvulas de control
- Ubicación de los transmisores
- Sentido de la circulación del vapor
- Visualización de alarmas.

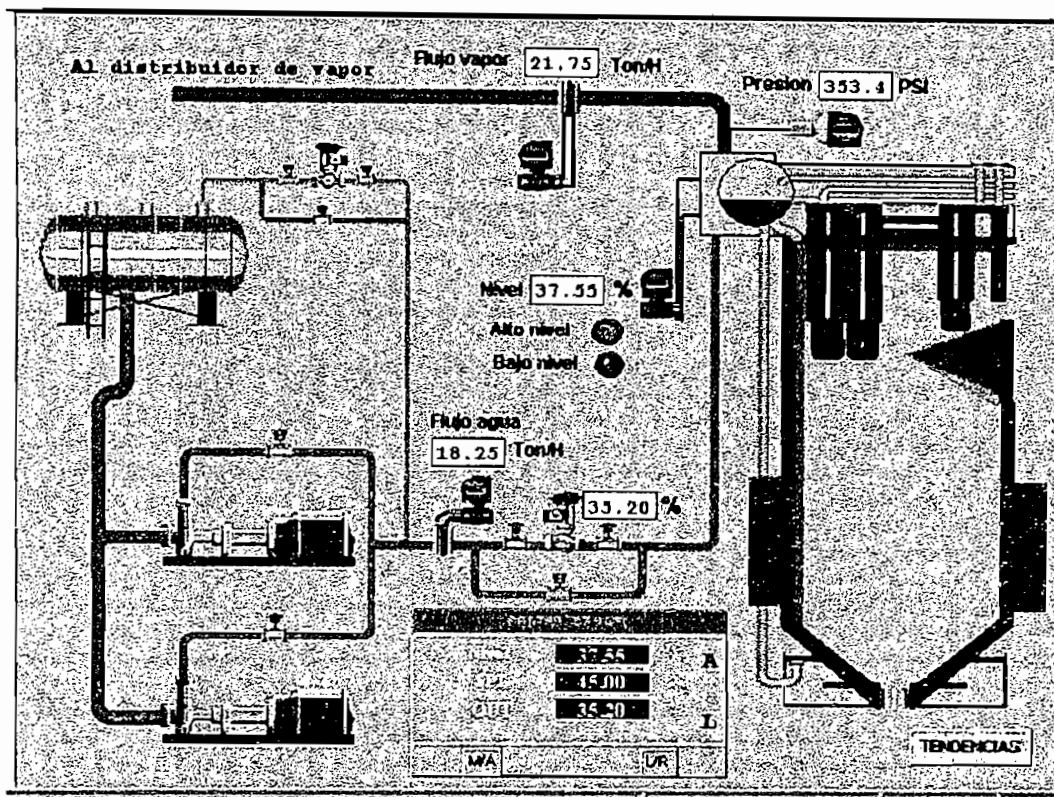


Figura 3.29: Pantalla de supervisión del caldero desarrollada en FoxDraw.

A los cuadros en los que aparecen los valores de las medidas, los puntos de consigna y el estado de consigna y el estado de apertura de las válvulas se les conocen como controladores y es sobre esos cuadros de texto donde se trabaja en la configuración, la misma que consiste en realizar un enlace entre el valor que el gráfico dice desplegar y el valor de la variable medida que se lee desde la base de control que se implementó en el ICC.

Así una vez dibujado el esquema básico de control de nivel que incluye domo, válvulas, transmisores se procedió a realizar dicho enlace.

Para configurar algún objeto dibujado, se puede acceder a los menús de configuración oprimiendo el botón derecho del mouse.

De esta manera se presentan las opciones para editar colores, tamaño, animación, etc.

3.8 FOXVIEW.

FoxView es la interface del paquete I/A Series entre el usuario y el proceso. Desde esta aplicación el usuario puede interactuar con algunas o con todas las variables de proceso que se encuentran disponibles en el sistema de control.

La aplicación ofrece los siguientes servicios:

- Ingreso a distintos ambientes de operación que son configurados específicamente para cada usuario.
- Ejecución de gráficos de tendencias. Las tendencias pueden ser en tiempo real o gráficos históricos.
- Acceso directo a las pantallas dinámicas del proceso
- Acceso rápido a las pantallas más recientes.
- Despliega pantallas de alarma de proceso empleando el administrador de alarmas.
- La opción FoxSelect presenta una visión general de los compounds y bloques presentes en la base de control asociada y permite observar además las pantallas de bloques en forma detallada.
- Acceso a otras aplicaciones tales como FoxDraw e ICC.

Los ambientes operación que posee FoxView previene que personas no autorizadas, realicen cambios en el funcionamiento del sistema.

Cada ambiente tiene protección con clave de acceso para deshabilitar ciertas opciones del menú o los botones. Los ambientes existentes son los siguientes:

- Initial

- Operator

- Process_Eng

- Software_Eng

La selección del modo de operación se realiza desde la barra de menú horizontal, dentro de la opción File o desde la barra de menú vertical presionando el botón izquierdo del mouse cuando éste se encuentra sobre el cuadro **Change env** como muestra en la figura 3.20.

Cada ambiente tiene su propia barra de menú, la misma que puede ser configurada por el programador. Para ingresar a un ambiente diferente, se requiere de una clave de acceso.

Las opciones de menú de la barra horizontal se presentan de diferente manera en cada ambiente, restringiendo la posibilidad de realizar cambios en la configuración que no sean los estrictamente autorizados por el programador, la tabla 3.9 muestra estas opciones.

Tabla 3.9 Ambientes de trabajo y opciones de menú

Ambiente	Menús
Initial	File,Help
Operator	File, Disp, Dis_1, Disp_2,Help
Process Engineer	File,View, Config; Disp, Disp, Disp_1, Disp_2, SftMnt,Help
Software Engineer	File, Config, Disp, Disp_1, disp_2, SftMnt, Help

Como se puede concluir, el operador de la planta no se encuentra autorizado a cambiar la configuración de la base de control, ni realizar cambios en las pantallas de proceso.

Uno de los aspectos de primordial importancia es el hecho de apagar la estación de control. Las estaciones AW70 son computadoras lo suficientemente capaces de permanecer trabajando las 24 horas del día durante todo el año sin necesidad de apagarse.

Si se requiere apagar la estación, la única manera en que la misma lo permite es empleando la opción **SftMnt** en donde se encuentra el submenú de apagado y reseteado del computador. Si la estación de operación e ingeniería simplemente es desconectada, existe el riesgo de que al encenderla nuevamente presente anomalías en el funcionamiento del programa y será necesario volver a cargar los programas y cargar también el sistema de control diseñado desde el disco duro de soporte o desde los disquetes donde se guarda el backup de la aplicación. En caso de producirse una desconexión de la línea de alimentación, ya sea por falla de energía o por vandalismo, el sistema posee un UPS colocado en el interior del tablero de control, con acceso restringido. Este UPS provee una protección contra falla de energía por 60 minutos. Por otro lado el controlador 743CB también posee su propio UPS con similares características.

Si, a pesar de las restricciones y previsiones descritas, el sistema llega a apagarse de una manera distinta a la permitida y la aplicación presenta problemas existen los respaldos de la misma, los mismos que deberán ser instalados por el encargado de mantenimiento del sistema de control. La estación al encenderse automáticamente carga y pone en marcha el sistema de control.

Como el ingenio recién empieza su fase de automatización, este lazo es uno de los primeros en implementarse y como al control de nivel se le puede realizar un by pass de emergencia mediante operaciones manuales de las válvulas de alimentación y recirculación, no se justifica aún la adquisición del sistema redundante mediante la instalación y puesta en marcha de un controlador de

proceso adicional (CP30 Control Processor) que garantizaría el funcionamiento emergente del sistema si la estación de operación sale de línea. Cuando se integren los demás procesos de producción al sistema de control, se recomienda la presencia del control redundante descrito.

El apagado de la estación de control supone que el sistema de control sale de línea, situación que puede llegar a ser crítica para la planta ya que al detenerse el control del proceso y si el personal no se encuentra en su puesto de trabajo o no es capaz de operar manualmente el proceso, el caldero podría llegar a operar a niveles altamente peligrosos tanto para el equipo como para el personal. Por lo tanto, el apagado de la estación se lo debe realizar de una manera programada, contando con el suficiente personal calificado para intervenir en forma manual sobre el control del nivel de agua del caldero.

La finalidad primaria de FoxView es la de presentar las pantallas dinámicas del proceso que se está controlando. Las pantallas del sistema de control de nivel se presentan en la sección de pruebas y sintonización del lazo en donde se presentan los históricos de las variables.

CAPITULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

Una vez instalado el sistema de control localizado (Controlador 743CB) para el control de nivel de agua del caldero y luego de haberlo introducido en el control distribuido I/A, se procedió a probar el estado de funcionamiento del mismo.

Como se ha descrito en este trabajo, se implementó una red de control que involucra la estación de operación e ingeniería, el controlador estacionario 743CB, el grupo sensor/transmisor y los actuadores, por tanto, es necesario que todos y cada uno de los elementos que intervienen en la red de control trabajen en coordinación unos con otros para evitar conflictos.

Otra parte fundamental del comportamiento del sistema, es el correcto funcionamiento de los actuadores, es decir, la acción de control requerida en un determinado momento debe responder efectivamente en el campo con la apertura o cierre de una determinada válvula y comprobar que tanto la presión, nivel y flujo de vapor se encuentren en los valores deseados.

Además el comportamiento del hardware del sistema debe estar en coordinación con los bloques lógicos de control implementados en la base de control. Estos bloques son los que realizan la adquisición de datos, el cálculo de error en la salida y deciden sobre la acción de control a tomar.

Con la finalidad de comprobar que el sistema se comporta como se ha indicado, se realizaron las pruebas que a continuación se detallan, a fin de examinar el comportamiento del sistema de control.

4.1 CALIBRACIÓN Y PRUEBA DE LECTURA DE LOS TRANSMISORES

Para comprobar el funcionamiento del sistema de medición y adquisición de datos, una vez en la planta se optó por un método que consistió en utilizar simultáneamente el equipo antiguo (neumático) puesto que el caldero hasta ese momento trabajaba en modo semiautomático.

Para comprobar la lectura correcta del transmisor de presión, se mantuvo habilitado el sistema de indicadores antiguos, entonces llevando al caldero a trabajar en condiciones de alarma tanto en bajo como en alto revisamos los niveles de corriente mínimo y máximo de los transmisores IDP10 (4 y 20 mA) y contrastamos con la lectura que se obtenía en la pantalla del transmisor que se lo había cargado con los valores que se detallaron en el capítulo anterior.

Así mismo para la verificación de la correcta calibración del transmisor de nivel se comprobó su lectura llevando manualmente el nivel del domo del caldero a su nivel mínimo y máximo aprovechando el lapso durante el cual se le daba mantenimiento a la cámara de combustión lo que permitió un trabajo seguro en esta operación.

Entonces los resultados que se obtuvieron en esta verificación de calibración fueron los siguientes.

Tabla 4.1

VARIABLE	INDICADOR ANTIGUO	TRANSMISOR INTELIGENTE
PRESIÓN	280 psi	8 mA = 279.38 psi (presión a la que se suspende la la operación de las turbinas)
NIVEL	100%	19.9 mA = 100% (nivel máximo que soporta el domo)
	0%	4mA = 0% (nivel mínimo del domo)

Para la verificación de la correcta calibración de los transmisores de flujo de agua y de vapor se procedió a tomar las mediciones de corriente cuando se nos

avisaba que la planta estaba trabajando a su máxima capacidad, es decir con todos los equipos que requieren de vapor trabajando al mismo tiempo, de este modo se obtuvo los siguientes resultados.

Tabla 4.2

VARIABLE	OPERACIÓN	TRANSMISOR INTELIGENTE
FLUJO DE VAPOR	Operación a toda carga	19.3 mA = 33.77 Ton/h
FLUJO DE AGUA	Operación a toda carga	19.5 mA = 58.5 Ton/h

Como se puede observar los cálculos matemáticos que se realizaron coinciden con los valores reales del proceso, existiendo pequeñas diferencias debido a que en realidad no se tiene un patrón exacto para contrastar con los valores medidos por los transmisores Foxboro, sin embargo para efectos de garantizar seguridad en el proceso los transmisores leen y transmiten las señales en los rangos deseados.

4.2 PRUEBA DE COMUNICACIÓN CON LOS ACTUADORES.

Esta prueba consiste en enviar señales de apertura o cierre de válvulas desde el controlador estacionario manualmente empleando los botones del tablero frontal, de este modo se comprueba la respuesta del hardware gracias a los posicionadores que cada una de las válvulas posee. Además se comprueba que los niveles de corriente correspondan a los niveles consignados en la base de control (4 mA a 0% de apertura y 20 mA a 100% de apertura de la válvula).

De esta manera se enviaron señales de apertura a cada una de las válvulas en pasos de 12.5% de apertura y, por ejemplo, para la válvula reguladora de alimentación de agua los resultados fueron los siguientes:

Tabla 4.3 Resultados de la prueba de comunicación con el actuador de la válvula de alimentación

ORDEN DE APERTURA %	LECTURA DEL AMPERÍMETRO mA	ESTADO DEL POSICIONADOR En recorrido
0	4.00	0
12.5	5.90	1/8
25	7.99	1/4
37.5	9.80	3/8
50	11.00	1/2
62.5	14.02	5/8
75	16.00	3/4
87.5	18.05	7/8
100	20.00	1

Las pruebas realizadas en el campo garantizan la correcta comunicación entre el hardware y el software que interviene en este sistema de control distribuido.

El comportamiento de la válvula en respuesta a las órdenes de apertura se muestra en las siguientes gráficas.

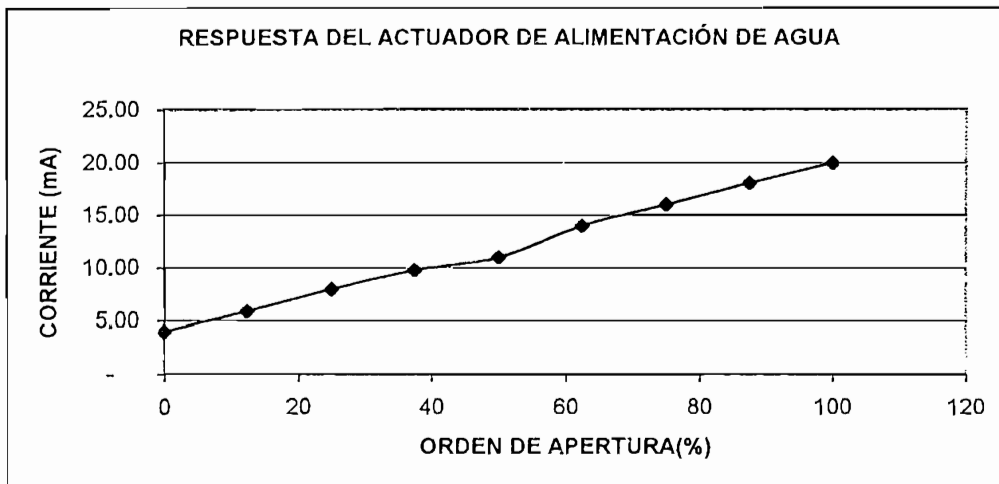


Figura 4.1 Corriente de ingreso al I/P de la válvula de alimentación de agua

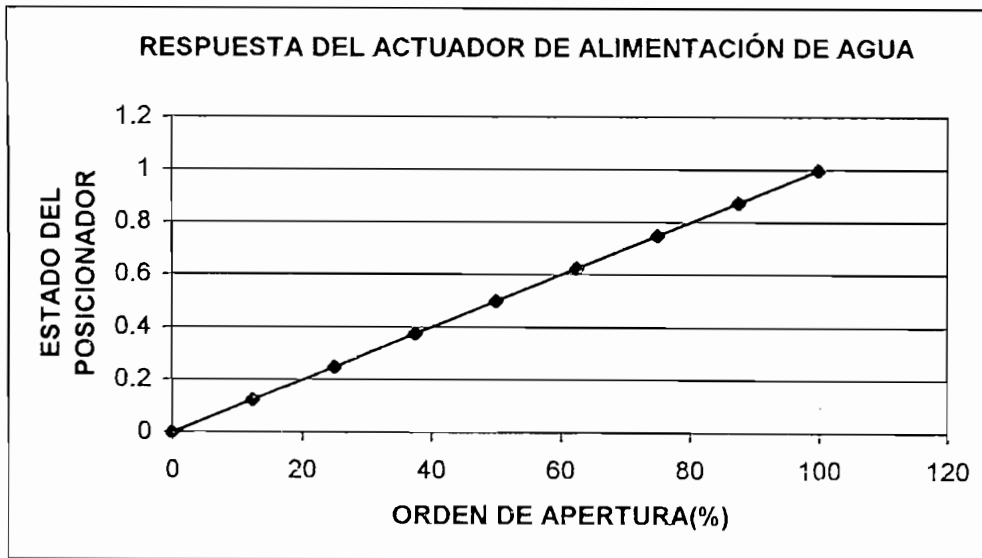


Figura 4.2 Apertura efectiva de la válvula versus orden de apertura

Como se observa de los resultados anteriores, el programa de control es muy sensible a cambios de configuración, a desconexión de señales eléctricas y a falta de comunicación con actuadores. Las instalaciones eléctricas tanto en el campo como en el cuarto de control se encuentran debidamente protegidas. Los cables de alimentación se protegen mediante tubería conduit de 2, 1, $\frac{3}{4}$ y $\frac{1}{2}$ pulgadas dependiendo del tramo al que corresponda como se indica en el gráfico de **implementación de tuberías y redes eléctricas**.

Los transmisores y los actuadores se encuentran debidamente protegidos contra el deterioro ambiental ya que sus empaquetaduras encierran herméticamente al circuito electrónico contenido en su interior. Estos dispositivos electrónicos tienen protecciones contra sobrevoltaje y corrientes transitorias (SPDs Surge Protection Devices).

4.3 SINTONIZACIÓN DEL LAZO.

A continuación se presenta un análisis del problema del control y las estrategias existentes para implementar un adecuado automatismo en procesos industriales como es el caso de este proyecto, iniciando para ello con una revisión de la teoría de control de una manera breve pero clara de modo de obtener un enfoque preciso de lo que se aplicó en este proyecto.

El parámetro que indica la calidad del producto o las condiciones de operación del proceso se denomina variable controlada, en nuestro caso el nivel de agua.

La variable manipulada se refiere en cambio a la posición de la válvula de alimentación de flujo de agua.

Todas las variables que afectan a la variable controlada, menos la que está siendo manipulada, se define como cargas. La variable de carga en este caso es la demanda de flujo de vapor.

4.3.1 EL PROBLEMA DEL CONTROL.

El problema del control puede ser resuelto combinando dos estrategias de diseño con realimentación (feedback) y alimentación directa (feedforward), en donde el feedback genera la señal de control en base a la diferencia entre los valores de medición real y de referencia, en cambio en el feedforward, la señal de control se genera a partir de valores basados en las distintas variables de carga que afectan el proceso.

Mientras el control feedback es reactivo por naturaleza y responde al efecto de una perturbación, los esquemas con feedforward responden directamente a las perturbaciones y por lo tanto ofrecen un control mejorado.

Los modos de control son respuestas específicas a una variación de la variable medida o señal de error. El siguiente análisis de los modos de control y sus

combinaciones mostrará como mejorar la estabilidad y velocidad de respuesta para lazos de realimentación como el del presente proyecto.

La capacidad de comprender los modos individuales de un controlador resulta esencial para lograr la aplicación exitosa de un control con realimentación. Estos modos abarcan acciones de dos posiciones, solo proporcional, integral y derivativa. Cada combinación posible representa un compromiso entre costo y prestación.

Para implementar la realimentación negativa se debe conectar un controlador con realimentación en un lazo cerrado y elegir la acción de control apropiada. Dados estos supuestos básicos, el controlador puede resolver el problema del control mediante una investigación tipo prueba y error para la salida que establezca un balance entre todas las influencias sobre la variable controlada.

La selección de control adecuada establece la realimentación negativa definiendo la señal de salida del controlador. El próximo objetivo es determinar la magnitud de esta señal.

4.3.2 MODOS DE CONTROL.

Un controlador ubicado en un lazo de realimentación debe responder a perturbaciones impredecibles que pueden afectar la medición que el controlador está tratando de regular. Y lo que es peor aún, las características dinámicas del resto del lazo atrasarán y distorsionarán las variaciones de salida utilizadas por el controlador para reducir el error.

En este ambiente, en realidad la relación entre un controlador y el proceso es interactiva. Aquí el tamaño, la forma y la velocidad de las variaciones de la salida del controlador lleva la medición al valor deseado una vez ocurrida la perturbación.

Un modo de control es una respuesta particular del controlador a una variación de la medición del error. Las cuatro respuestas básicas son:

- Dos posiciones
- Proporcional
- Integral
- Derivativa

4.3.3 CONTROL DE DOS POSICIONES.

La respuesta de dos posiciones u "on –off" es la forma más simple de lazo de control de realimentación. Una función de control de dos posiciones tiene solo dos salidas posibles (100% o 0%) y solo toma en cuenta el signo del error. Ahora claro esta variación cíclica propia del control de dos posiciones es incapaz de resolver el problema exactamente. La salida es demasiado alta o demasiado baja para establecer un verdadero balance entre todas las influencias sobre el nivel del domo del caldero.

Una salida del 100% proporciona demasiado flujo de agua, lo que hace que el nivel aumente rápidamente. Una salida del 0% proporciona demasiado poco flujo de agua como para abastecer de vapor al sistema. Por tanto un control de esta naturaleza no se puede aplicar en un control como en el que estamos trabajando debido a su permanente variación cíclica.

4.3.4 CONTROL PROPORCIONAL.

El control proporcional se basa en el principio de que la magnitud de la respuesta del controlador debe ser proporcional a la magnitud del error. Para lograr esto, el control proporcional vincula la variación del error, expresándose ambos valores normalmente como porcentaje del alcance.

En la figura 4.3 se muestra una representación gráfica de la acción proporcional. Sin importar de que forma se crea la acción proporcional (neumática, electrónica o digital), este efecto puede ser imaginado como una aguja de doble punta pivoteada en el medio (para una banda proporcional del 100%) y moviéndose alrededor de una escala de salida. Las variaciones, tanto de la medición como del valor deseado, originan variaciones del error, lo que hace actuar la punta izquierda de la aguja. Tal como se indica en la figura en la figura 4.3, la escala de salida describe una acción aumento-disminución. Para lograr una acción aumento-aumento, se procede simplemente a invertir la escala de salida.

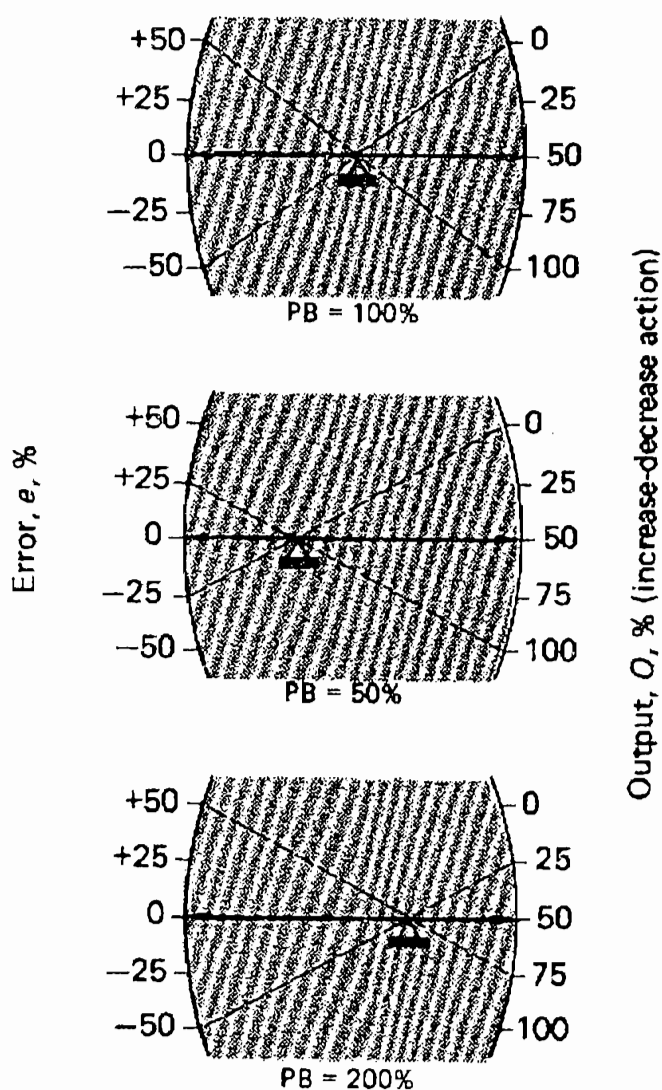


Figura 4.3 La acción proporcional relaciona la variación de la salida con la variación del error.

4.3.4.1 Midiendo la acción proporcional.

La figura 4.3 ilustra algunos conceptos importantes acerca de la acción proporcional, el primero de los cuales es la banda proporcional BP o ganancia G. estos parámetros ajustables definen con que fuerza el controlador reacciona a variaciones del error. La ubicación del pivote, tal como se muestra en la figura 4.3, fija la cantidad de variación de la salida para una dada variación del error. Con el pivote en el medio una variación 100% de la medición (desde el 50% debajo del valor deseado hasta 50% por encima) hará que la salida varíe de 0 a 100%.

Moviendo el pivote hacia la izquierda se puede reducir la variación de la medición requerida para una variación 100% de la salida al 50%, eso es desde el 25% por debajo hasta el 25% por encima del valor deseado. De la misma manera, moviendo el pivote hacia la derecha se incrementará la velocidad porcentual del error requerida para un recorrido completo de la válvula.

La banda proporcional BP se define como la variación proporcional de la medición (para un valor deseado constante) requerida para provocar una variación 100% de la salida. La ganancia G se define como el cociente entre la variación de la salida y la variación del error.

Ambas cuantifican la misma cosa: la sensibilidad del controlador a variaciones del error, y cada una puede expresarse en términos de la otra.

$$G = 100\% / BP \quad (4.1)$$

La figura 4.3 también ilustra el concepto de polarización proporcional. Sin importar el valor de la banda proporcional, la salida será 50% cuando el error de entrada es cero (la medición en el valor deseado). Esta polarización sobre la salida le da al controlador un valor alrededor del cual puede variar su salida para reducir el error. A medida que el error aumenta (o se vuelve negativo), la salida varía desde el 50% de acuerdo con el valor de la banda proporcional; normalmente, la polarización en un controlador proporcional se ajusta en fábrica

4.3.4.2 Propiedades dinámicas de la acción proporcional.

La figura 4.3 también ilustra dos propiedades de la acción proporcional que influye decisivamente en un lazo cerrado. La acción proporcional es inmediata y específica.

1. La vinculación entre el error y la salida, representada por la aguja, significa que la variación de la salida ocurre simultáneamente con la variación del error. No hay retardos en la respuesta proporcional.
2. Cada valor del error para una banda proporcional dada genera un valor único de la salida. El generador de respuesta proporcional es incapaz de cualquier otra combinación. Esta relación uno a uno entre el error y la salida plantea severas limitaciones sobre el desempeño del lazo cerrado del control solo proporcional, tal como se lo describirá brevemente.

La figura 4.4 presenta otra representación gráfica de la acción proporcional. Cada valor de la banda proporcional define una relación específica entre el error e y la salida S , que puede expresarse como:

$$S = e(100/BP) + 50\% \quad (4.2)$$

Donde S es la salida,%; e es el error,%; y BP es la banda proporcional,%.

Por ejemplo, supóngase que el valor deseado está en el 60% de la escala, la medición en el 40% de la escala, y que la banda proporcional vale 50%. Entonces, para la acción aumento-disminución: $S_{AD} = (60-40)*(100/50)+50 = 90\%$, donde S_{AD} es la salida para la acción aumento disminución.

La acción aumento-aumento se logra invirtiendo el cálculo del error para la ecuación 4.4 dentro del controlador. Entonces: $S_{AA} = (40 - 60)(100/50) + 50 = 10\%$.

La relación en línea recta entre error y salida identifica un controlador solo proporcional como un dispositivo lineal o de ganancia constante. En esta representación, el carácter específico de la acción proporcional significa que las coordenadas del error y la salida deben identificar un punto que cae sobre una línea de banda proporcional dada, y el punto de operación para el controlador solo puede moverse a lo largo de esta línea.

A medida que disminuye la banda proporcional, la acción proporcional se concentra dentro de una banda más estrecha alrededor del valor deseado. Desde el punto de vista de la ganancia, la misma variación del error provoca mayores variaciones en la salida. En el límite, la banda proporcional se hace cero (la ganancia se hace infinita), y el más mínimo error hace que la salida vaya a plena escala. El control de dos posiciones, por lo tanto, se convierte en un caso límite del control solo proporcional. En el otro extremo, cuando la banda proporcional se hace infinita (ganancia igual a cero), el controlador simplemente no responde a variaciones del error.

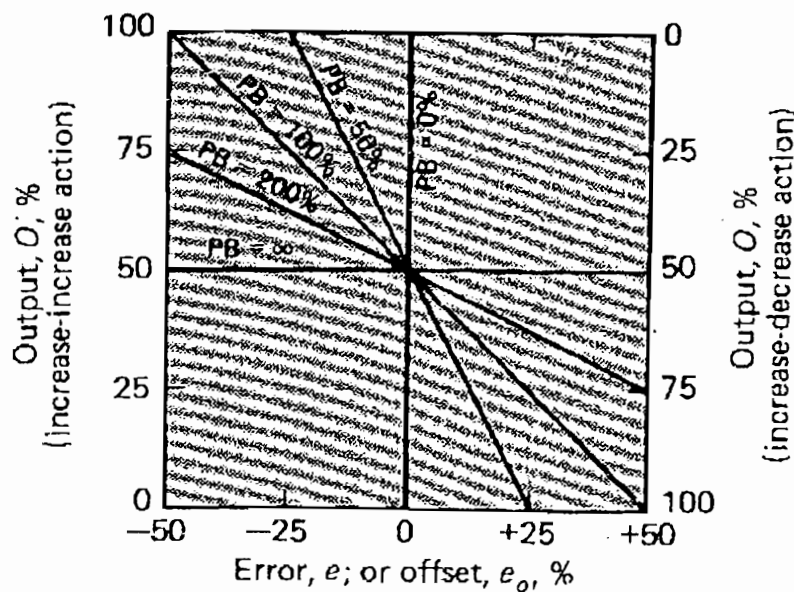


FIGURA 4.4 Relaciones entre error y salida para distintas bandas proporcionales y acciones.

4.3.4.3 Aplicando control solo proporcional.

En la figura 4.5 se muestra el proceso control del nivel bajo control solo proporcional, donde el caudal de salida es la carga sobre el proceso. Para controlar el nivel el controlador debe balancear el caudal de salida manipulando el caudal de entrada, lo que requiere una acción aumento-disminución. Ambos caudales varían desde 0 a 100%, el valor deseado del controlador está en 50% y la banda proporcional es 100%.

Para comenzar, supóngase que la carga es igual a 50% y que el nivel se encuentra en el valor deseado. Por lo tanto, la salida del controlador también estará en 50%, el caudal de entrada igualará el caudal de salida y el nivel permanecerá constante.

A continuación, supóngase una perturbación en la forma de una disminución de la carga a 25%, eso es una reducción del caudal de salida. ¿cómo responderá el lazo a esta perturbación?

Puesto que el caudal de salida inicialmente es menor que el caudal de entrada, el nivel comenzará elevándose y el error comenzará por ser negativo. Con referencia a la línea BP 100% de la figura 4.4 se podrá ver que la salida del controlador (para acción aumento-disminución) comenzará simultáneamente a disminuir mientras el punto de operaciones mueve hacia la esquina superior izquierda de la carta. Esta acción restringe gradualmente el caudal de entrada hasta llegar a 25% cuando el nivel se ha elevado a 75% (figura 4.5a). Por consiguiente, el caudal de entrada iguala el caudal de salida y el nivel permanecerá constante.

El controlador no puede hacer volver la medición al valor deseado. Cuando la banda proporcional vale 100%, la salida es 25%, pero solo cuando el error es -25%. En consecuencia, se requiere una desviación de estado estacionario para balancear la carga sobre el proceso. De la misma manera, si la carga aumenta a

75%, el nivel caerá hasta estar 25% por debajo del valor deseado, donde la salida 75% desde el controlador nuevamente equilibra la carga sobre el proceso.

Esta desviación de estado estacionario respecto del valor deseado se denomina "deriva" u "offset". Surge a raíz de que la polarización **B** (salida cuando la medición es igual al valor deseado) está fijada. Si las condiciones de carga requieren una salida distinta a la polarización, debe estar presente algún error de estado estacionario.

Cada variación de la carga requerirá una distinta salida y un distinto offset, la cantidad de offset e_o es función de la salida requerida y la banda proporcional, de acuerdo con la siguiente ecuación que describe un controlador solo proporcional.

$$S = e(100/BP) + B \quad (4.3 a)$$

$$e_o = (BP/100) (S-B) \quad (4.3 b)$$

De esta forma, el propósito de una polarización ajustable se hace claro. Modificando la polarización sobre la respuesta proporcional para igualar la salida requerida, se puede retornar la medición al valor deseado. Este ajuste se denomina a menudo "reposición manual".

Suponiendo que la polarización permanece fijada en 50%, el offset respecto de una salida requerida se ve también que varía con la banda proporcional. Con referencia a la figura 4.4, si las condiciones de carga requieren de una salida 75% y la banda proporcional es 200%, el offset será 50%. Reduciendo la banda proporcional a 50%, la deriva se reduce a 12.5 %. Sin embargo, la reducción de la banda proporcional también hace aumentar la ganancia del controlador y reduce el amortiguamiento en la respuesta de lazo cerrado.

La figura 4.5b muestra el efecto de estrechar la banda proporcional sobre la respuesta de lazo cerrado para una perturbación de carga:

- Caso A - El controlador no responde. La medición cae a un nuevo valor de estado estacionario.
- Caso B - La respuesta proporcional es demasiado débil, llevando a un offset excesivo.
- Caso C - La banda proporcional es la correcta. La respuesta del controlador es lo suficientemente fuerte para provocar un amortiguamiento de un cuarto de onda.
- Caso D - La banda proporcional es demasiado angosta. La sobrerreacción provoca una oscilación excesiva en la medición, que toma demasiado tiempo en nivelarse.

Si la banda proporcional se reduce demasiado, la ganancia del controlador se hará demasiado elevada para producir una ganancia de lazo abierto mayor que 1. En lugar de decaer, el ciclo tanto para la medición como para la salida del controlador, crecerá hasta que la válvula oscila entre sus límites, igual que en el control de dos posiciones.

Cualquiera sea el proceso bajo control solo proporcional, hay una banda proporcional particular (o sea ganancia) que genera la respuesta de lazo cerrado deseada. El valor exacto dependerá de los otros elementos en el lazo, cada uno con sus ganancias individuales. En general, allí donde las ganancias del proceso son bajas a causa de un cociente τ_{TM}/τ_1 (tiempo muerto / constante de tiempo) pequeño, también lo será la banda proporcional requerida. Una vez sintonizada, sin embargo, el offset variará con la carga del proceso, tal como se muestra en la figura 4.5a

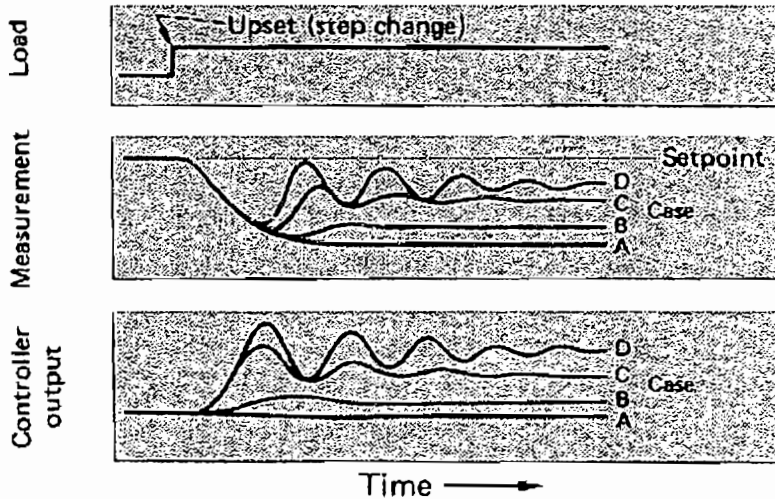
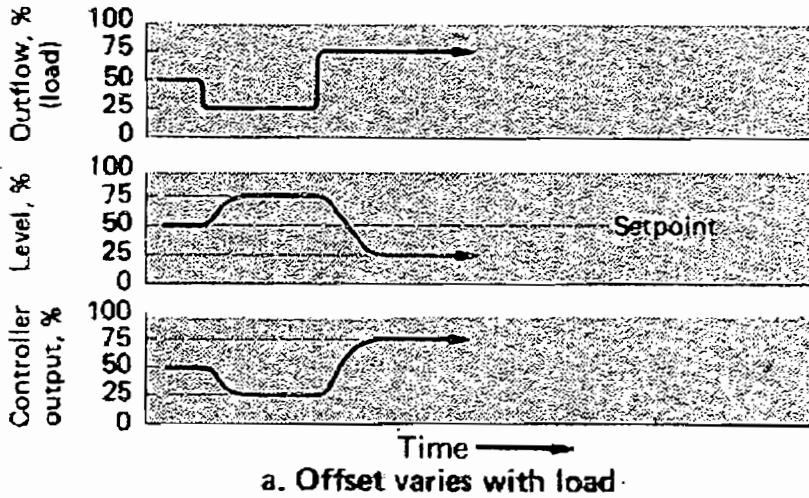
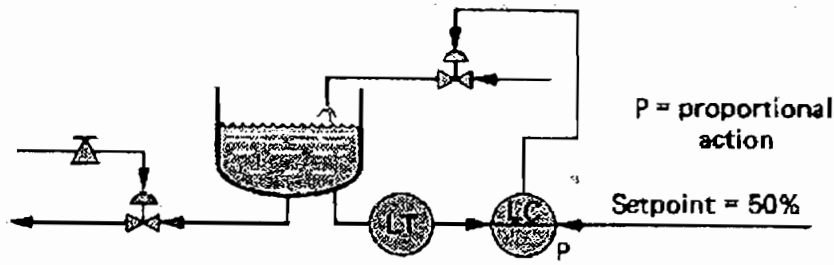


Figura 4.5 Proceso de nivel bajo control solo proporcional

El control proporcional es la más importante mejora sobre el control de dos posiciones a raíz de su capacidad de estabilizar el lazo. Su principal desventaja es el inevitable offset. En aquellos casos donde las cargas son bastante constantes y la banda proporcional requerida es angosta, el offset no será problema. El valor deseado puede ser ajustado hasta que la medición esté en el

valor requerido. El punto de ajuste ya no es el valor deseado de medición sino simplemente una referencia para la acción proporcional.

4.3.5 ACCIÓN INTEGRAL

La acción integral se puede combinar con la acción proporcional para eliminar el offset allí donde resulte inaceptable. Igual que la acción proporcional, la acción integral también responde al error. Sin embargo, la acción integral se basa en el principio de que la respuesta debe ser proporcional tanto a la magnitud como a la duración del error.

La respuesta de lazo abierto en la figura 4.6a muestra de que forma la acción integral se relaciona con el error. Inicialmente, mientras el error es igual a cero, la salida permanece constante en un valor que depende de la historia del error. Los errores de la medición producirán lo siguiente:

- Punto A - Aparece un error constante. La integral responde conduciendo la salida a una velocidad constante, proporcional a la magnitud del error, mientras el error permanece constante.
- Punto B - La magnitud del error aumenta. La integral responde conduciendo la salida a una mayor velocidad.
- Punto C - Cambia el signo del error. La integral responde conduciendo la salida en la dirección opuesta.
- Punto D - El error vuelve a cero. La acción integral se detiene en el valor de salida existente.
- Punto E - El error aumenta a una velocidad constante. La integral responde conduciendo la salida a una velocidad en permanente aumento.
- Punto F - El error vuelve a cero, la acción integral cesa a esa salida.

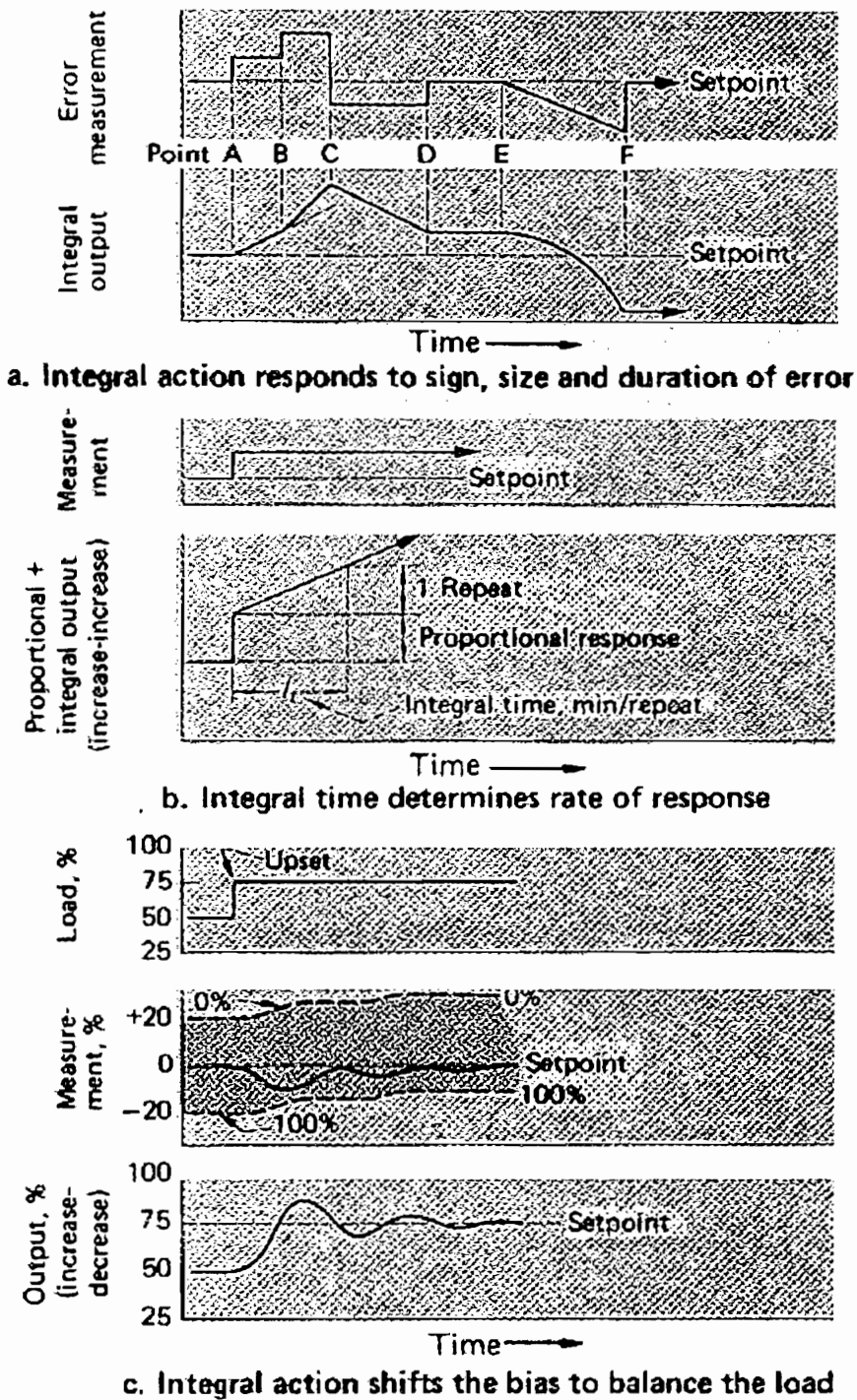


Figura 4.6 La acción integral mejora la respuesta de control

Estas respuestas ilustran la más importante propiedad de la acción integral. Mientras la acción proporcional vincula la salida a la medición a través del error, la acción integral puede alcanzar cualquier valor de salida deteniéndose solo cuando el error es cero. Esta es la propiedad que le permite a la acción integral eliminar el offset. La acción integral se satisface solo cuando la medición ha vuelto al valor

deseado. Mientras existe un error, la acción integral conducirá la salida en la dirección que reduce el error.

La respuesta de lazo abierto de la figura 4.6b muestra de que forman se combinan las acciones proporcional e integral en un controlador. Inicialmente la salida es constante por ser cero el error. Al aparecer una variación escalón simultánea de la salida a causa de la acción proporcional (ver figura 4.3). la magnitud de esta respuesta depende de la banda proporcional. Al mismo tiempo, la acción integral comienza a conducir la salida, según se muestra en la figura 4.6a.

Para un error constante, el ajuste a la acción integral modifica la velocidad con la que se conduce la salida. Esta velocidad se cuantifica en términos del tiempo requerido para que la variación de la salida (debido a la acción integral) iguale o repita la respuesta provocada por la acción proporcional. La disminución de la ganancia integral, reduce la fuerza de la acción integral.

4.3.5.1 Aplicando la acción integral.

La combinación de acción proporcional + integral también puede expresarse en forma de ecuación:

$$S = \left(\frac{100}{BP}\right)e_o + \left(\frac{100}{BP}\right)\left(\frac{1}{I_t}\right)\int e_o dt \quad (4.4)$$

Al comparar la ecuación (4.4) con la (4.3.a), que describe un controlador solo proporcional, la única diferencia reside en el término de polarización. Cuando el controlador solo proporcional se halla limitado por una polarización fija, la acción integral (4.4) usa la integral del error para ajustar la polarización, interrumpiéndose cuando el error se hace cero.

La figura 4.6c es una representación de cómo la acción integral elimina el offset que sigue a una perturbación de carga. Inicialmente, a 50% de carga, una salida 50% mantiene la medición en el valor deseado. En el estado estacionario, esto es también el valor de la polarización variable, puesto que el error es igual a cero. El controlador tiene una banda proporcional de 40%. La polarización de 50% indica

que la variación de 40% de la medición sobre la cual se producirá la acción proporcional está centrada alrededor del valor deseado. Cuando la medición comienza a caer, siguiendo un aumento de carga, las acciones proporcional e integral hacen volver la medición al valor deseado vía una respuesta amortiguada de un cuarto de amplitud.

La contribución de la integral es aumentar el término de polarización como una función del error. Cuando la respuesta está completa, el término polarización ha aumentado a 75%, y el término proporcional ha vuelto a cero. La polarización de 75% significa que la banda proporcional se ha corrido de modo que el alcance de la acción proporcional se extienda desde 10% por debajo hasta 30% por encima del valor deseado. De este modo, la acción integral desempeña en forma continua la función de reposición manual, descrita anteriormente.

La capacidad de la acción integral de eliminar el offset es muy ventajosa, de modo que al acción integral casi siempre se encuentra especificada para control con realimentación. Sin embargo, esta acción tiene una importante desventaja. Para crear su gradual respuesta, se incorpora una demora parecida a la capacidad dentro del controlador. Esto provoca una demora de fase a través del controlador y alarga el periodo de oscilación del lazo, como una función de la contribución relativa de las acciones proporcional e integral.

Normalmente, el período de oscilación para un lazo bajo un controlador proporcional + integral, adecuadamente sintonizado será un 50% más largo que si el controlador fuese solo proporcional, para lazos relativamente rápidos como ser control de caudal, esto no es importante. Sin embargo, para lazos más lentos, la extensión del período puede transformarse en una seria limitación. Para lazos donde el valor exacto de la medición no es crítico (como es el caso del control de nivel), el período más corto de un controlador solo proporcional puede constituir una ventaja.

Igual que la acción proporcional, la acción integral aumenta la ganancia del controlador. Demasiado de cada una de estas acciones hará que el lazo oscile.

Por lo general, el tiempo integral debería ser proporcional a la rapidez con que el proceso responde a la acción de control. Si el tiempo es demasiado corto, el operador final será conducido a su límite antes de que la medición sea capaz de responder. Por consiguiente, cuando la medición responde, se sobrepasará el valor deseado, con lo que la integral conducirá al operador a su límite opuesto.

4.3.6 AGREGANDO LA ACCIÓN DERIVATIVA.

Las acciones proporcional e integral comparten una seria limitación. Debe haber un error importante antes de que cualquiera de estos modos generen una respuesta fuerte.

La acción derivativa se basa en el principio de que el controlador debe responder también a la velocidad de variación de la medición, aun cuando el error real sea todavía pequeño,

La respuesta de lazo abierto de la figura 4.7a muestra de que forma se relaciona la respuesta derivativa con la medición, (la velocidad de variación puede computarse como una cantidad de variación dividida por el tiempo durante el cual se lleva a cabo dicha variación). Por ejemplo en la figura 4.7a :

- Punto A – Aparece una variación escalón puesto que la variación se produce en tiempo cero, su velocidad es infinita y la acción derivativa responde con un pico de salida. La dirección de la respuesta estará determinada por la acción del controlador. La figura 4.7a muestra la respuesta para acción aumento-aumento, puesto que la medición es estacionaria después de una variación escalón, la contribución derivativa vuelve inmediatamente a cero.
- Punto B – Aparece un segundo escalón, esta vez negativo. La contribución derivativa responde con un pico negativo.

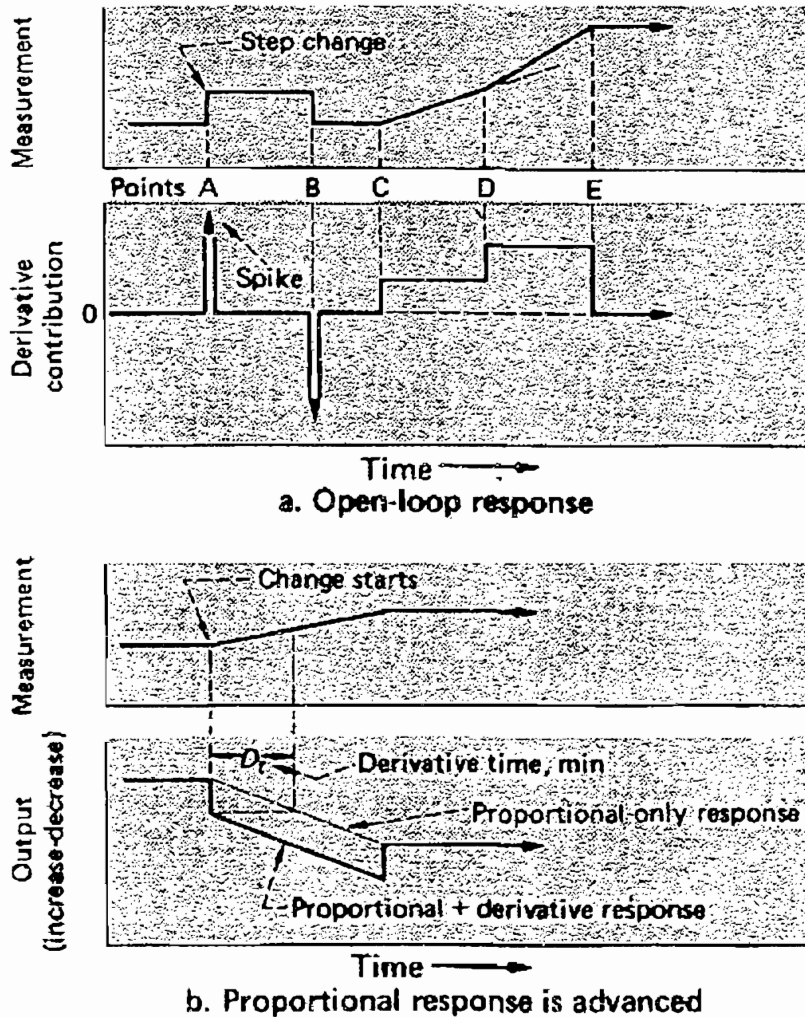


Figura 4.7 La acción derivativa responde a la velocidad de variación

- Punto C – La medición comienza a crecer con velocidad constante. La derivativa responde con una contribución constante y positiva que es proporcional a la velocidad de variación.
- Punto D – La variación de la velocidad de medición sufre un aumento. La contribución derivativa aumenta proporcionalmente.
- Punto E – La medición detiene su variación. La contribución derivativa vuelve a cero.

La respuesta derivativa no tiene nada que ver con el valor absoluto de la medición. Siempre que la medición detiene su variación, la contribución derivativa vuelve a cero. Cuando la medición empieza a variar, la acción derivativa se opone a esa variación tanto si la medición se mueve alejándose del o acercándose al deseado.

La respuesta de lazo abierto de la figura 4.7b muestra cómo se combinan las acciones proporcional y derivativa en un controlador. Cuando la medición empieza a variar, la acción derivativa genera una respuesta inmediata proporcional a su velocidad de variación. Mientras la medición continúa variando, la salida varía a causa de la acción proporcional. Debido a la acción derivativa, la salida alcanza en forma inmediata un valor que no se hubiera alcanzado sino algún tiempo más tarde.

En realidad, la respuesta proporcional ha sido avanzada en el tiempo. La magnitud de este avance es el tiempo derivativo D_t , en minutos. Cabe señalar que a veces la acción derivativa es considerada equivocadamente como una acción "anticipativa"; el controlador solo puede responder a un error real, y no puede anticipar la llegada de un error. El aumento del tiempo derivativo generará una respuesta derivativa mayor que aparecerá como una mayor diferencia de tiempo entre las dos respuestas de la figura 4.7b.

Siguiendo las técnicas utilizadas con las acciones proporcional e integral, los primeros controladores aplicaban la acción derivativa al error. Sin embargo, esto hace que la acción derivativa responda a variaciones tanto de la medición como del valor deseado. Puesto que los cambios del valor deseado se realizan normalmente por pasos, este enfoque solía "golpear" el proceso con grandes picos de salida, tal como se muestra en la figura 4.7a.

De práctica ya aceptada casi universalmente hoy en día, los controladores se proyectan de modo que el generador de respuesta derivativa mire solo a la señal de medición. Inicialmente solo las acciones proporcional e integral responden a cambios del valor deseado.

Cuando la acción derivativa se combina con las acciones proporcional e integral, la respuesta total está dada por:

$$S = \frac{100}{BP} \left[e_0 + \frac{1}{I_t} \int e_0 dt - D_t \frac{dc}{dt} \right] \quad (4.5)$$

donde c , una variable controlada, representa la señal de medición.

La ecuación (4.5) describe un controlador ideal, no interactuante. En la mayoría de los controladores de tres modos, sin embargo, hay algo de interacción entre los modos.

4.3.6.1 Aplicando la acción derivativa.

La incorporación de la acción derivativa puede mejorar significativamente el control en proceso con grandes retardos. La acción derivativa es la opuesta de la acción integral. Para generar la respuesta derivativa, se incorpora dentro del controlador la inversa dinámica de un retardo, esto es un adelanto. Aunque la acción derivativa también aumenta la ganancia del controlador, sus características de adelanto pueden efectivamente cancelar un retardo en cualquier otra parte del lazo de control, y, por lo tanto, acortar el período de oscilación. Esto puede más que cancelar el aumento del período provocado por la acción integral, aun cuando la deriva u offset sea no obstante eliminado.

La principal desventaja de la acción derivativa es su sensibilidad al ruido. Puesto que reacciona a la variación de la velocidad de medición, aún un ruido de muy pequeña amplitud puede provocar grandes variaciones en la salida de controlador. En realidad, la derivativa intenta controlar el ruido a todas luces, una tarea imposible. Es esta la razón por la cual en la configuración del controlador implementado en el control de nivel del domo del caldero es **imposible** aplicar la acción derivativa, puesto que la variable controlada es inherentemente ruidosa.

A continuación se presenta en la figura 4.8, la pantalla con el registro histórico del caldero en operación manual. En este gráfico se presentan las curvas de salida de la válvula en %, set point, nivel en % y presión de vapor en psi.

Como se puede apreciar en la pantalla, a pesar de que el operador, trata de realizar las maniobras correctivas para tratar de estabilizar el nivel, estas no son lo suficientemente eficaces como para llevar el nivel a un valor estable, produciéndose así un rápido decremento de la presión y por tanto obligando a parar las turbinas de molienda, lo que significa muchas pérdidas económicas en el proceso.

De este modo, una vez implementada la instrumentación, debemos poner en marcha el automatismo y en base a la teoría de modos de control que ya se explicó y métodos de sintonización, a continuación justificamos los valores con los que fue cargado el controlador.



Figura 4.8 Comportamiento del caldero en modo de operación manual.

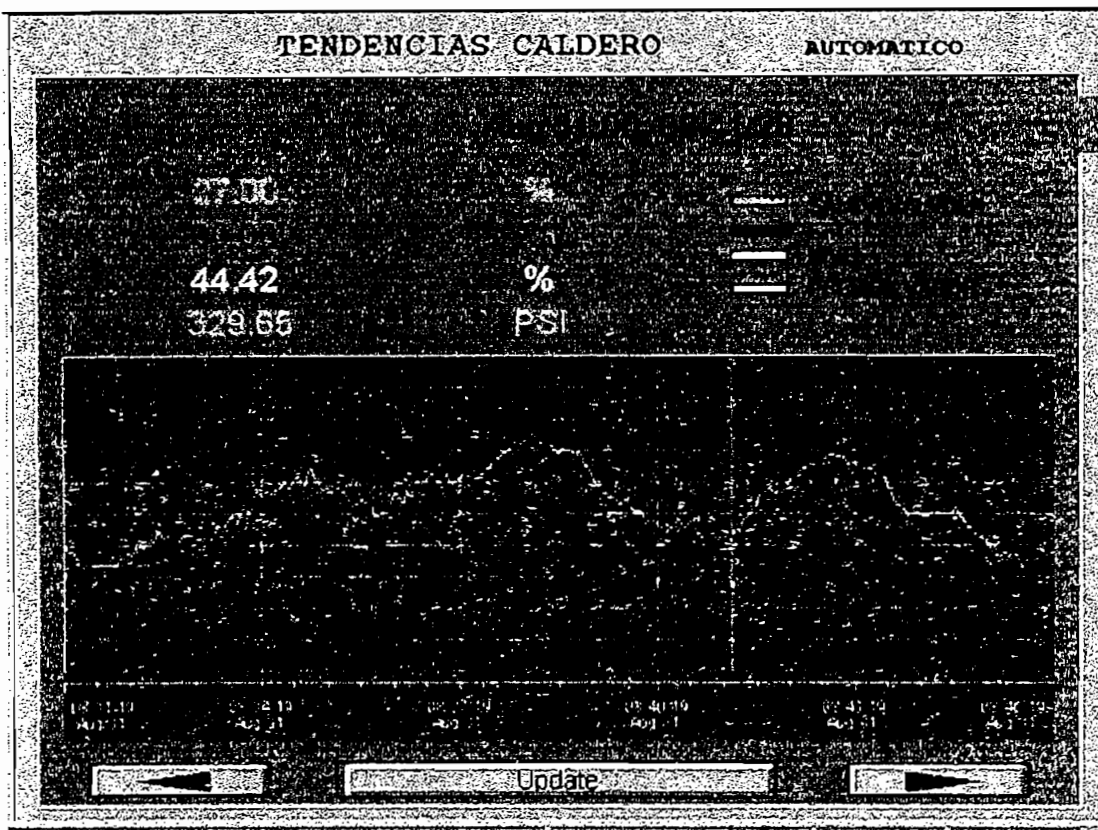


Figura 4.9 Momento de arranque de las turbinas o carga.

Así mismo en la figura 4.10 se presenta la pantalla que registra el momento del paro de turbinas, produciéndose nuevamente un efecto desestabilizante que el controlador trata de regular mediante el cambio de control de tres a un elemento, que como se había indicado anteriormente y se puede observar en esta pantalla entra en funcionamiento para cuando el nivel excede la banda del 30% al 60% del nivel del domo.

Esto comprueba que el controlador trabaja como se ha previsto, compensando de una manera muy eficaz las perturbaciones más importantes que se presentan en su normal desempeño dentro de la planta, es decir el momento de arranque y parada de turbinas.

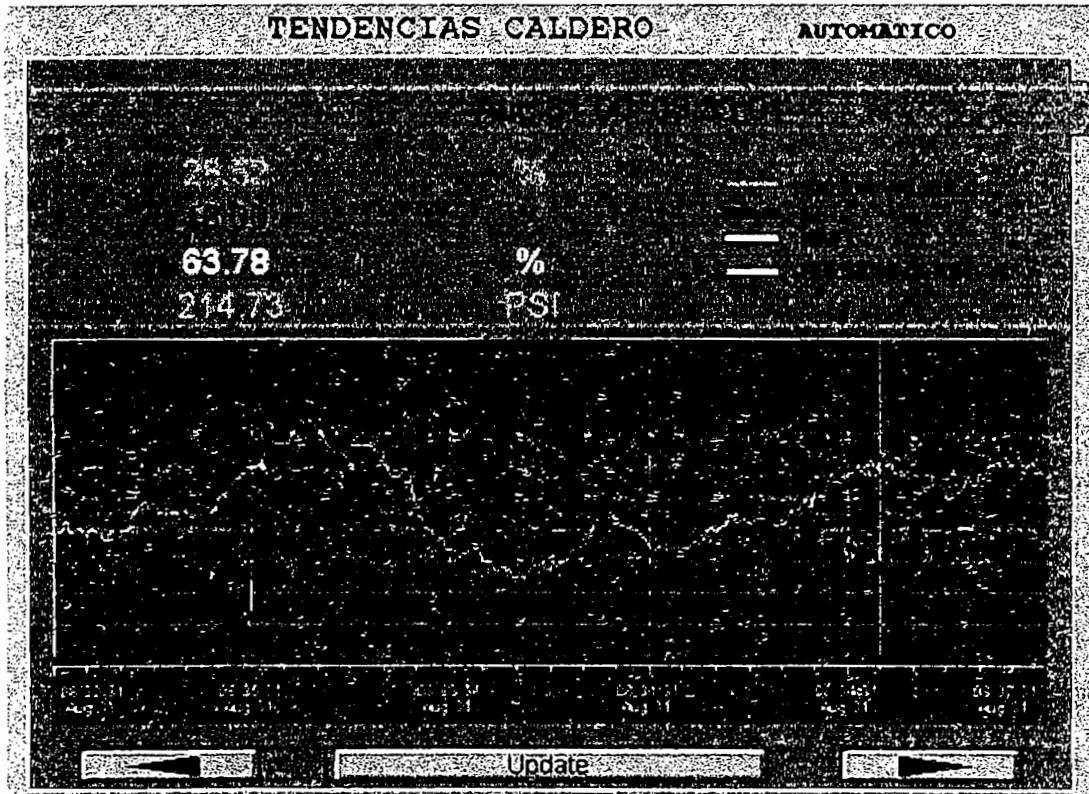


Figura 4.10 Momento de parada de las turbinas o carga

Entonces, realizando el análisis de prueba y error comenzando con una banda proporcional ancha, y banda integral cero, tenemos el siguiente desarrollo que luego fue confirmado en la práctica.

El valor deseado (set point) = 45%

Salida del controlador: $S = e\left(\frac{100}{BP}\right) + 50\%$

Para BP = 200%

Medida = 60% (antes de que cambie a 1 elemento por alto)

Entonces:

$$S = (45-60)(100/200)+50 = 42.5\%$$

Medida = 30% (antes de que cambie a 1 elemento por bajo)

Entonces:

$$S = (45-30)(100/200)+50 = 57.5\%$$

Por tanto $\Delta S = 57-42.5 = 15\%$; es un recorrido muy corto para la válvula.

Para BP = 100%

Medida = 60% (antes de que cambie a 1 elemento por alto)

Entonces:

$$S = (45-60)(100/100)+50 = 35\%$$

Medida = 30% (antes de que cambie a 1 elemento por bajo)

Entonces:

$$S = (45-30)(100/100)+50 = 65\%$$

Por tanto $\Delta S = 65-35 = 30\%$; es un recorrido que no compensa a nivel de alarmas..

Para BP = 75%

Medida = 60% (antes de que cambie a 1 elemento por alto)

Entonces:

$$S = (45-60)(100/75)+50 = 30\%$$

Medida = 30% (antes de que cambie a 1 elemento por bajo)

Entonces:

$$S = (45-30)(100/75)+50 = 70\%$$

Por tanto $\Delta S = 70-30 = 40\%$; Un recorrido aceptable de la válvula antes de que entre a trabajar como un solo elemento.

Para BP = 65%

Medida = 60% (antes de que cambie a 1 elemento por alto)

Entonces:

$$S = (45-60)(100/65)+50 = 27\%$$

Medida = 30% (antes de que cambie a 1 elemento por bajo nivel)

Entonces:

$$S = (45-30)(100/65)+50 = 73\%$$

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las presentes conclusiones se derivan tanto del marco teórico que involucra el proceso de producción de azúcar así como de la experiencia adquirida a lo largo de la puesta en marcha de este proyecto.

5.1 CONCLUSIONES

Operar una caldera implica un peligro inherente de tal suerte que sus variables deben ser controladas en forma rigurosa y en el caso del caldero principal de IANCEM, el control de nivel de agua resulta de vital importancia para la normal producción del ingenio, por lo que se puede concluir que el presente proyecto ha cumplido la totalidad de los objetivos propuestos, los cuales son:

- Estudio básico del caldero y sus variables a controlar.
- Implementación y puesta en marcha el control automático del nivel de agua del caldero del ingenio IANCEM utilizando el método de tres elementos.
- Implementación de la solución utilizando el sistema de control distribuido de Foxboro. Configuración del controlador, de los transmisores, pantallas de monitoreo y la sintonización del lazo de control implementado.

Así mismo la hipótesis de trabajo planteada al inicio del proyecto queda satisfactoriamente demostrada al cumplirse que la medición de tres elementos es la herramienta más útil para el control de nivel en situaciones caracterizadas por cambios rápidos y amplios de carga, donde la necesidad primordial es mantener el caldero y su generación de vapor en niveles seguros y confiables.

El sistema de control I/A Series de Foxboro, es una poderosa y completa herramienta para el desarrollo de sistemas de control y automatización de procesos en lo que conocemos como DCS o sistemas de control distribuido. Esta plataforma permite realizar diferentes tipos de control que se adaptan a las necesidades de los procesos, disponiendo de diferentes tipos de control tales como control continuo, control secuencial y control con lógica ladder, los cuales pueden trabajar individualmente o en forma integrada para cumplir con los requerimientos específicos de la aplicación. En este proyecto, el control continuo y localizado del nivel de agua del domo del caldero de IANCEM, es una puntual aplicación de la amplia gama de servicios que puede prestar este sistema.

El software del sistema de automatización I/A facilita la programación al usuario ya que posee estrategias de control comprensibles, aunque cabe resaltar que prevalece la necesidad inicial de una adecuada capacitación para lograr emprender la programación propiamente dicha.

La presencia del controlador 743CB localizado en el campo responde a la necesidad de que los operadores del caldero tengan a la mano la disponibilidad de operar e intervenir en el proceso, cuando cualquier condición adversa aparezca en el mismo, es decir la presencia humana es fundamental en el caldero puesto que aún existen variables que no son completamente automatizadas o incluso monitoreadas como son por ejemplo la humedad del bagazo, el correcto abastecimiento del agua, la adecuada operación de las bombas de agua y la normal operación de los ventiladores de tiro forzado e inducido.

Como se demostró al evidenciar la necesidad de llevar a cabo este proyecto, la inversión que el ingenio realizó en la instalación del sistema de control de nivel de agua del caldero, garantiza disminución de tiempos de parada lo cual disminuye costos de producción, así como se evita pérdidas de elementos valiosos de los equipos que dependen de recibir un vapor en buenas condiciones. Todo esto beneficia al consumidor final y por ende a la rentabilidad de la empresa.

Al realizar las pruebas al equipo ya instalado, la facilidad de adquisición de datos desde el campo hacia el controlador se logró gracias a que las señales enviadas por los transmisores estaban acordes a los niveles que el controlador puede manejar. Desde este punto de vista, se concluye que la instrumentación elegida fue la adecuada y evitó el realizar cambios o adaptaciones que habrían representado pérdidas de tiempo y recursos.

El sistema se encuentra funcionando a entera satisfacción del cliente, cumple con los requerimientos de presión y de nivel que se habían planteado además de que el personal fue plenamente instruido de las operaciones de supervisión y mantenimiento que demanda la instrumentación implementada.

Esta tesis ha sido escrita poniendo mucho empeño en la capacidad de síntesis que se requiere para que su descripción sea lo suficientemente clara de tal suerte que el lector tranquilamente se familiarice con el proceso y adquiera la suficiente comprensión del tema.

Finalmente, con la finalización de este trabajo y observando las notables mejoras en el rendimiento del caldero, se ha emprendido ya el estudio de la implementación del control del PH del agua de alimentación del caldero, que sin duda representan una inversión con una tasa de retorno inmediata puesto que determina un ahorro importantísimo al prolongar la vida útil del caldero y al mismo tiempo asegura que el proceso se mantenga continuo por más tiempo y no se vea afectado por obstrucciones en la tubería que cambiarían con el tiempo el comportamiento actual de las variables que se encuentran controladas. Este nuevo sistema únicamente tendrá que involucrar la instrumentación necesaria para llevar las señales que sean requeridas, desde el campo hasta la estación de operación. A futuro, se podría aspirar a tener una planta completamente automatizada.

5.2 RECOMENDACIONES.

Como se describió en los capítulos anteriores de esta tesis, es muy importante que los cambios en la configuración de la base de control tenga acceso solamente el personal calificado y que conoce a fondo el funcionamiento del proceso, puesto que cambios inconvenientes en cualquiera de los equipos implementados, simplemente podrían generar errores gravísimos en el adecuado funcionamiento del lazo.

Cuando el lazo indique algún tipo de anomalía que impida el adecuado control se recomienda en primer lugar revisar si el lazo está cerrado antes que emprender una desatinada reconfiguración del controlador, es decir, se deben revisar primeramente que todos los elementos se encuentren trabajando adecuadamente y transmitan su señal característica en forma normal, puesto que en un momento dado de la etapa de prueba se perdió mucho tiempo tratando de estabilizar el nivel en base al controlador cuando lo que en realidad sucedía fue que el I/P de la válvula de alimentación no estaba adecuadamente polarizado.

Para mejorar el rendimiento del caldero y la vida útil del mismo se recomienda una pronta mejoría en el tratamiento de agua de alimentación ya que de esto depende un ahorro de energía, pues el agua ingresaría al caldero correctamente precalentada y con un PH no dañino para las tuberías, lo cual representa un gran ahorro de recursos.

En el cuarto de control donde se encuentra el computador AW 70 se recomienda que se instale un ventilador estacionario capaz de ayudar a la refrigeración de CPU puesto que el área donde está ubicada la planta es de tipo subtropical y la temperatura en el cuarto de control es elevada en horas del día lo que puede repercutir en el funcionamiento de la máquina.

Cuando por alguna razón se necesite apagar el procesador AW 70, es necesario insistir que este equipo debe ser apagado respetando la secuencia de shut down

que viene incorporada en el software, caso contrario se corre el riesgo de que el computador no sea capaz de reestablecerse en forma normal cuando se lo vuelva a prender, lo que lleva a muchos retrasos tratando de cargar nuevamente el software.

El mantenimiento eléctrico y neumático son también requisitos indispensables para que la producción no se paralice en la planta, pues es necesario garantizar una comunicación segura entre los equipos.

Finalmente cuando por alguna razón se decide hacer un reemplazo o actualización de la caldera es necesario considerar todas las especificaciones técnicas tanto del equipo que va a reemplazarse como del que se va a utilizar con el fin de no alterar los parámetros especialmente de control y seguridad.

BIBLIOGRAFÍA

“Boiler Control Systems” David Lindsley McGraw hill 1992.

“Seminario De Control Automático De Procesos Industriales”
Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha 1984.

“Process Control Systems” Shinsky F. McGraw Hill The Foxboro Company 1995.

“Seminario Taller Operación y Mantenimiento de Calderos”
Colegio De Ingenieros Mecánicos De Pichincha Quito-Ecuador 1999.

“Curso de Ingeniería I/A de Foxboro” López J., Tecniequipos S.A
enero del 2000.

“Control De Procesos” Centro de entrenamiento Foxboro Argentina,
The Foxboro Company 1998.

“Boiler Design, Maintance and Operation” C.S Watkins.
Publicación de Sugar Journal Vol 95, 1993.

“Informes Técnicos de Calderas” Ing Ricardo Rodríguez IANCEM
1998.

“Control Valve Handbook” Fisher Controls, Second Edition, 1977.

REFERENCIA WORLD WIDE WEB

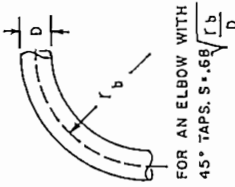
<http://www.thefoxborocompany/industry.com>

ANEXO 1

**TABLA PARA DETERMINAR
FACTOR DE AJUSTE S
*Y TABLA PARA DETERMINAR EL
DIÁMETRO INTERNO DE LA
TUBERÍA SEGÚN EL NÚMERO DE
CÉDULA***

Table 4-2. Sizing Factors

Beta or D/D Ratio	Square-Edged Orifice, Flange Corner or Radius Taps	Full-Flow (Pipes) 2 1/2 x SD Taps	Nozzle and Venturi	Low-Loss Tube	Dull Tube	Quarter-Edged Orifice
0.100	0.005994	0.006100				
0.125	0.009364	0.009591				
0.150	0.01349	0.01389				
0.175	0.01839	0.01902				
0.200	0.02402	0.02499				0.0305
0.225	0.03044	0.03183				0.0390
0.250	0.03760	0.03957				0.0484
0.275	0.04558	0.04826				0.0587
0.300	0.05432	0.05796	0.08858			0.0700
0.325	0.06390	0.06874	0.1041			0.0824
0.350	0.07429	0.08068	0.1210	0.1048		0.0959
0.375	0.08559	0.09390	0.1392	0.1198		0.1106
0.400	0.09776	0.1085	0.1588	0.1356	0.1170	0.1267
0.425	0.1109	0.1247	0.1800	0.1527	0.1335	0.1443
0.450	0.1251	0.1426	0.2026	0.1705	0.1500	0.1635
0.475	0.1404	0.1625	0.2270	0.1900	0.1665	0.1844
0.500	0.1568	0.1845	0.2530	0.2098	0.1830	0.207
0.525	0.1745	0.2090	0.2810	0.2312	0.2044	0.232
0.550	0.1937	0.2362	0.3110	0.2539	0.2258	0.260
0.575	0.2144	0.2664	0.3433	0.2783	0.2472	0.292
0.600	0.2369	0.3002	0.3781	0.3041	0.2685	0.326
0.625	0.2614	0.3377	0.4159	0.3318	0.2956	0.364
0.650	0.2879	0.3796	0.4568	0.3617	0.3228	
0.675	0.3171	0.4262	0.5016	0.3939	0.3499	
0.700	0.3488	0.4782	0.5509	0.4289	0.3770	
0.725	0.3838		0.6054	0.4846	0.4100	
0.750	0.4222		0.6667	0.5111	0.4430	
0.775	0.4646			0.5598	0.4840	
0.800	0.5113			0.6153	0.5250	
0.820				0.6666	0.5635	



In Equations 4-8 and 4-9:

- γ_r = Specific weight of the steam or vapor at operating conditions in pounds per cubic foot
- T_b = Reference temperature (absolute); (i.e., 460 plus the reference temperature in °F.)

- p_b = Reference pressure (psi absolute)
- T_r = Operating temperature at the primary device (absolute); (i.e., 460 plus operating temperature in °F.)
- p_r = Operating pressure (psi absolute)

G = Specific gravity of the gas (molecular weight of the gas divided by the molecular weight of air or the weight of a volume of the gas at a given temperature and pressure divided by the weight of an equal volume of air at the same temperature and pressure).

The reference temperature is very often 60°F and the reference pressure atmospheric 14.7 psi absolute. If these are the standard conditions, Equation 4-9 can be simplified to:

$$Q(\text{scfh}) = 7,727 SD^2 \sqrt{\frac{h_r P_r}{T_r G}} \quad (4-10)$$

Equation 4-10 is applicable to gas flow only when the pressure differential is small enough so that gas density does not change significantly. A simple rule of thumb is that the maximum differential in inches of water should not exceed the absolute operating pressure in psi absolute. For example, if the gas operating pressure is 22 psi absolute, at a particular installation, and the maximum differential is 20 inches of water, Equation 4-10 can be used.

Flow rate measurements for gas and steam are more difficult to make with accuracy than those for liquid. The reason is changes in specific gravity, weight, temperature, pressure, and so on, that may occur under operating conditions.

These changes will have an effect on measurement accuracy and under certain conditions may be difficult to predict. An abbreviated set of tables for the formulas given are included in this book. If more accuracy is required, more exact equations, along with detailed tables, such as those found in *Principles and Practice of Flow Meter Engineering* by Spink, should be used.

Another method of performing these flow calculations is to use a flow slide rule. The flow slide rule has the table values incorporated

Table A-4. Standard Dimensions for Welded or Seamless Steel Pipe

Nominal Pipe Size Inches	INTERNAL DIAMETER				Threads Per Inch	Nominal Weight lb/ft
	Inches mm	Inches mm	Inches mm	Inches mm		
1/8	.405	.307	.269	.215	27	0.244
1/4	10.29	7.80	6.83	5.46	18	0.424
3/8	13.72	10.41	9.25	7.67	18	0.567
1/2	17.15	13.84	12.52	10.74	14	0.850
3/4	21.34	17.12	15.80	13.87	14	1.130
1	26.67	22.45	20.93	18.85	11 1/2	1.678
1 1/4	33.40	27.86	26.64	24.31	11 1/2	2.272
1 1/2	42.16	36.63	35.05	32.46	11 1/2	2.717
2	54.79	47.25	45.50	42.25	8	3.652
2 1/2	66.93	62.71	62.71	59.00	8	5.793
3	82.80	77.93	77.93	73.66	8	7.575
4	102.3	102.3	102.3	97.18	8	10.974
6	168.3	161.5	154.1	146.3	8	28.554
8	219.1	211.6	202.7	193.7	8	40.483
10	273.1	264.7	254.5	242.9	8	53.773
12	323.9	314.7	303.2	289.0	8	72.043

Table A-5. Properties of Saturated Steam and Saturated Water

Press. psia	Temp. F	Volume, ft ³ /lbm						Enthalpy, Btu/lbm						Entropy, Btu/lbm-R					
		Water		Steam		Water		Steam		Water		Steam		Water		Steam			
		t _l	t _v	t _l	t _v	t _l	t _v	t _l	t _v	t _l	t _v	t _l	t _v	t _l	t _v	t _l	t _v		
3208.2	705.47	0.05078	0.00000	0.05078	904.0	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
3094.3	700.0	0.05163	0.00000	0.05163	897.4	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
3000.0	693.33	0.05248	0.00000	0.05248	891.8	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
2708.6	684.81	0.05439	0.00000	0.05439	883.5	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
2383.7	680.0	0.05769	0.00000	0.05769	874.9	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
2069.9	675.0	0.06150	0.00000	0.06150	866.2	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
1766.9	670.0	0.06584	0.00000	0.06584	857.6	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
1533.2	665.0	0.07074	0.00000	0.07074	849.1	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
1300.0	660.0	0.07621	0.00000	0.07621	840.7	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
1077.7	655.0	0.08227	0.00000	0.08227	832.4	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
865.5	650.0	0.08894	0.00000	0.08894	824.2	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
664.7	645.0	0.09624	0.00000	0.09624	816.1	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
475.0	640.0	0.10418	0.00000	0.10418	808.1	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
297.2	635.0	0.11278	0.00000	0.11278	800.2	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
130.0	630.0	0.12206	0.00000	0.12206	792.4	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
50.0	625.0	0.13206	0.00000	0.13206	784.7	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
15.0	620.0	0.14281	0.00000	0.14281	777.1	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
5.0	615.0	0.15424	0.00000	0.15424	770.0	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	
1.0	610.0	0.16638	0.00000	0.16638	763.6	0.00000	0.00000	0.00000	1.0617	0.00000	1.0617	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	

Derived and Abridged from the 1967 ASME Steam Tables. Copyright 1967 by the American Society of Mechanical Engineers.

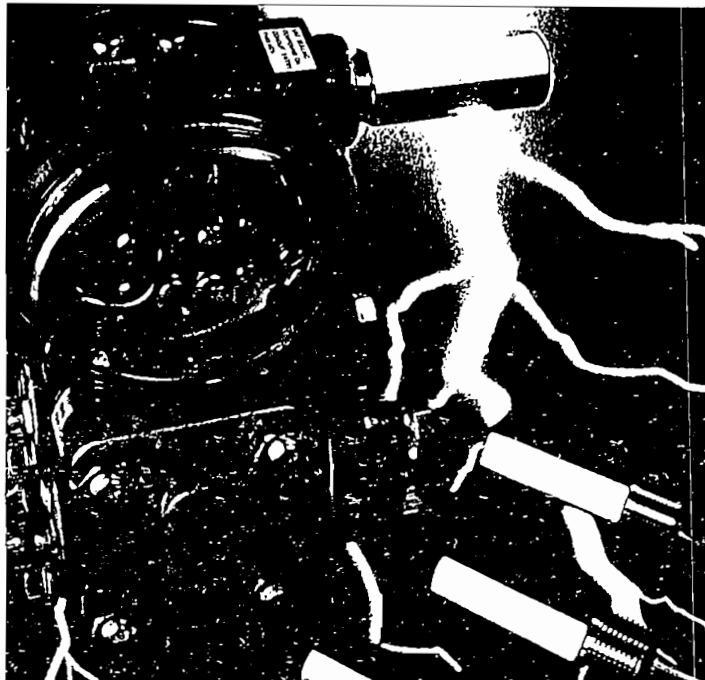
ANEXO 2

ESPECIFICACIONES DEL DISPOSITIVO TP 48 PARA PROTECCIÓN DE TRANSMISORES

surge protection unit

Safeguards electronic process transmitters against induced surges and transients from field cabling

- ◆ Interrupt-free operation – autoresetting
- ◆ Built-in reliability – solid state
- ◆ Easy and direct mounting – threaded for conduit entries
- ◆ Straightforward and simple installation – flying leads for wiring connections
- ◆ Intrinsically safe and flameproof to CENELEC standards
- ◆ Fieldbus compatible
- ◆ Parallel connection avoids introduction of any resistance into loop



The TP48 surge protection unit is a unique device providing a level of protection for field-mounted transmitters that is far in excess of the optional transient protection facilities available from the transmitter manufacturers – without involving any additional wiring, conduit modifications or other expensive extras. Like all Telematic surge protection units, a high level of protection is provided for vulnerable equipment against induced surges and transient overvoltages from all sources such as lightning, power faults, static discharge and other electrical disturbances. They operate without in any way affecting normal operation – passing ac or dc signals without attenuation while diverting surge currents safely to earth and clamping output voltages to specific levels.

The protection network consists of high-power solid-state electronics and a gas-filled discharge tube capable of diverting 10kA impulses.

Surge protection – the facts

Many kinds of process control instrumentation and communication networks can be destroyed by surges (also referred to as “transient overvoltages”) on power, signal and telecommunication lines. This invariably results in expensive downtime. Surges may be caused by lightning, heavy electrical load switching, electrical faults or electrical ‘noise’, from arc welding and other industrial sources. Those induced by lightning are on the increase globally, and it is recognised by European and other international standards that lightning can induce voltage surges of more than 10kV on equipment cables – and a ‘near miss’ can inject more than 5kA of current through electronic circuitry.

The only effective way of preventing such damage is to equip all vulnerable connections with surge protection devices (SPDs). These incorporate circuitry designed to divert surges safely to earth, and to control the voltage seen by sensitive equipment. The Telematic range includes SPDs for virtually all applications, including mains power supplies, process instrumentation, PSTN installations and computer networking, thus providing ‘all-round’ protection from one source. These products are available directly from Telematic and from distributors around the world. Further information on all aspects of surge protection can be found in Telematic’s range of Technical Application Notes available by post or downloaded from our Web site.

The whole unit is encased in an ANSI 316 stainless steel housing, threaded for the common conduit entries used on process transmitters. Installation is very simple – the unit is screwed into any unused conduit entry on the transmitter case and flying leads are connected to the terminal block (+ve, –ve) and the internal earth stud. Versions are available for 1/2 inch NPT, 20mm ISO, and Pg13 5 threaded entries.

The all important earthing connection is made to the local casing of the transmitter with no separate earth connection or ground stake at the transmitter being needed. In operation, the TP48 makes sure that the transmitter electronics are never exposed to damaging transients between lines or between lines and casing/earth. Any surge current appearing as a series-mode or common-mode transient is converted into a common-mode voltage – whereupon the transmitter electronics are temporarily raised to some higher voltage level before ‘floating’ down automatically (and without damage) to resume normal operation.

For hazardous-area use, approvals for both intrinsically safe and flameproof (explosionproof) operation are available, in all gas groups and apparatus temperature classification up to T4. These approvals, in no way affect the suitability of the units for installation in safe areas where such approvals are not required. Where transmitters are used in circuits suitable for Div 2/Zone 2 installations, the TP48 can be added without adversely affecting the level of safety.

For fieldbus applications, the TP48 meets the requirements of IEC1158.2:1993 and ISA-S50.02-1992 for 31.25kbit/s systems as used by FOUNDATION™ Fieldbus, PROFIBUS-PA and WorldFIP.

The TP48 can be easily added retrospectively to existing installations, as the normal field installation process needs no additional connection boxes and no modifications to plant wiring of conduit runs.

Leakage current

Less than 10µA at maximum working voltage

Working voltage

48V dc maximum

Resistance

No resistance introduced into loop

Impulse rating

10kA peak current (8/20µs waveform)
10kV peak voltage (1.2/50µs waveform)

Electrical connections

3 flying leads (line 1, line 2 & earth)
Wire size 32/0.2 (1.0mm², 18 AWG)
Lead length 250mm (minimum)

EMC compliance

To Generic Immunity Standards
EN50082, part 2 for industrial
environments

Casing

ANSI 316 stainless steel hexagonal
barstock, male thread

Threads

TP48-N: 1/2 inch NPT
TP48-I: 20mm ISO (M20x1.5)
TP48-P: Pg 13.5

Ambient temperature limits

-20°C to +60°C (working)
-40°C to +80°C (storage)

Humidity

5% to 95% RH (non-condensing)

Weight

75g

Functional safety

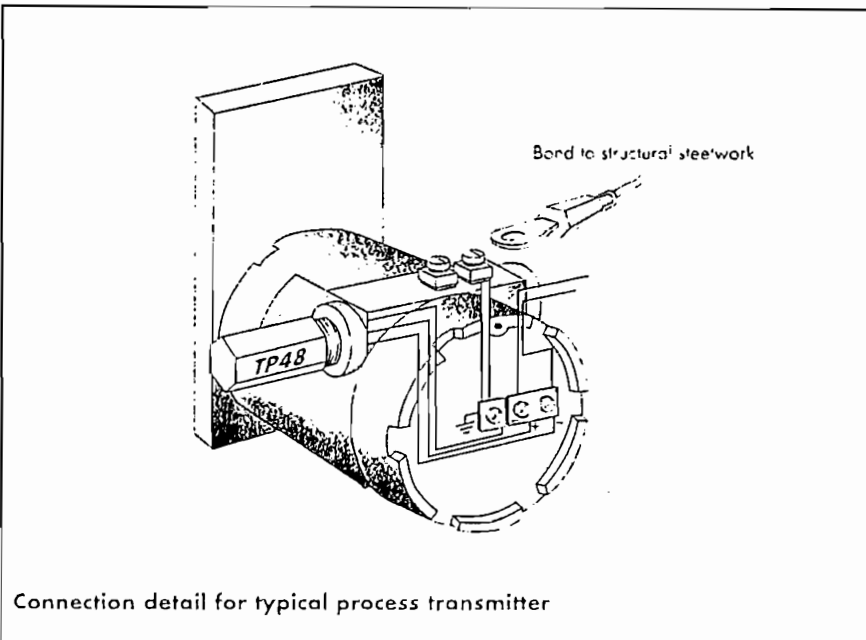
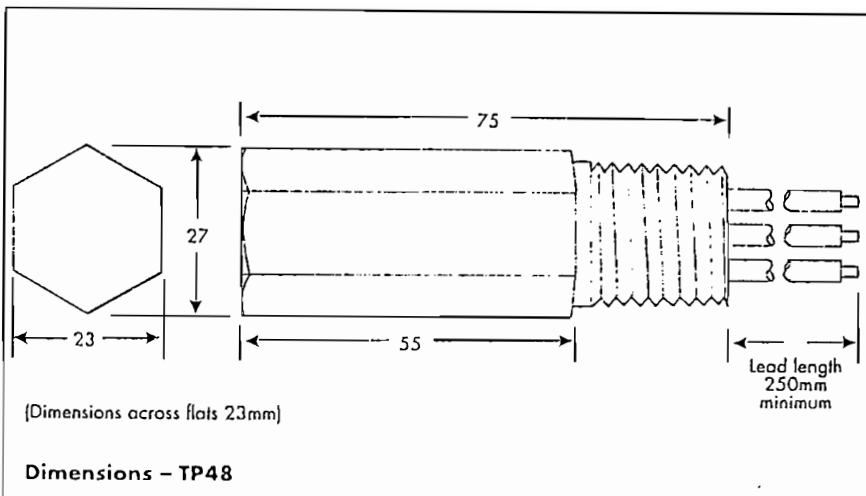
• IIC T4, Ceq=0, Leq=0: the unit can
be used without further certification
• Inherently intrinsically safe loop with open
circuit voltage <60V and input power
<1.2W.

EEx d IIC T4; the unit is apparatus-approved
to flameproof (explosionproof) standards,
and can be fitted into a similarly approved
housing.

Please specify which (if any) hazardous area
approval or explosion proof certification
(CSA) is required.

Installation

The TP48 is designed for mounting directly
into an unused conduit entry on a process
transmitter housing. Generally, two such
entries are provided, one of which is used
for the loop wiring. On the unused entry,
the blanking plug or other closure device is
removed and an appropriately threaded
TP48 screwed into its place. The transmitter
specification should provide information
indicating the required thread type. TP48
can be installed using thread adaptors if
necessary, including certified adaptors in
hazardous area applications. For
applications where two conduit entries are
not provided or where both are used for
electrical connections, TP48 units can be
housed in conventional conduit hub or
junction boxes, provided access to the loop
terminals is possible.



Approvals

Country (Authority)	Standard	Certificate/ File No.	Approved for
UK (BASEEFA)	EN 50014 & 020	Ex 93C2:51X	EEx d IIC T4
UK (BASEEFA)	EN 50014 & 018	Ex 93C1307X	EEx d IIC T4
Canada (CSA)	C22.2 No.30 C22.2 No.142	LR103652-2	Class I, Grp A-D Class II, Grp E-G

TO ORDER, SPECIFY:-

- TP48-N: Process transmitter surge protection unit (1/2 inch NPT thread)
 - TP48-I: Process transmitter surge protection unit (20mm ISO thread)
 - TP48-P: Process transmitter surge protection unit (Pg 13.5 thread)
 - Add D for flameproof/explosion proof-approved version
 - Add I for intrinsically safe version (eg TP48-N-D)
 - Note: TP48-N-D is also CSA approved for IS, non-incendive and explosion proof installation
- 801-094 Installation guide

Telematic Limited

Alban Park, Hatfield Road, St Albans, Hertfordshire AL4 0XY
Telephone +44 (0)1727 833147 Fax +44 (0)1727 850687
E-mail enquiry@telematic.com Web site: http://www.telematic.com

A member of The MTL Instruments Group plc



ANEXO 3

ESPECIFICACIONES DE LOS TRANSMISORES INSTALADOS

**IAP10-A and IAP10-I
Intelligent Absolute Pressure Transmitters
and
IGP10-A, IGP10-I, IGP20-A, and IGP20-I
Intelligent Gauge Pressure Transmitters
with 4 to 20 mA Output Signal**

**Installation, Calibration, Configuration, and Maintenance
Style A**



A Siebe Group Company

1. Introduction

General Description

The IAP10-A and IAP10-I Intelligent Absolute Pressure Transmitters and the IGP10-A, IGP10-I, IGP20-A, and IGP20-I Intelligent Gauge Pressure Transmitters measure pressure by applying the pressure to a silicon strain gauge microsensor. This microsensor converts the pressure to a change in resistance, and the resistance change is converted to a 4 to 20 mA signal proportional to the pressure. This measurement signal is transmitted to remote receivers over the same two wires that supply power to the transmitter.

For more detailed information on the principle of operation of the transmitter, refer to TI 037-096, available from Foxboro.

Reference Documents

This document (MI 020-322) contains descriptions and instructions for transmitter installation, configuration, calibration, and maintenance. For further information relating to the use of this transmitter, refer to Table 1.

Table 1. Reference Documents

Document	Description
DP 020-447	Dimensional Print – IAP10 Absolute Pressure Transmitter and IGP10 and IGP20 Gauge Pressure Transmitters
MI 022-137	Instruction – Bypass Manifolds - Installation and Maintenance
PL 009-006	Parts Lists – IAP10 Absolute and IGP10 Gauge Pressure Transmitters
PL 009-007	Parts Lists – IGP20 Gauge Pressure Transmitters
TI 037-096	Technical Information – I/A Series Pressure Transmitters
SI 0-00467	Retrofit of Anti-Rotation Bracket for IDP10 and IGP20 CENELEC Flameproof I/A Series Pressure Transmitters

Transmitter Identification

See Figure 1 for transmitter data plate contents. For a complete explanation of the Model Number code, see PL 009-006 or PL 009-007. When the transmitter is powered, the firm-ware revision is shown on the top line of the display.

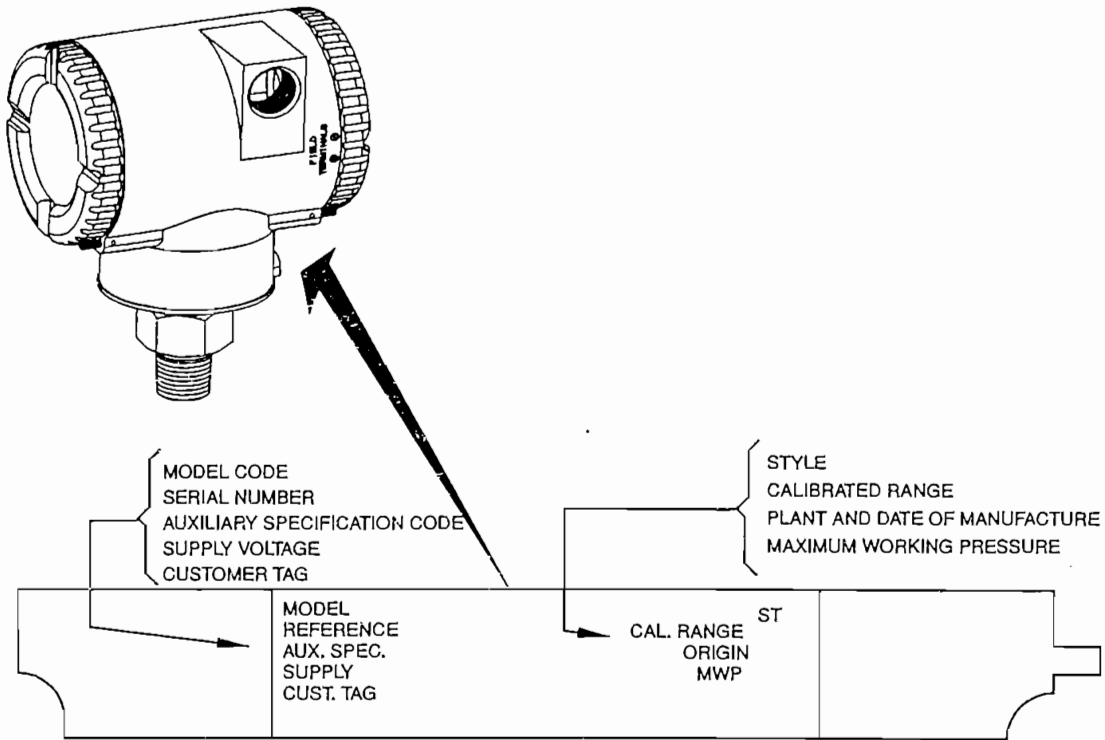


Figure 1. Transmitter Identification

Maximum Overage and Proof Pressure (Model Code IGP20)

Transmitter Configuration (Bolting Material)	Maximum Overage Pressure Rating ^(a)		Proof Pressure Rating ^(b)	
	MPa	Psi	MPa	Psi
Standard (B7 steel), Option '-B2' (17-4 PH ss), Option "-D3" or "-D7" ^(c)	25	3625	100	14500
Option "B1" (316 ss) or Option "-D5" ^(c)	15	2175	60	8700
Option AS-B7M (B7M)	25	3625	100	14500
Option "-D1" ^(c)	16	2320	64	9280
Option "-D2", "-D4", "-D6", or "-D8" ^(c,d)	10	1500	40	6000

(a) Either side may be at higher pressure during overrange.

(b) Meets ANSI/ISA Standard S82.03-1988.

(c) -D1 = DIN Single ended process cover with M10 bolting.

-D2 = DIN Double ended process cover with M10 bolting

-D3 = DIN Single ended process cover with 7/16 in bolting.

-D4 = DIN Double ended process cover with 7/16 in bolting.

-D5 = DIN Single ended process cover with 7/16 in 316 ss bolting.

-D6 = DIN Double ended process cover with 7/16 in 316 ss bolting.

-D7 = DIN Single ended process cover with 7/16 in 17-4 ss bolting.

-D8 = DIN Double ended process cover with 7/16 in 17-4 ss bolting.

(d) Limited to operating temperatures ranging from 0 to 60°C (32 to 140°F)

CAUTION:

1. Exceeding the maximum overrange pressure can cause damage to the transmitter degrading its performance.

2. The transmitter may be nonfunctional after application of the proof pressure.

Output Signal

The transmitter sends its pressure measurement to the loop as a continuous 4 to 20 mA dc signal.

Zero and Span Adjustments

Adjustable at the transmitter using the local display. An optional external self-contained moisture sealed pushbutton assembly allows local resetting of zero without removing the housing cover.

Field Wiring Reversal

Accidental reversal of field wiring will not damage the transmitter, provided the current is limited to 1 A or less by active current limiting or loop resistance. Sustained

currents of 1 A may damage the terminal block assembly, but will not damage the electronics module or sensor.

Mounting Position

The transmitter may be mounted in any orientation. It may be directly mounted to the process with either the direct connected or pipe mounted designs. The housing can be rotated up to one full turn to any desired position for access to adjustments, display, or conduit connections. See “Positioning Housing” on page 14. The display can also be rotated in the housing to any of four different positions at 90° increments. See “Positioning Display” on page 14.

NOTE: Position effect zero shift for all calibrated spans can be eliminated by readjusting zero output.

Adjustable Damping

The transmitter response time is normally 0.5 second for the IAP10 and IGP10 (1.0 second for the IGP20) or the electronically adjustable setting of 0.00 (none), 2, 4, or 8, seconds, whichever is greater, for a 90% recovery from an 80% input step as defined in ANSI/ISA S51.1.

Operative Limits

Influence	Operative Limits
Sensor Body Temperature	
Silicone Fill Fluid	-46 and +121°C (-50 and +250°F)
Fluorinert Fill Fluid	-29 and +121°C (-20 and +250°F)
Electronics Temperature	-40 and +85°C (-40 and +185°F)
With LCD Display	-40 and +85°C (-40 and +185°F) ^(a)
Relative Humidity	0 and 100%
Supply Voltage	11.5 and 42 V dc ^(b)
Output Load	0 and 1450 ohms
Mounting Position	No Limit

(a) Display updates will be slowed and readability decreased below temperatures of -20°C (-4°F)

(b) 11 V dc with optional shorting block (AS code SB-11)

Sensor Fill Fluid

Silicone Oil (DC 200) or Fluorinert (FC-43).

Minimum Allowable Absolute Pressure vs. Process Temperature

IAP10: Up to 120°C (250°F) at full vacuum.

IGP10: Not Applicable

IGP20: With Silicone Fill Fluid: up to 120°C (250°F) at full vacuum.
With Fluorinert Fill Fluid: Refer to Figure 2.

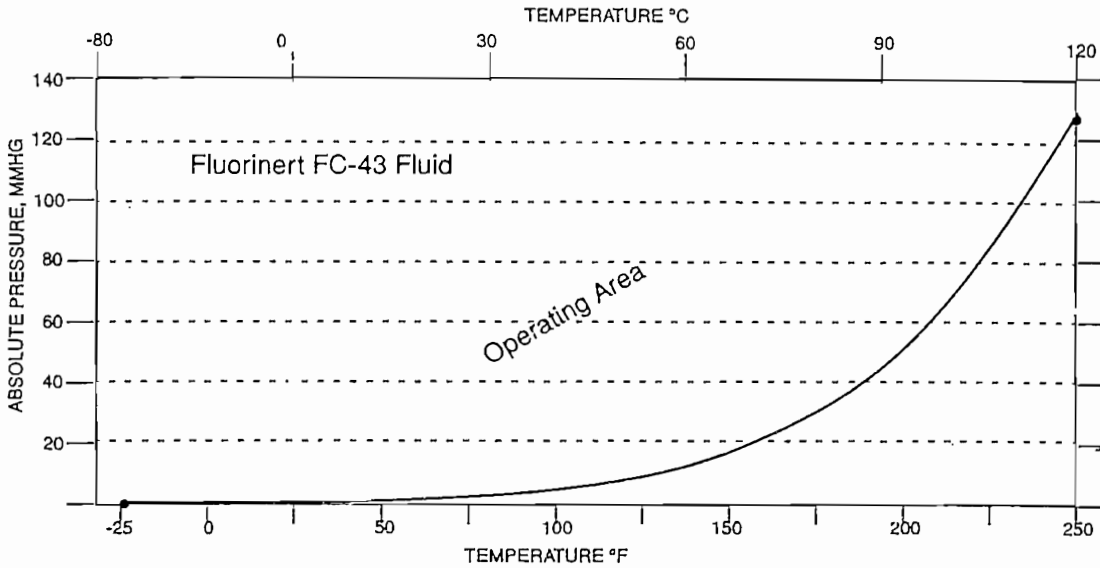


Figure 2. Minimum Allowable Absolute Pressure vs. Process Temperature with Fluorinert Fill Fluid

Power-up Time

Less than 2.0 seconds for output to reach the first valid measurement.

Electrical Connections

Field wires enter through PG 13.5 or 1/2 NPT threaded entrances on either side of the electronics housing. Leads terminate under screw terminals and washers on the terminal block in the field terminal compartment. To maintain RFI/EMI, environmental, and explosionproof ratings, unused conduit connection must be plugged with metal plug (provided), inserted to five full turns.

Process Connections

IAP10 and IGP10 transmitters can be directly connected to the process using its 1/2 NPT external thread. If the optional mounting bracket is used, the transmitter can be connected to the process via its 1/2 NPT external thread or 1/4 NPT internal thread.

IGP20 transmitters are connected to the process via a 1/4 NPT thread or any one of a number of optional process connectors.

Supply Current

Power supply must be capable of providing 22 mA current. Ripple of up to 2 V_{pp} (50/60/100/120 Hz) is tolerable, but instantaneous voltage must remain within specified range.

Electrical Ground Connections

The transmitter is equipped with an internal ground connection within the field wiring compartment and an external ground connection at the base of the electronics housing. To minimize galvanic corrosion, place the wire lead or contact between the washer and sems screw on the external ground connection.

Test Points

The banana plug receptacles (designated "CAL") can be used to check transmitter output. Measurements should be 100 to 500 mV dc for 0 to 100% transmitter output. Refer to Figure 9.

Approximate Mass

IAP10, IGP10	1.5 kg (3.3 lb)
IGP20 (with process connectors)	4.2 kg (9.2 lb)
IGP20 (w/o process connectors)	3.5 kg (7.8 lb)

Process Wetted Materials

IAP10 or IGP10: 316L ss process connector with Co-Ni-Cr or 316L ss diaphragm
IGP20: Co-Ni-Cr, 316L ss, Hastelloy C, or Monel diaphragm
316 ss, carbon steel, Hastelloy C, or Monel high pressure side process cover

Reference Pressure Side Materials

IGP10: Silicon, Pyrex, RTV, 316 ss, and Ryton
IGP20: Diaphragm: Same as specified for process wetted diaphragm
Cover: 316 ss

Product Safety

***DANGER:** To prevent possible explosions and to maintain explosionproof, dust-ignitionproof protection, observe applicable wiring practices. Plug unused conduit opening with the provided metal pipe plug, which engages a minimum of five full threads.*

***WARNING:** To maintain IEC IP66 and NEMA Type 4X protection, the unused conduit opening must be plugged. In addition, the threaded housing covers must be installed. Turn covers until O-ring contacts housing; then continue to hand tighten as much as possible (at least 1/4 turn).*

NOTE: These transmitters have been designed to meet the electrical safety description listed in Table 2. For detailed information or status of testing laboratory approvals/certifications, contact Foxboro.

Table 2. Electrical Safety Specifications

Testing Laboratory, Types of Protection, and Area Classification	Application Conditions	Electrical Safety Design Code
CENELEC intrinsically safe, Gas Group IIC, Zone 0.	Temperature Class T4-T6. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	E
CENELEC flameproof, Gas Group IIC, Zone 1.	Flameproof classification applicable to IGP20 only. Requires installation of anti-rotation bracket. See "CENELEC Flameproof Installations" on page 19. Temperature Class T6.	D
European nonsparking, Zone 2.	Temperature Class T4-T6. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	N
CSA intrinsically safe for Class I, Division 1, Groups A, B, C, and D; Class II, Division 1, Groups E, F, and G; Class III, Division 1.	Connect per TI 005-105. Temperature Class T5 at 40°C (104°F) and T4 at 85°C (185°F) maximum ambient. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	C
CSA explosionproof for Class I, Division 1, Groups B, C, and D; dust-ignitionproof for Class II, Division 1, Groups E, F, and G; Class III, Division 1.	Temperature Class T6.	
CSA for Class I, Division 2, Groups A, B, C, and D; Class II, Division 2, Groups F and G; Class III, Division 2.	Connect to source not exceeding 42.4 V. Temperature Class T6 at 80°C (176°F) and T5 at 85°C (185°F) maximum ambient. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	

Table 2. Electrical Safety Specifications

Testing Laboratory, Types of Protection, and Area Classification	Application Conditions	Electrical Safety Design Code
FM intrinsically safe for Class I, Division 1, Groups A, B, C, and D; Class II, Division 1, Groups E, F, and G; Class III, Division 1.	Connect per TI 005-101. Temperature Class T5 at 40°C (104°F) and T4 at 85°C (185°F) maximum ambient. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	F
FM explosionproof for Class I, Division 1, Groups B, C, and D; dust-ignitionproof for Class II, Division 1, Groups E, F, and G; Class III, Division 1.	Temperature Class T6.	
FM nonincendive for Class I, Division 2, Groups A, B, C, and D; Class II, Division 2, Groups F and G; Class III, Division 2.	Connect to source not exceeding 42.4 V. Temperature Class T6 at 80°C (176°F) and T5 at 85°C (185°F) maximum ambient. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	
SAA intrinsically safe, Gas Group IIC, Zone 0.	Temperature Class T4. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	A
SAA flameproof, Gas Group IIC, Zone 1.	Temperature Class T6.	
SAA nonincendive, Gas Group IIC, Zone 2.	Temperature Class T6. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.	

3. Calibration and Configuration

CAUTION: Anytime Calibration (CALIB) or Configuration (CONFIG) mode is entered, the transmitter output is automatically set to 4 mA until CANCEL or SAVE is selected and the transmitter comes back online. Make sure that the control loop is in manual before selecting CALIB or CONFIG.

NOTES:

1. For best results in applications where high accuracy is required, rezero the transmitter output once it has stabilized at the final operating temperature.
 2. Zero shifts resulting from position effects can be eliminated by rezeroing the transmitter output.
 3. After calibrating transmitters operating with a 4 to 20 mA output signal, check the underrange and overrange output values to ensure that they extend beyond 4 and 20 mA respectively.
-

Calibration Setup

The following sections show setups for field or bench calibration. Use test equipment that is at least three times as accurate as the desired accuracy of the transmitter. Calibration is performed by simulating the process pressure. On the IGP20, this is done by applying a pressure, to the high side of the transmitter and venting the low side of the transmitter.

NOTE: The IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A transmitters can be reranged to a new calibrated range without application of pressure. See EGU LRV and EGU URV in Figure 23.

Field Calibration Setup

Field calibration is performed without disconnecting the process piping. This is only possible with the IAP10 and IGP10 if the transmitter is piped as shown in Figure 5 or Figure 6. It is only possible with the IGP20 if you have a shutoff valve between the process and the transmitter and the process covers vent screw option (-V1).

If the transmitter is to be removed from the process for calibration, refer to the “Bench Calibration Setup” procedure.

An adjustable air supply and a pressure measuring device are required. For example, a dead weight tester or an adjustable clean air supply and pressure gauge can be used. With the IGP20, the pressure source can be connected to the transmitter with pipe fittings or it can be connected to the vent screw assembly using a calibration screw. The calibration screw has a Polyflo fitting and can be used for pressures up to 700 kPa (100 psi). It is available from The Foxboro Company as Part Number F0101ES.

NOTE: For high differential calibrations above 700 kPa (100 psi), calibration screw B0142NA can be used along with high pressure Swagelok fittings having a rating of 21 MPa (3000 psi), or more.

To set up the equipment, refer to Figure 5 for the IAP10 and IGP10 and to Figure 16 for the IGP20. For the IGP20, use the following procedure.

1. Close the shutoff valve between the process and the transmitter.
2. If a calibration screw is being used, remove the vent screw from the high pressure side of the transmitter. Connect the pressure source to the calibration screw using 6 x 1 mm or 0.250 inch tubing.
If a calibration screw is not being used, remove the drain plug or the entire vent screw assembly (as applicable) from the high pressure side of the transmitter. Connect calibration tubing using a suitable thread sealant.

If calibrating the 4 to 20 mA output signal, also connect equipment as shown in Figure 17.

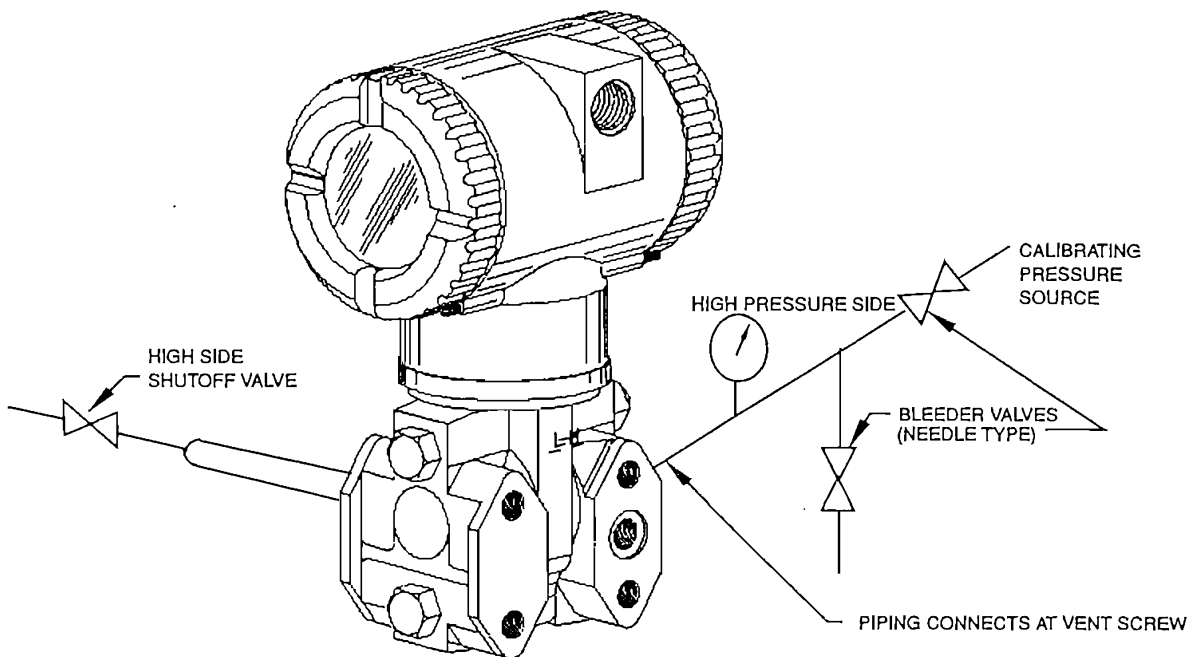
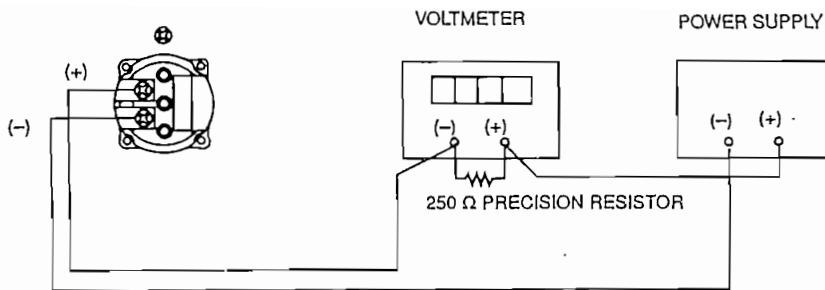


Figure 16. IGP20 Field Calibration Setup



Resistor: 250 Ω $\pm 0.01\%$, 1 W minimum (Part No. E0309GY)

Power supply: Refer to Figure 10

Digital Voltmeter: readings from 1.000 to 5.000 V dc

Figure 17. Calibration Setup of Electronic Equipment

Bench Calibration Setup

The bench calibration setup requires disconnecting the process piping. For calibration setup without disconnecting the process piping, refer to the “Field Calibration Setup” procedure.

The input setup is shown in Figure 18. Connect the input piping to the high pressure side of the transmitter as shown.

Also connect electronic equipment as shown in Figure 17.

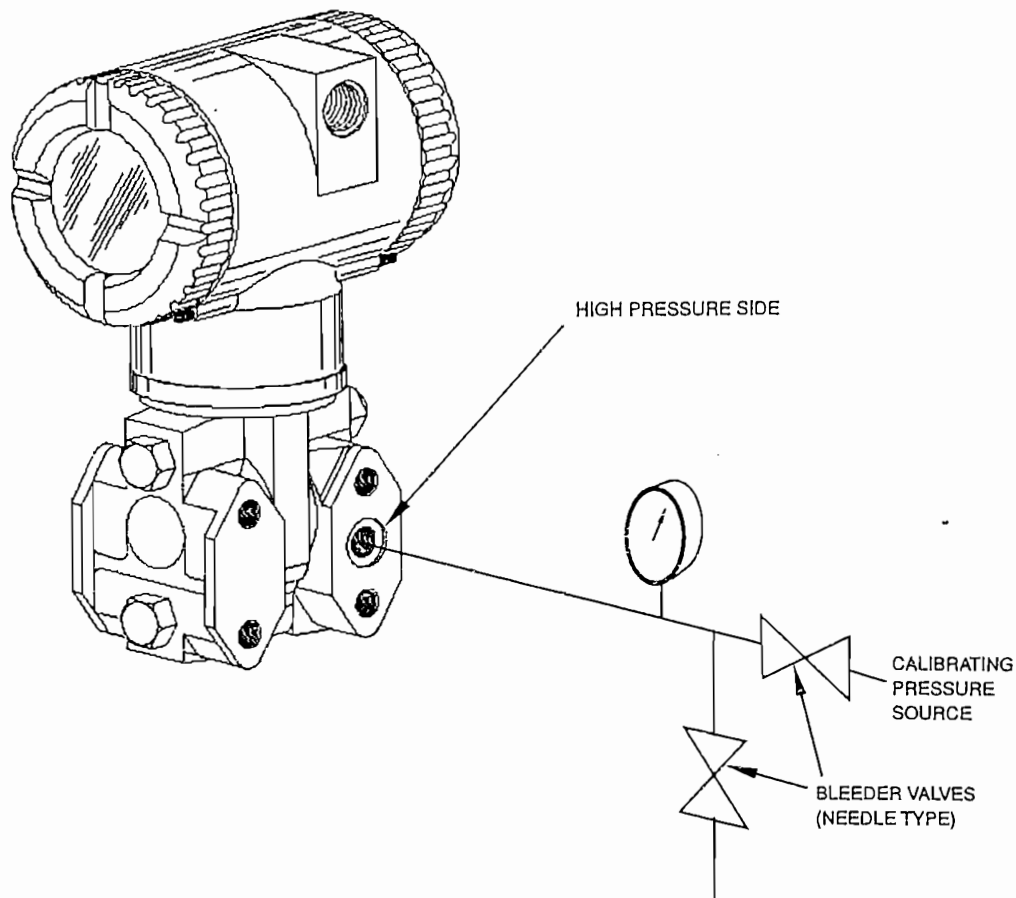
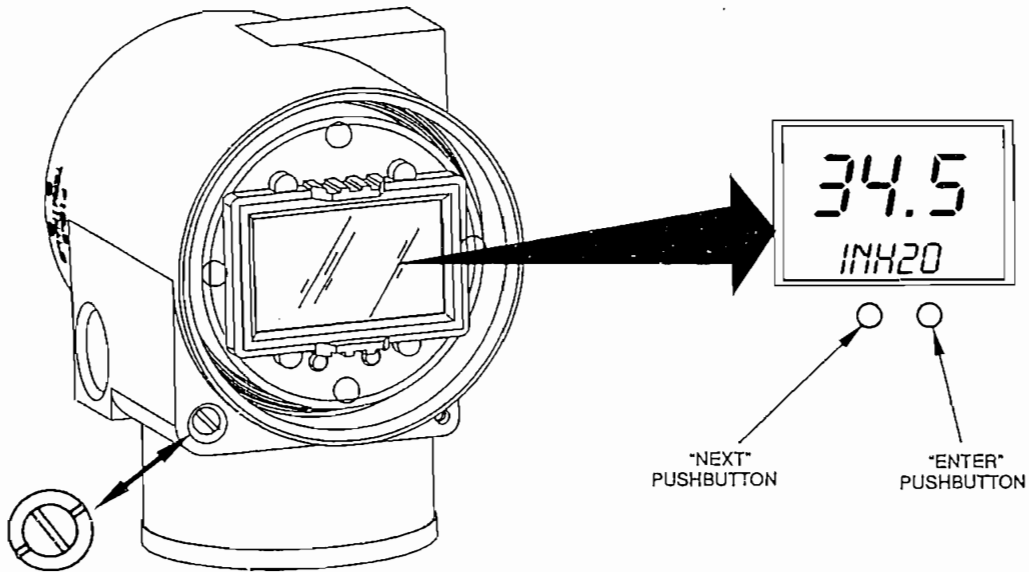


Figure 18. Bench Calibration Setup

Calibration and Configuration Using the Local Display

The local display, as shown in Figure 19, has two lines of information. The upper line is a 5-digit numeric display; the lower line is an 7-digit alphanumeric display. The display provides local indication of measurement information and a means for performing calibration and configuration, and testing the display via a 2-button (NEXT and ENTER) keypad. You can access these operations by means of a multi-level menu system. Entry to the Mode Select menu is made (from normal operating mode) by pressing the NEXT button. You can exit this menu, restore your prior calibration or configuration, and return to the normal operating mode at any time by going to CANCEL and pressing the ENTER button.

NOTE: During calibration or configuration, a single change may affect several parameters. For this reason, if an entry is ENTERed in error, re-examine the entire data base or use the CANCEL feature to restore the transmitter to its starting configuration and begin again.



OPTIONAL EXTERNAL ZERO BUTTON
(LATCHING [NONACTIVATING] POSITION SHOWN)

Figure 19. Local Display Module

The following items can be selected from this menu: Calibration (CALIB). Configuration (CONFIG), and Testing the display (TST DSP). The top level structure diagram is shown in Figure 20.

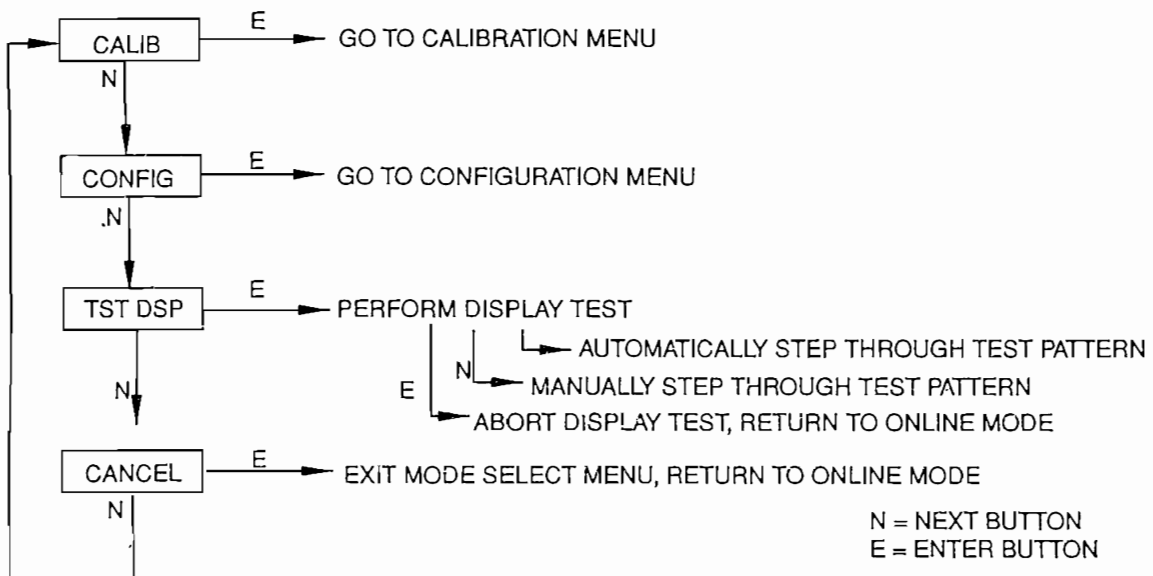


Figure 20. Top Level Structure Diagram

Calibration

To access the Calibration mode (from normal operating mode), press the NEXT button. The display will read CALIB, the first item on the menu. Acknowledge your choice of this selection by pressing the ENTER button. The display will show the first item in the Calibration menu. You can then calibrate the items shown in Table 3.

Table 3. Calibration Menu

Item	Description
CAL AT0*	Calibrate with zero pressure.
CAL LRV*	Calibrate with pressure at 0% of transmitter range (LRV)
CAL URV*	Calibrate with pressure at 100% of transmitter range (URV)
ZERC**	Set the zero (Calibrate at LRV)
SPAN**	Set the span (Calibrate at URV)
ADJ 4MA	Adjust nominal 4 mA output
ADJ20MA	Adjust nominal 20 mA output
ADJ 4MA causes the following four submenus	
A 4mAΔΔ	Increase 4 mA output by large step
A 4mA∇∇	Decrease 4 mA output by large step
A 4mAΔ	Increase 4 mA output by small step
A 4mA∇	Decrease 4 mA output by small step
ADJ 20MA causes the following four submenus	
A 20mAΔΔ	Increase 20 mA output by large step
A 20mA∇∇	Decrease 20 mA output by large step
A 20mAΔ	Increase 20 mA output by small step
A 20mA∇	Decrease 20 mA output by small step

* IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A only.

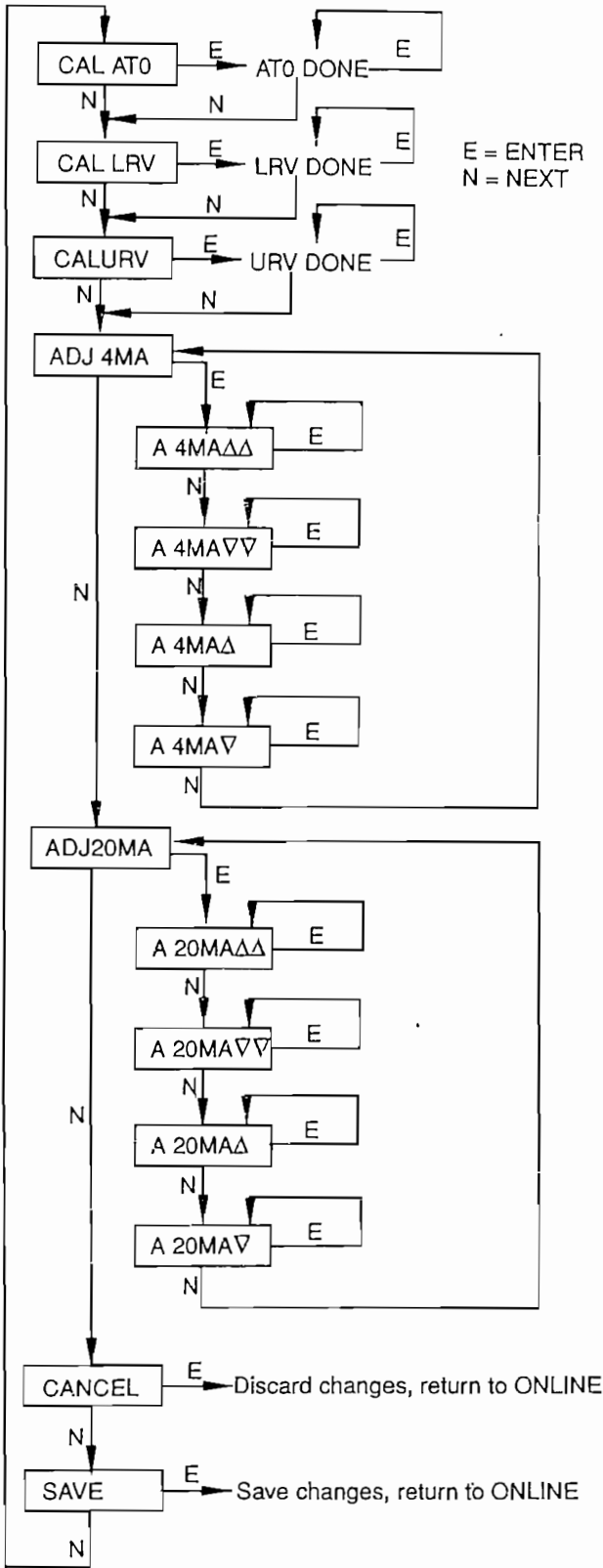
**IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I only.

NOTES:

1. It is not necessary to use the ADJ4MA or ADJ20MA menu selections unless there is a plant requirement to make the upper and lower calibration values exactly match readings on certain plant calibration equipment and the "zero" and "span" operations done result in a small but unacceptable difference between the transmitter mA output and the test equipment mA readout values.
 2. The IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A transmitters can be reranged without the application of pressure. See EGU LRV and EGU URV in Figure 23.
-

Proceed to calibrate your transmitter by using the NEXT key to select your item and the ENTER key to specify your selection per Figure 21 or Figure 22. At any point in the calibration you may CANCEL, restore your prior calibration and return to the online mode or SAVE your new calibration.

IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A Calibration



CAL AT0: To set or reset the zero point at zero pressure, apply zero pressure to the transmitter and, at display of CAL AT0, press ENTER. This can be done whether LRV is zero or not. Completion is indicated by the display AT0 DONE.

CAL LRV: To set or reset 0% of range input, apply pressure to the transmitter equal to the Lower Range Value (LRV) in the transmitter data base and, at display of CAL LRV, press ENTER. Completion is indicated by the display LRV DONE.

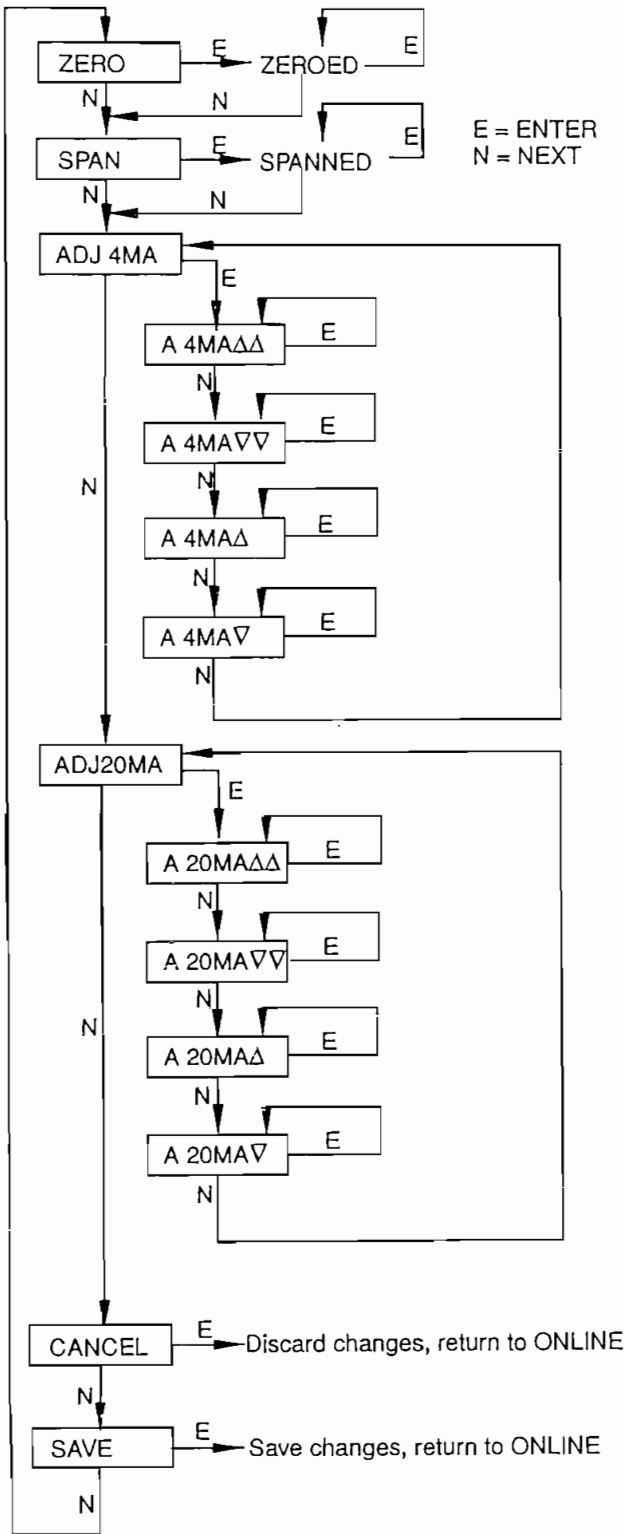
CAL URV: To set or reset 100% of range input, apply pressure to the transmitter equal to the Upper Range Value (URV) in the transmitter data base and, at display of CAL URV, press ENTER. Completion is indicated by the display URV DONE.

ADJ4MA: To adjust the 4 mA output, go to ADJ4MA using the NEXT button and press ENTER.

To increase the 4 mA output by a large (0.025 mA) step, press ENTER at the display A 4MAΔΔ. To decrease it by a large step, go to the display A 4MA∇∇ by pressing the NEXT button and then ENTER. To increase it by a small (0.001 mA) step, go to the display A 4MAΔ with the NEXT button and then press ENTER. To decrease it by a small step, go to the display A 4MA∇ with the NEXT button and then press ENTER.

ADJ20MA: To increase or decrease the 20 mA output by large or small steps, follow a procedure similar to that for changing the 4 mA output explained immediately above.

Figure 21. Calibration Structure Diagram



ZERO: To set or reset the 0% of range input, apply pressure to the transmitter equal to the Lower Range Value (LRV) in the transmitter data base and, at display of ZERO, press ENTER. Completion is indicated by the display ZEROED.

SPAN: To set or reset the 100% of range input, apply pressure to the transmitter equal to the Upper Range Value (URV) in the transmitter data base and, at display of SPAN, press ENTER. Completion is indicated by the display SPANNED.

ADJ4MA: To adjust the 4 mA output, go to ADJ4MA using the NEXT button and press ENTER.

To increase the 4 mA output by a large (0.025 mA) step, press ENTER at the display A 4MAΔΔ. To decrease it by a large step, go to the display A 4MA∇∇ by pressing the NEXT button and then ENTER. To increase it by a small (0.001 mA) step, go to the display A 4MAΔ with the NEXT button and then press ENTER. To decrease it by a small step, go to the display A 4MA∇ with the NEXT button and then press ENTER.

ADJ20MA: To increase or decrease the 20 mA output by large or small steps, follow a procedure similar to that for changing the 4 mA output explained immediately above.

Figure 22. Calibration Structure Diagram

Zero Adjustment Using External Zero Button

An optional external zero adjustment mechanism in the electronics housing (see Figure 19) allows local “rezeroing” of the transmitter output without having to remove the electronics compartment cover. The mechanism is magnetically activated through the housing wall to prevent moisture from entering the enclosure. Zeroing is accomplished when the external zero button is depressed. On the IAP10-A, IGP10-A, or IGP20-A transmitter, the external zero button does a CAL AT0 calibration (at zero pressure); on the IAP10-I, IGP10-I, or IGP20-I transmitter, it does a ZERO calibration (at the LRV). To use this feature:

1. Unlatch the external zero button by turning it 90° in a counterclockwise direction so that the screwdriver slot lines up with the two holes in the face of the adjacent part. Do *not* push the button in with the screwdriver while doing this.
2. On the IAP10-A, IGP10-A, or IGP20-A transmitter, press the button with zero pressure applied to the transmitter.
On the IAP10-I, IGP10-I, or IGP20-I transmitter, press the button after applying pressure to the transmitter equal to the Lower Range Value (LRV) in the transmitter database.
3. The display will indicate “ZEROED.” If EX ZERO is disabled, or the transmitter is not online, the display will read “BAD KEY.”
4. If additional rezeroing is required after Steps 1 and 2 have been accomplished, wait 20 seconds and repeat Step 2.
5. Relatch the external zero button by turning it 90° in a clockwise direction to prevent accidental pressing of the button. Do *not* push the button in with the screwdriver while doing this.

Configuration

You can access the Configuration mode by the same multi-level menu system that was used to enter Calibration mode. Entry to the Mode Select menu is made (from normal operating mode) by pressing the NEXT button. The display will read CALIB, the first item on the menu. Press the NEXT button again to get to the second item on the menu, CONFIG. Acknowledge your choice of this selection by pressing the ENTER button. The display will show the first item in the Configuration menu. You can then configure items shown in Table 4 for the IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A transmitter or in Table 4 for the IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I transmitter. The initial factory configuration is also given in these tables.

Table 4. IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A Configuration Menu

Item	Description	Initial Factory Configuration ¹
EX ZERO	External zero; enable or disable	Enable
OUT DIR	Output direction; forward or reverse	Forward
OUTMODE	Output; linear or type of square root	Linear
OUTFAIL	Fail mode output; low or high	High
DAMPING	Damping; none, 2-, 4-, or 8-seconds	None
EGU SEL	Engineering units for calibrated range and display: Select from list if linear mode. Choose Percent or enter custom units if square root mode.	Per Sales Order for Linear; Percent for Sq Rt
EGU LRV	Set Lower Range Value (LRV)	Per Sales Order
EGU URV	Set Upper Range Value (URV)	Per Sales Order

¹Default settings. If optional feature “-C2” is specified, the initial factory configuration is custom per order.

Table 5. IAP10-I, IGP10-I, and IGP20-I Configuration Menu

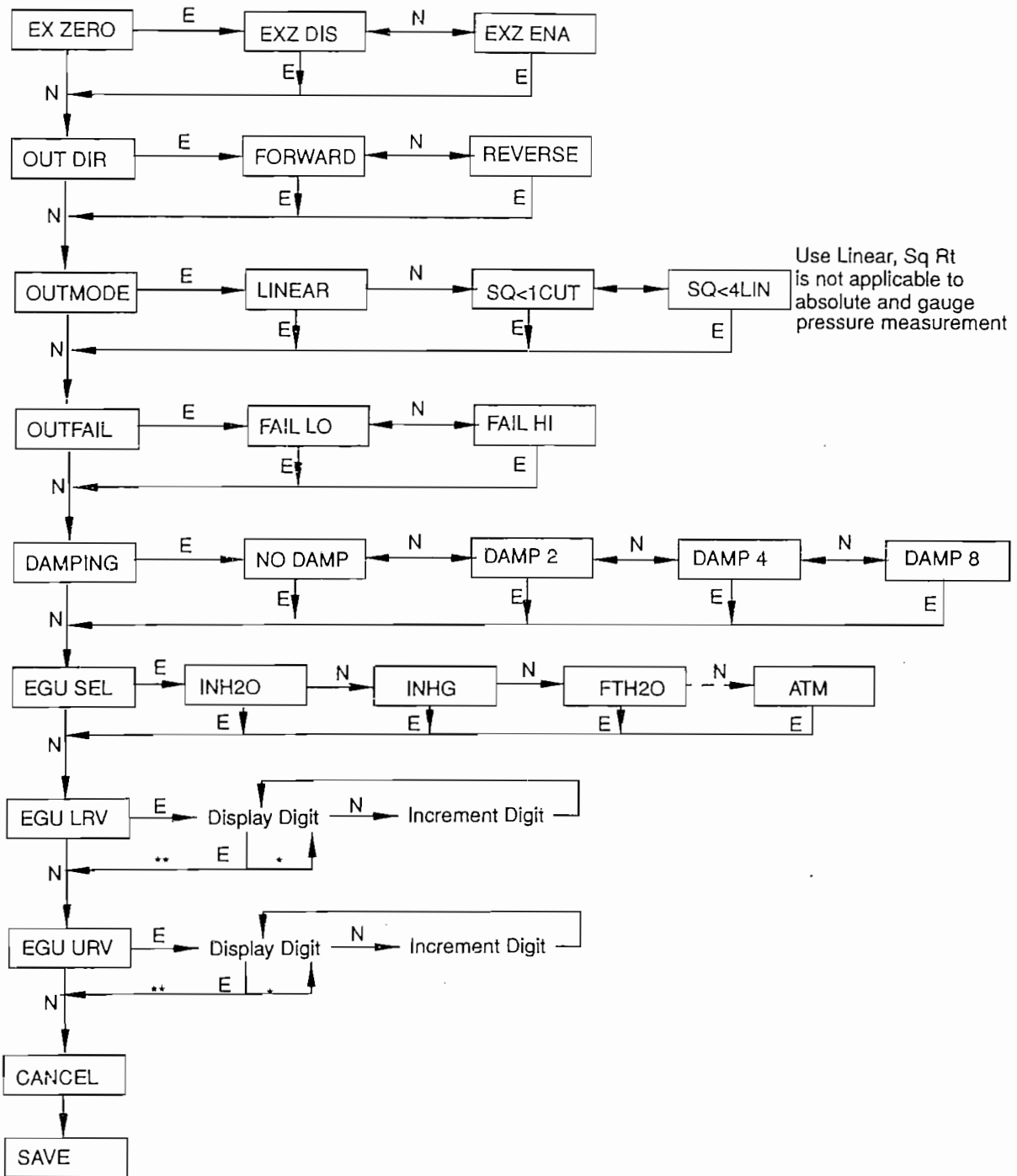
Item	Description	Initial Factory Configuration ¹
EX ZERO	External zero; enable or disable	Enable
OUT DIR	Output direction; forward or reverse	Forward
OUTMODE	Output; linear or type of square root	Linear
OUTFAIL	Fail mode output; low or high	High
DAMPING	Damping; none, 2-, 4-, or 8-seconds	None
EGUDISP	User defined engineering units for display; enable or disable	Disable ²
EGUDISP enable causes the following submenus		
LABEL	User defined label for display	PERCENT
EGU FMT	Decimal places; none, 1, 2, or 3	000.0
EGU LRV	User defined Lower Range Value for display	0.0
EGU URV	User defined Upper Range Value for display	100.0

¹Default settings. If optional feature “-C2” is specified, the initial factory configuration is per sales order.

²Specifying Disable makes the display automatically default to 0.0 to 100.0 percent.

Proceed to configure your transmitter by using the NEXT key to select your item and the ENTER key to specify your selection per Figure 23 (IAP10-A, IGP10-A, or IGP20-A) and Figure 24 (IAP10-I, IGP10-I, IGP20-I). At any point in the configuration you may CANCEL your changes and return to the online mode or SAVE your changes.

IAP10-A, IGP10-A, and IGP20-A Configuration



*If character is not the last position on the display line, advances to next character.
 **If character is the last position on the display line, advances to next menu item.

NOTE: See commentary about this diagram on next page

Figure 23. Configuration Structure Diagram

ANEXO 4

ESPECIFICACIONES DEL CONVERTIDOR I/P E69F

E69F CURRENT-TO-PNEUMATIC SIGNAL CONVERTER

* DANGER *

This converter may have agency certification for installation in hazardous locations or for intrinsic safety. Use of the converter in atmospheres for which it has not been certified can cause an explosion resulting in death or injury. Refer to label affixed to the converter for type of certification and observe applicable wiring practices. For conditions of certification, see Table 1 "Product Safety Specifications."

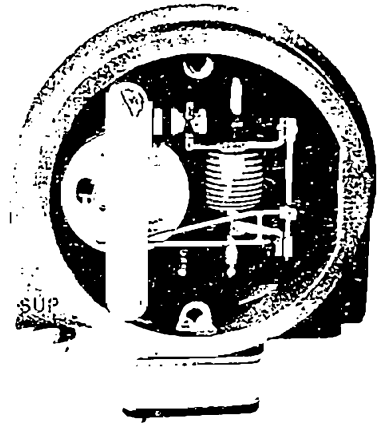


Figure 1

INTRODUCTION

General Description

The E69F Current-to-Pneumatic Signal Converter (Figure 1) is a field-mounted instrument that transforms a dc milliampere input signal to a proportional pneumatic output signal.

This output signal can be used either to operate such pneumatic devices as dampers, valve actuators, etc., or as the input to various pneumatic instruments.

Principle Of Operation

A dc milliampere input signal is converted to a proportional pneumatic output signal in the following manner (see Figure 2). A coil positioned in the field of a permanent magnet reacts to the current by producing a tangential thrust proportional to the input signal flowing through it. The thrust, acting through coil flexures, varies the gap between a flapper and a nozzle. This causes a change in the output pressure of the relay, which is also the converter output pressure. This pressure is fed to a feedback bellows which exerts a force on a feedback flexure to move the nozzle and establish a throttling relationship between the flapper and the nozzle.

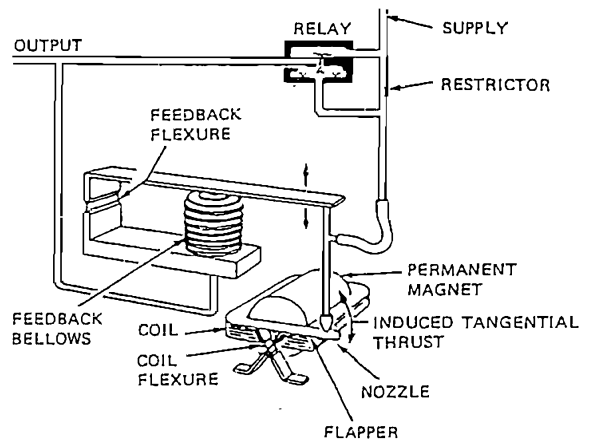


Figure 2

CONTENTS . . .

Introduction	1
Installation	3
Calibration	4
Maintenance	6

Standard Specifications

Input and Output Ranges

INPUT RANGES (mA)	OUTPUT RANGES ⁽³⁾	
	kPa	psi
4 to 20 ⁽¹⁾	20 to 100	3 to 15
or	40 to 200	3 to 27
	7 to 125	6 to 30
10 to 50 ⁽²⁾	7 to 220	1 to 18
		1 to 32

- (1) 4 to 12 or 12 to 20 mA } Split ranges available with addition of a flat spring
 (2) 10 to 30 or 30 to 50 mA }
 (3) Direct or reverse action, as specified

NOTE

Ranges are listed in kPa and psi. For alternative ranges in kg/cm² or bar, divide applicable kPa values by 100.

Supply Pressure

NOMINAL	LIMITS
140 kPa or 20 psi	130 and 160 kPa or 19 and 23 psi
240 kPa or 35 psi	225 and 260 kPa or 33 and 38 psi

Supply pressure must not be less than 20 kPa or 3 psi above the maximum signal.

Input Resistance

4 to 20 mA Input: 170 Ω
 10 to 50 mA Input: 27 Ω

Air Consumption

20 to 100 kPa or 3 to 15 psi output:
 40G Relay: 0.5 m³/h (0.30 cfm) at standard conditions.
 All other outputs: 400 Relay:
 1.3 m³/h (0.75 cfm) at standard conditions with 140 kPa or 20 psi supply.
 1.7 m³/h (1.0 cfm) at standard conditions with 240 kPa or 35 psi supply.

Ambient Temperature Limits

Normal Operating Conditions:
 -30 and +60°C (-20 and +140°F)
 Operative Limits: -40 and +80°C (-40 and +180°F)

Calibrated Accuracy

±0.5% of span; but ±2% of span with output signals of 7 to 125 and 7 to 220 kPa or 1 to 18 and 1 to 32 psi

Mass (Approximate)

2.3 kg (5 lb)

Product Safety

For electrical classification of converter, refer to data plate. For conditions of certification, refer to Table 1.

Table 1. Product Safety Specifications

TESTING LABORATORY, TYPES OF PROTECTION, AND AREA CLASSIFICATION	CONDITIONS OF CERTIFICATION	ELEC. CLASS. CODE
BASEEFA certified intrinsically safe (Ex)ia for IIC, Zone 0 or IIC, Zone 1.	4 to 20 mA input only. Power source must be intrinsically safe and must not exceed 35 V or 0.66 W. Temperature Class T6.	CS-E/BA A
BASEEFA certified nonincendive Ex n for IIC, Zone 2.	4 to 20 mA input only. Power source must not exceed 75 V dc or 35 mA. Temperature Class T6.	CS-E/BN A
CSA certified intrinsically safe for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 1.	4 to 20 mA input only. Connect per TI 005-105. Temperature Class T6.	CS-E/CB A
CSA certified explosionproof for Class I, Group D, Division 1, Class II, Groups E, F, and G, Division 1 and Class III.	4 to 20 and 10 to 50 mA input. Temperature Class T6. E69F-T only.	CS-E/CD A
CSA certified nonincendive for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 2.		
CSA certified nonincendive for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 2.	4 to 20 and 10 to 50 mA input. Temperature Class T6. E69F-B only.	CS-E/CN A
FM certified intrinsically safe for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 1 and Class II, Groups E and G, Division 1.	4 to 20 mA input only. Connect per TI 005-101. Temperature Class T6.	CS-E/FB A
FM certified intrinsically safe for Class I, Groups C and D, Division 1 and Class II, Groups E and G, Division 1.	4 to 20 mA input only. Connect to Honeywell Class 38 Barrier. Refer to TI 005-101 for barrier types and groups. Temperature Class T6.	CS-E/FB-H
FM certified intrinsically safe for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 1 and Class II, Groups E and G, Division 1.		

Table continues on next page.

Table 1. Product Safety Specifications (continued)

TESTING LABORATORY, TYPES OF PROTECTION, AND AREA CLASSIFICATION	CONDITIONS OF CERTIFICATION	ELEC. CLASS. CODE
FM certified explosionproof for Class I, Groups C and D, Division 1 and Class II, Groups E and G, Division 1.	4 to 20 and 10 to 50 mA input. Temperature Class T6. E69F-T only.	CS-E/FD-A
FM certified nonincendive for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 2 and Class II, Group G, Division 2.		
FM certified nonincendive for Class I, Groups A, B, C, and D, Division 2 and Class II, Group G, Division 2.	4 to 20 and 10 to 50 mA input. Temperature Class T6. E69F-B only.	CS-E/FN-A
LCIE certified flameproof EEx d for IIB, Zone 1 (CENELEC).	4 to 20 mA and 10 to 50 mA input. Temperature Class T6. E69F-T only.	CS-E/LD-E
PTB certified intrinsically safe EEx ib for IIC, Zone 1 (CENELEC).	4 to 20 mA input only. Connect to intrinsically safe circuit with a maximum current of 90 mA. Temperature Class T6.	CS-E/PB-E
SAA certified intrinsically safe Ex ia for IIC, Zone 0.	4 to 20 mA input only. Connect per drawing 15001EZ, 15001FA, 15001FB, 15001FC, or 15001FM. Temperature Class T6.	CS-E/AA-A
S-COMM (Yugoslavia) certified intrinsically safe (Sib) for IIC, Zone 1.	4 to 20 mA input only. Connect to S-COMMISSION certified apparatus with a short circuit current of 90 mA maximum. Temperature Class T6.	CS-E/YB-A

INSTALLATION

Dimensions

Refer to Dimensional Print DP 018-430 for converter dimensional and mounting data.

Typical Converter Mounting

Unless otherwise noted, all mounting hardware is supplied with converter. See Figures 3, 4, and 5.

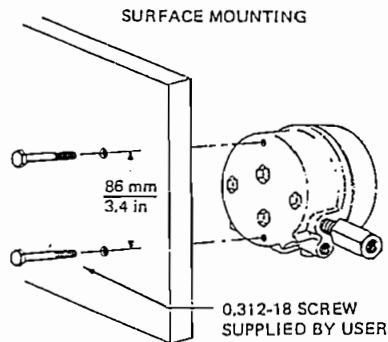


Figure 4

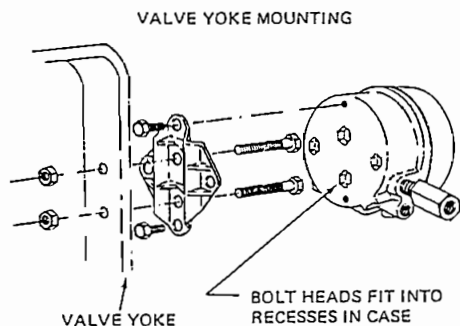


Figure 3

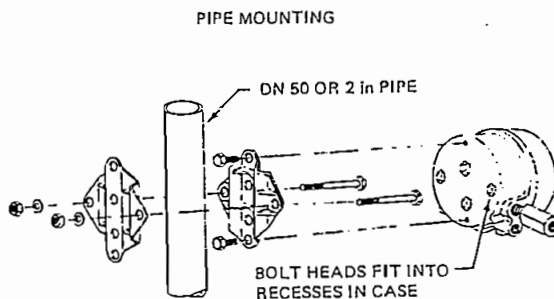


Figure 5

Installation Piping and Wiring

Installation piping and wiring are shown in Figure 6. Converter is shown mounted on a valve yoke.

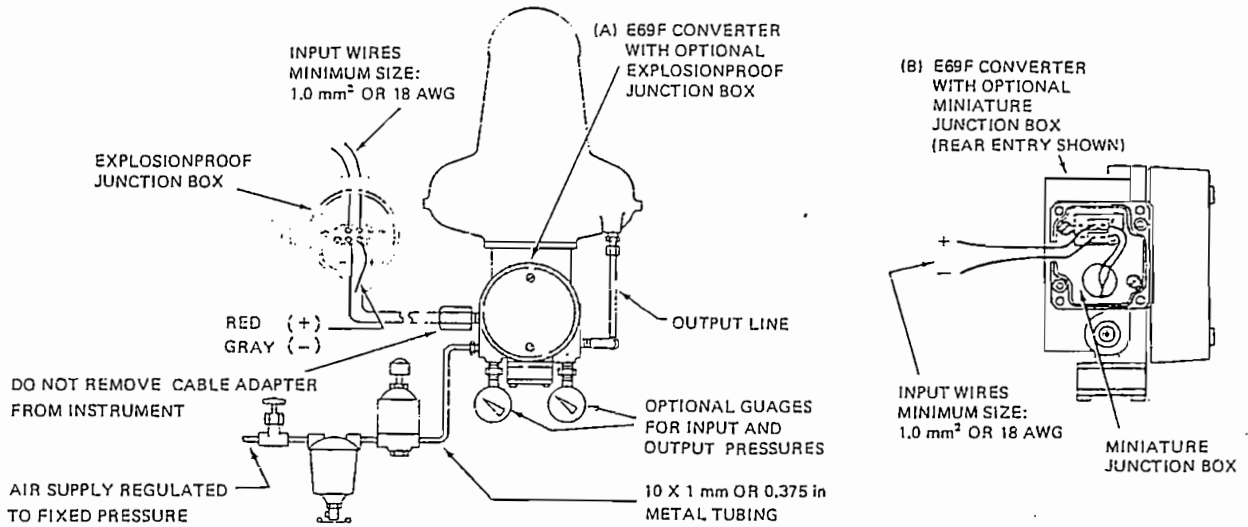


Figure 6

CALIBRATION

For simplicity, the procedure below assumes a converter with a 4 to 20 mA input and a 20 to 100 kPa or 3 to 15 psi output. For other ranges, substitute the applicable values. The specific input and output are listed on the converter data plate.

NOTE
Accuracy is dependent on accuracy of milliammeter. For $\pm 0.5\%$ accuracy use DVM across a 100 Ω precision resistor in place of milliammeter.

Procedure

Equipment Set-Up

Calibration set-up is shown in Figure 7.

NOTE
Any adjustment to the span will interact with the zero adjustment and will change the initial zero setting. Therefore, any adjustment made to the span must be followed by readjustment of zero.

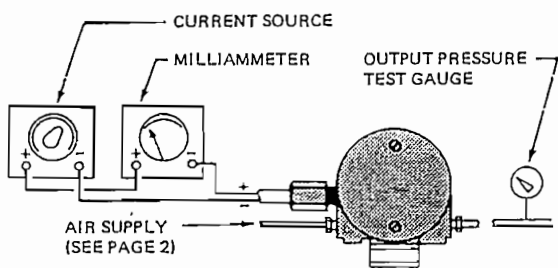


Figure 7

1. Set up equipment as shown in Figure 7.
2. Apply 12 mA (50%) input to converter and adjust output (zero screw) to 60 kPa or 9 psi (50%). See Figure 8.
3. Apply 20 mA (100%) input to converter and note amount of error above or below 100 kPa or 15 psi (100%) output. If error is greater than $\pm 2\%$ (1.6 kPa or 0.25 psi), perform Step 4. If error is less than $\pm 2\%$, proceed to Step 5.

MAINTENANCE

Relay Maintenance

To Remove Relay

Remove the two large screws and pry off relay. See Figure 10. A gasket is supplied with each replacement relay.

For maintenance details, see Instruction MI 011-493 (Model 40G) or MI 011-491 (Model 40D).

* WARNING *

If converter is equipped with explosionproof cover, three flame arresters are present. Arresters must remain in place for explosionproof protection.

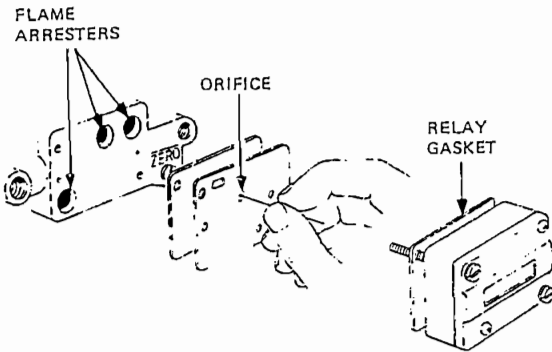


Figure 10

To Clean Restrictor

Remove relay. See "To Remove Relay" procedure.

Clean by inserting a 0.1 mm (0.005 in) diameter wire (or Foxboro cleaning wire, Part 0042527) through orifice.

Converter Modifications

NOTE

Foxboro does not consider the following modifications a field conversion. They are considered factory modifications due to the complexity of the procedures and the large amount of time required to perform them. If the modifications must be made in the field, use the following procedures and contact Foxboro for additional assistance.

To Reverse Converter Action

The existing action of the converter is indicated by the marking on the exposed top of the motor cover: INC-INC (increasing input produces an increasing output), or INC-DEC (increasing input produces a decreasing output). When reinstalling the motor (Step 9 below), the exposed marking on the motor cover must indicate the desired action.

1. Disconnect instrument from installation (input wiring, air lines, and mounting bolts).
2. Remove two screws holding span bracket. See Figure 11.

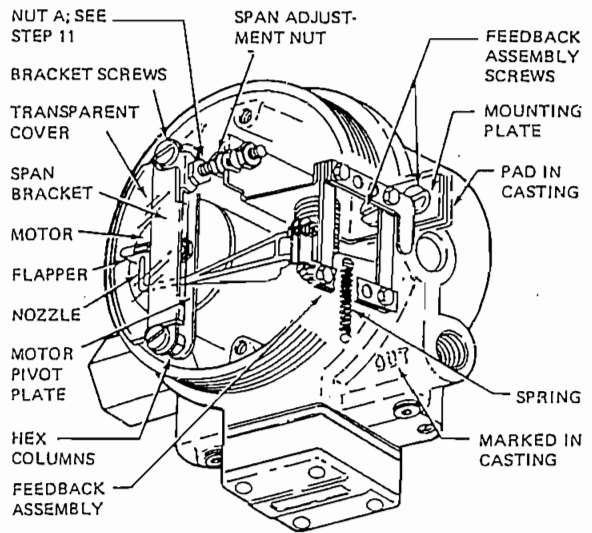


Figure 11

3. Remove two screws holding feedback assembly (with bellows). Note routing of tubing for later replacement.

NOTE

Do not remove mounting plate from feedback assembly. Remove as a unit.

4. Lift aside feedback assembly (do not damage nozzle) to expose spring on bottom of case. Slide transparent cover off span bracket as shown in Figure 12. Unhook spring from motor bracket.

(For convenience, feedback assembly can be removed entirely by disconnecting tubing. Note identification of tubing for later reconnection.)

- On feedback assembly, remove two hex-head (formerly button head) screws. Interchange locations of angle bracket and spacer. See Figure 12.

Reinstall hex-head screws and tighten to a torque of 3.4 to 4.0 N·m (30 to 35 lb-in).

Switching locations of angle bracket and spacer, allows the Ni-Span angle bracket to correct for temperature induced errors in the INC-DEC mode.

Figure 12 shows parts in INC-INC arrangement.

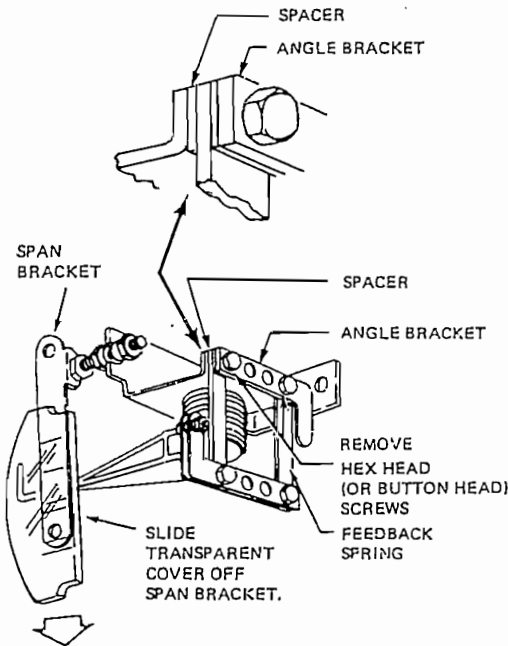


Figure 12

- Remove hex columns (use 5/16 in wrench), and lift off motor pivot plate. See Figure 11.
- Lift out motor. Carefully lift flapper straight up from flapper arm on motor. Do not deform flapper. Holding on to flapper arm on other end of motor while removing will prevent internal motor flexure deformation.
- Remove two screws holding bracket to bottom of motor. See Figure 13.

Invert motor and reinstall bracket (on side of motor that was formerly on top).

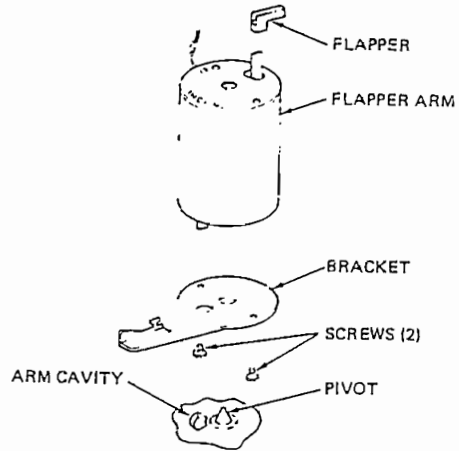


Figure 13

- Wind excess wire clockwise around motor and carefully place motor into position in case assuring that bottom arm is in cavity provided. Make sure that wires will not interfere with moving parts and pivot is in hole at bottom of motor.

NOTE

Marking on top of motor must indicate desired action.

- Reinstall motor pivot plate and hex columns. Adjust motor pivot screw to remove all end play (approx. 1/8 to 1/4 turn interference) and lock in place. Reconnect spring on motor bracket. Reinstall flapper on flapper arm maintaining gap as shown in Figure 14.

* CAUTION *

Flapper contains damping material as shown in Figure 14. If damping material is removed, converter will operate erratically.

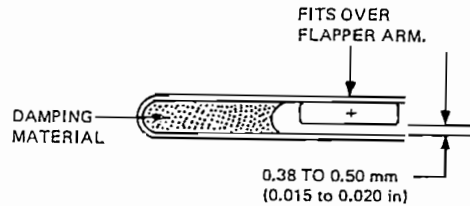


Figure 14

11. Reinstall feedback assembly and other remaining parts. Make sure that tubing is not kinked and is connected properly. Tighten screws removed in Steps 2 and 3 gradually and uniformly.

When tightening feedback assembly screws, line up mounting plate with pad on casting.

After assembly, loosen nut A (identified in Figure 11), tap adjacent plate and then retighten nut A.

12. Perform "Full Realignment."

To Change to a Split-Range Converter Input

The converter input can be changed to a split-range with the addition of a flat spring (available from Foxboro). Refer to Page 2 for available ranges.

1. Refer to Table 2 for parts required. Obtain parts from Foxboro.
2. Perform Steps 1 thru 4 in "To Reverse Converter Action" section.
3. Loosen the four hex head screws (formerly button head screws) but do not remove. See Figure 15.

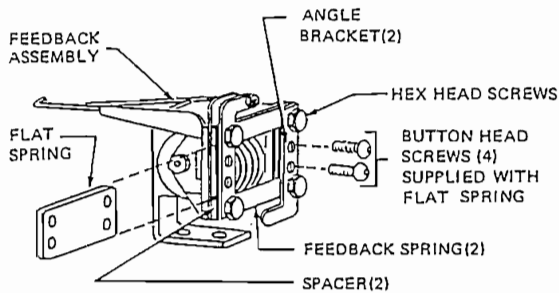


Figure 15

4. Insert flat spring into space between the feedback springs.
5. Line up edges of flat spring, angle bracket, feedback spring, and spacer to be flush with feedback assembly bracket.
6. Insert four button head screws supplied with flat spring and tighten assembly securely.
7. Tighten four hex head screws to a torque of 3.4 to 4.0 N·m (30 to 35 lb-in).
8. Perform Steps 11 and 12 in "To Reverse Converter Action" section.

Table 2. Parts Required to Change to a Split-Range Input
(One Spring and Four Screws)

IF OUTPUT RANGE IS:		PART NAME AND PART NUMBER	
(kPa)	(psi)	SPRING (1)	SPRING MOUNTING SCREWS (4)
20 to 100 or 40 to 200	3 to 15, 6 to 30, or 3 to 27	B0130WU	X0168TF
7 to 125 or 7 to 220	1 to 18 or 1 to 32	B0130X0	

ANEXO 5

*ESPECIFICACIONES DEL
CONTROLADOR DE CAMPO
ESTACIONARIO 743 CB*

743CB

FIELD STATION MICRO[®]
Controller

Foxboro, EXACT, I/A Series, and FIELD STATION MICRO are registered trademarks of The Foxboro Company.
The Intelligent Automation People is a registered service mark of The Foxboro Company.

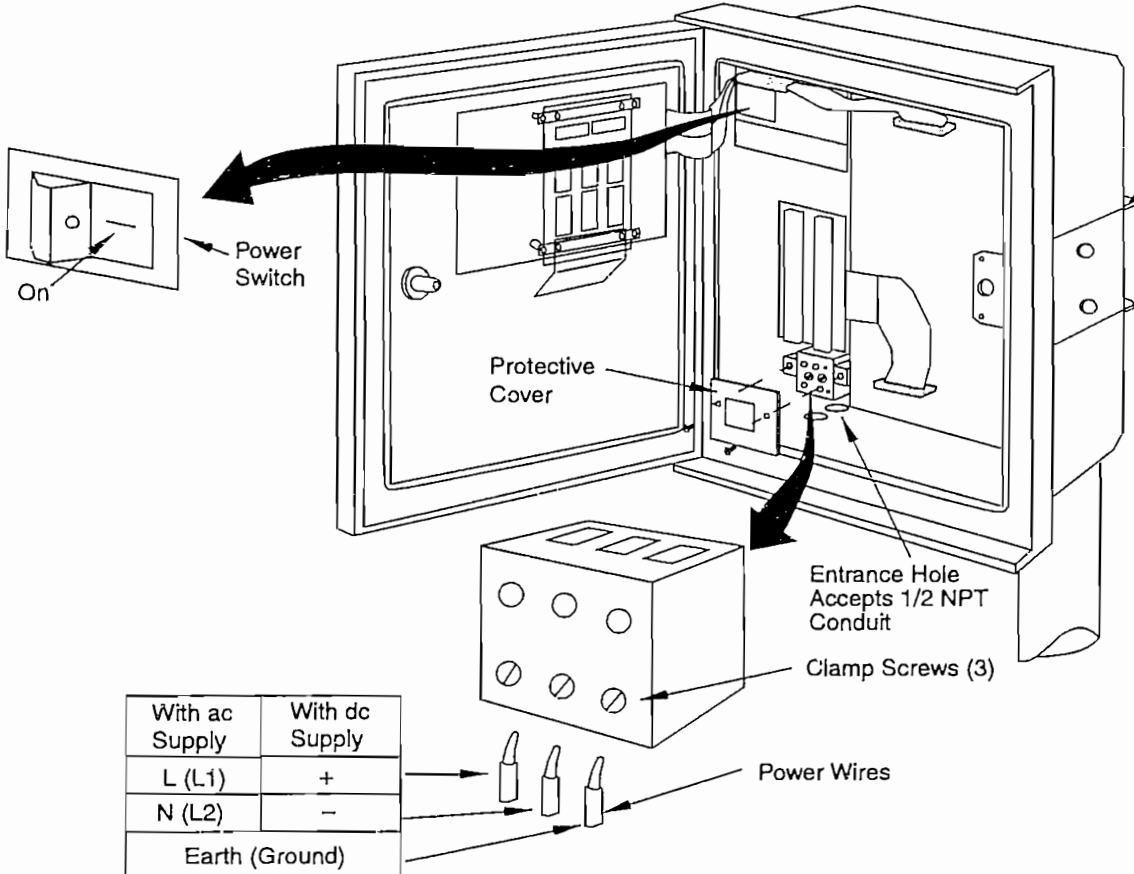
Copyright 1996-1998 by The Foxboro Company
All rights reserved

Connecting to Power Source

The 743CB controller can be ordered with an operating voltage of 24, 100, 120, 220, 240 V ac or 24 V dc. Verify that your power input is the same as indicated on the data label.

CAUTION Observe polarity on 24 Vdc units.

Figure 1-3. Connecting to Power Source

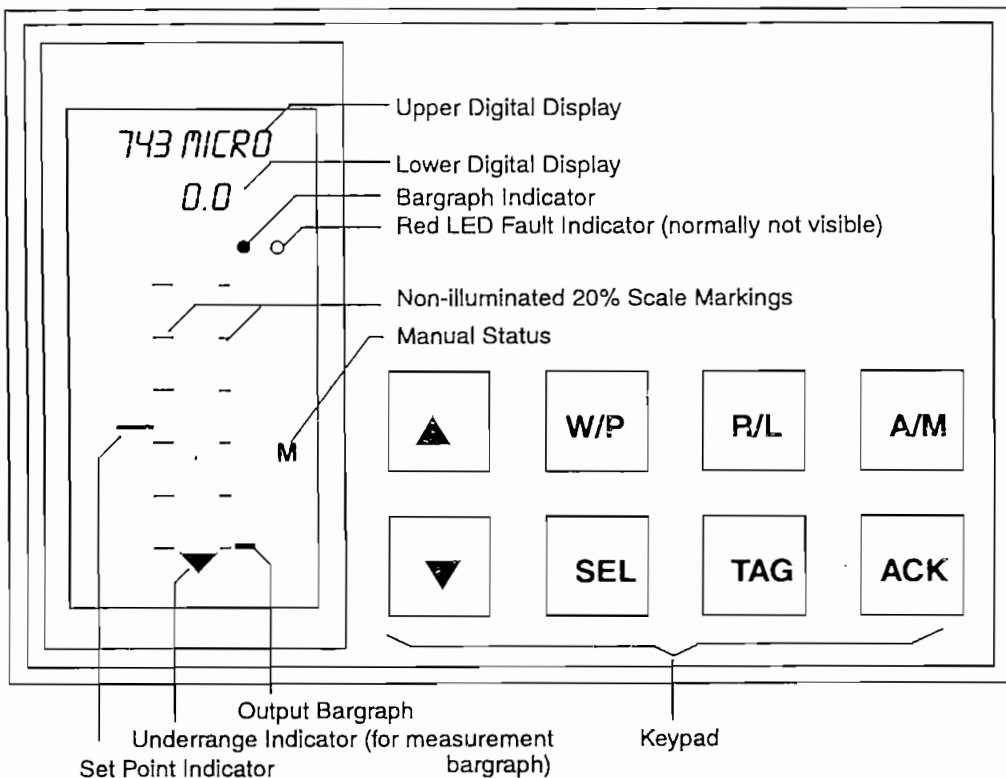


WARNING Protection against shock hazards requires power grounding. Failure to properly earth (ground) this equipment could result in lethal voltages on exposed metal surfaces in the event of equipment malfunction.

Controller Display

Unless you ordered an alternate configuration, the controller will display something similar to that shown in Figure 1-4.

Figure 1-4. Controller Display



NOTE The Controller Fault Indicator (red LED) is on only if the controller malfunctions.

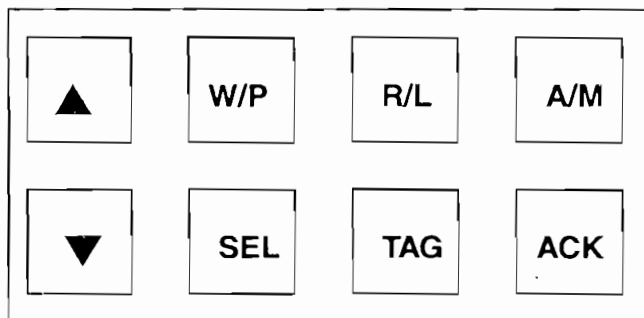
Notice that:

- The Upper Digital Display reads the Foxboro configured Loop Tag (743 MICRO).
- The Lower Digital Display reads the same value as the Output Bargraph (0.0%).
- The bargraph indicator is above the Output Bargraph. The value of the output is shown on the Lower Digital Display.
- The Auto/Manual Status Indicator displays M, which indicates that the unit is in Manual mode.
- The Output Bargraph reads 0% of span.
- The Measurement Bargraph indicates that the measurement input is underrange.
- The Set Point Indicator reads 50% of span (default value).

Changing the Display

To check out the panel display and to become familiar with the functions of the keypad (see Figure 1-5), exercise the keys as described below.

Figure 1-5. Operator Keypad



The W/P and R/L keys are configured in the OFF position and are not functional at this time. When configured, a W or P and an R or L appear on the display.

Using the A/M Key

The A/M key will transfer the controller between AUTO (A) and MANUAL (M). Try pressing the A/M key. Return to MANUAL before proceeding. Notice that the bargraph indicator always moves over the Output Bargraph when you transfer the controller to Manual and that it moves over the Measurement Bargraph when you transfer to Auto.

Using the SEL Key

Try pressing the SEL key. Note that this causes the Digital Display to show the value for the Set Point Indicator, or the Measurement Bargraph, or the Output Bargraph, depending on the location of the bargraph indicator.

Manual Output

Press the SEL key to move the bargraph indicator to the Output Bargraph. You are now prepared to adjust the controller output and to read the values on the Output Bargraph and the Lower Digital Display.

Increase the output by pressing the Δ key. The Output Bargraph and the Lower Digital Display will read the value you select.

To decrease the output, press the ∇ key.

If you press/hold either the Δ or the ∇ key while adjusting the manual output, the value changes at an accelerated rate that depends on the duration of the hold.

It is not necessary to return the controller to the original values before proceeding to the next step.



Adjusting the Set Point

Press the SEL to move the bargraph indicator over the set point. The Measurement and Set Point Indicator engineering unit labels are the same (PCT is factory default). Press the Δ or ∇ keys to adjust the set point. Note the set point value (shown on the lower display) and its corresponding indicator change (each segment represents a 2% change in the value). Holding the key causes the value to change at a faster rate.

Reading Additional Information

Use the following keys to read the controller information.

Table 1-1. Keypad Functions

Key	Function
TAG	To enter the READ mode or to return to the operating mode.
	To display the previous option
	To display the next option
SEL	To back up through the menu.
ACK	To answer YES to a displayed question and to display the next parameter.

To READ controller information, use the procedure on the following page. Note that READ mode does not affect operation of the controller.

Reading Additional Information (cont.)

743 MICRO
0.0

This is the digital display in normal position.

Press TAG

MENU
READ ?

Do you want to read available information?
Press ACK to read.

Press ACK

READ
VALUES ?

Do you want to read various values?
If NO, press ▼ key. If YES, press ACK.

Press ▼

READ
CONFIG ?

Do you want read the configuration?
See note below.

Press ACK twice

STRATEGY
ONE FUNC ?

Configuration Strategy?
Configured for one function.

Press ACK

CONFIG
FUNC 1 ?

Function 1 configuration?

Press ACK

FUNC 1
PI, PID ?

Function configured for either PI or PID (default configuration).

Press ACK

PI, PID
DISPLAY ?

Review controller display configuration?

NOTE RD CONFIG and following items above are only available if SHOWOP RD CFG was configured YES.

You can continue to read by pressing the ACK key. If you want to back up to a previous option, press the SEL key. Pressing the ∇ key repeatedly selects further options.

**Return to
NORMAL**

To return to normal operation at any time, press the TAG key. Note that no changes can be made in the READ mode.

This completes the checkout procedure to verify that you have a functional unit as shipped from our factory.

Looking for More Information?

For more detailed information, refer to the following sections of this manual:

For general installation information, refer to Chapter 3. For dimensional details, refer to Appendix E.

For configuration instructions, refer to Chapter 4 and to Appendices B and C.

For operating instructions, refer to Chapter 5.

For calibration, troubleshooting and maintenance information, refer to Chapter 7. For replacement parts and accessories, refer to the parts list in Appendix D.

For information on serial communications programming, refer to *MI 018-888, Serial Communication Guide for 762C and 743CB Controllers*.

For information about specifications and agency certifications, refer to Appendix A.

If you need additional help, please call the Foxboro Customer Service Center at 1-800-441-6014 in the U.S.A. or your local Foxboro representative.

The purpose of this section is to describe all features of the 743CB Controller that are of interest to the process operator — how to read the displays, how to operate the keys, and how to perform various operator functions.

The chapter is divided into the following major sections:

- **Functions • 114**
- **Controls and Indicators • 117**
- **Structure Diagrams • 117**
- **Modes of Operation • 120**
- **SET OPTUNE • 120**
- **NORMAL Mode of Operation • 121**
- **Operation as an Auto/Manual Station • 132**
- **Operation as a 3-variable Indicator Station • 133**
- **Operation as an Auto-Selector Station • 134**
- **Operation as a Cascade Control Station • 134**
- **Totalizer Operation • 135**
- **READ Mode Operation • 136**

Functions

The 743CB provides two functions (with totalizers) that can operate as:

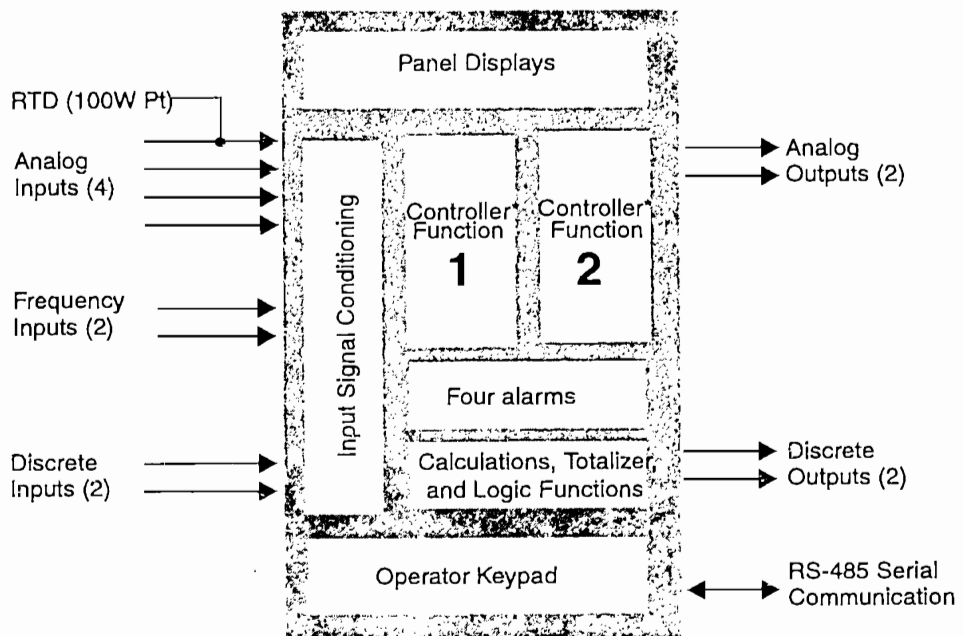
- Two independent controllers
- Single-station cascade controller
- Auto selector controller
- Single or dual auto/manual control station
- Single or dual 3-variable indicating station

The various functions can be intermixed, subject to some configuration constraints.

Block Diagram

Figure 5-1 is a simplified block diagram that shows the inputs, outputs, and functions available in a 743CB instrument. Explanations of each item follow the diagram. For detailed specifications, refer to Appendix A – Specifications.

Figure 5-1. Block Diagram of a 743CB Control Station



* Auto/manual station or 3-bar Indicator functions are available as alternates to the controller

Alarms Four alarms, assignable to any input or output signal, are provided. All alarms are 2-level (high/high, high/low, low/low) and may be configured to trigger on the present value of a signal, a difference between two signals, or on the rate-of-change of a signal. They may also be set up as latching, non-latching, or permissive alarms. Permissive alarms do not require operator acknowledgment.

Signal Conditioning Input signals can be configured with any of a wide range of input signal conditioning functions to match any measurement or display requirement. Scaling gains and biases, square, square root, and characterized profiles, as well as filtering, are also supported.

Calculation Functions If so configured, the variables used for indication and control can be computed values – the results of algebraic or Boolean calculations. Three multi-term calculation functions are provided.

Totalizers Two 7-digit totalizer functions are available (except in any function block in which EXACT is configured). The totalizers may be assigned to any internal or external signal and may be set to count up to or down from a preset value. When a totalizer reaches the target value, a logic event output is generated, which may be used as an input to a number of other functions. Reset and hold logic is provided for each totalizer.

Inputs

Type	No.	Description
Analog	4	4-20 mA non-isolated or 1-5 V dc (any combination). Using a hardware option, you may connect a 100 Ω platinum RTD to Analog Input 1. Analog inputs can be assigned to any analog function.
Frequency	2	1 to 9999 Hz. May be assigned to any analog function. May also be combined into one up/down pulse input signal.
Discrete	2	Non-isolated contact or transistor switch inputs. May be assigned to any binary function.

Outputs

Type	No.	Description
Analog	2	4-20 mA non-isolated. Analog Output 2 can be changed to 1-5 V dc by moving a jumper. Analog outputs can be assigned to any function (subject to configuration constraints). Isolation is available as an option on Analog Output 1.
Discrete	2	Non-isolated open collector NPN transistor switch outputs. May be assigned to any binary function.

**Data
Communi-
cation**

Two-way data communication with remote computers is provided through an RS-485 serial port. Using this feature, you can exercise supervisory control of the controller from a remote host computer, including upload/download of measurement, configuration, and control status information. A single host can supervise up to 30 control stations on a single loop. Addresses are available for 100 stations. An F6501A converter connects to 90 stations; an OPTO-22 isolator board to 30; and an I/A Series Instrument Gateway to 60 units in Version 4.0 or to 48 in Versions 2 and 3. The major determining factor in defining the maximum number of stations is speed of response between host and units.

**EXACT
Control**

The Foxboro-patented EXACT control function provides automatic adaptive tuning for either or both control loops, subject to totalizer configuration constraints. If the controller is configured with EXACT, the function can be enabled or disabled through the keypad or any other switch signal such as a contact input or the state of a gate or alarm.

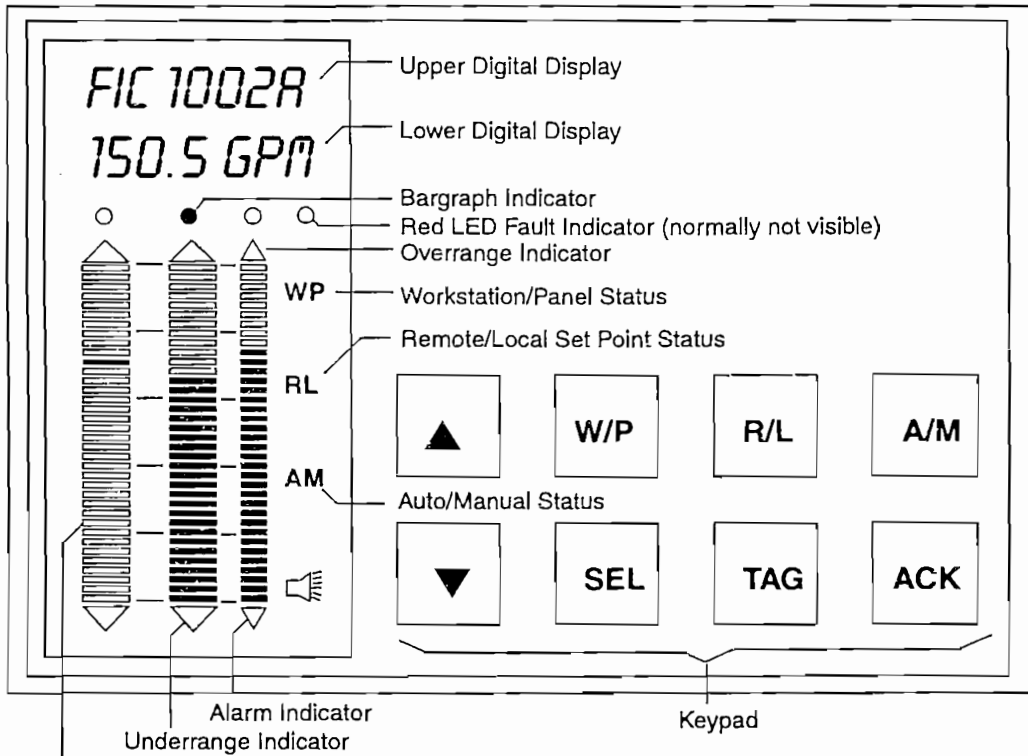
Security

The unit may be configured to require you to enter a passcode before performing certain TUNE operations such as changing parameter values.

Controls and Indicators

Operator controls and indicators are located on the front panel. Figure 5-2 shows the panel arrangement and identifies the function of each element. Figure 5-3 on page 119 shows the arrangement and functions of the keypad.

Figure 5-2. Panel Display (Faceplate 1 or 2)



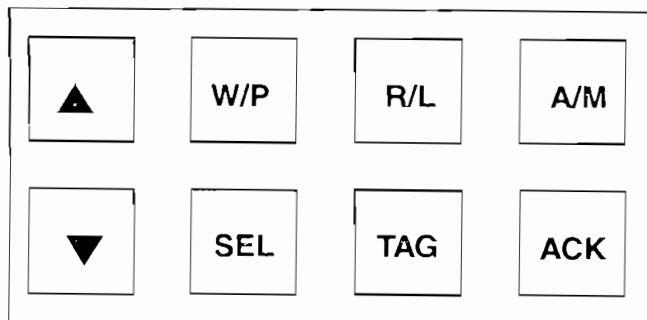
Bargraph
 Left - Set Point Indicator
 Middle - Measurement
 Right - Output

Panel Display (cont.)

Upper Digital Display	In NORMAL, shows loop tag or scaled value of variable with engineering units label. In READ and SET modes, shows a category of parameter or a message.
Lower Digital Display	In NORMAL, shows present value of variable identified by bargraph indicator. When an alarm exists, displays ID of variable. In READ and SET, shows parameter or message detail.
Bargraph Indicator	Identifies variable being displayed on Lower Digital Display. There are also "no indicator" positions. See "Bargraph Indicator Positions" on page 122.
Overrrange Indicator	On steady when variable is between 100% and 102%. Flashes when variable is above 102%.
Left Bargraph	Shows present value of Variable #1 (usually set point)
Center Bargraph	Shows present value of Variable #2 (usually measurement)
Right Bargraph	Shows present value of Variable #3 (usually controller output)
Underrange Indicator	On steady when variable is between 0% and -2%. Flashes when below -2%
Keypad	Operator entry keypad. (For details, refer to Figure 5-3.)
Red LED Fault Indicator	When ON, shows hardware error, such as watchdog timer timeout, low ac voltage or primary power.
WP	Status indicator for Workstation (W) or Panel (P) control. W flashes if communication fails when in W mode and flunk is set to W. Neither W or P are lighted when W/P is configured OFF.
RL	Status indicator for Local (L) or Remote (R) set point and for Ratio (R) or Local (L) set point. Neither R or L are lighted when set point TYPE is configured as LOCAL.
AM	Status indicator for Automatic (A) or Manual (M) control. Both are on when OUTTRK is active. Flashes A, M, or AM when open loop condition exists. An open loop occurs: <ul style="list-style-type: none">• When the inactive controller is selected in an auto-selector configuration.• In a cascade primary loop, when the secondary is in Manual, Local, or OUTTRK.• When limits prevent the output from moving in either direction, as when limits are crossed or opposing.
Alarm Indicator	Flashes when active, steady when acknowledged. Off when returned to normal after being acknowledged.

Keypad

Figure 5-3. Keypad



▲ ▼	In NORMAL mode, press these buttons to increase or decrease value of set point, ratio gain, or output by one increment. Press and hold to increase the rate of change in value.
W/P	Press to transfer control between computer Workstation and controller front Panel when W/P switch priority is Panel and communications are enabled (W/P = ON).
R/L	Press to transfer between Remote and Local (or Ratio and Local) set point when set point TYPE is configured as R/L (or RATIO) and R/L SWITCH is set to NONE.
A/M	Press to transfer between Auto and Manual control when A/M SWITCH is set to NONE.
SEL (Short press)	A short press (200 to 300 ms) selects the next variable for display on the Lower Digital Display (alphanumeric). Also provides access to remote set point, ratio, and totalized count, when so configured.
SEL (Long Press)	A long press (≥ 300 ms) toggles between Faceplates 1 and 2, provided they are configured and active. If only one faceplate is configured, the key performs the same functions as a short press.
TAG	In NORMAL mode, press to go to READ mode. If TOGGLE feature is configured, press to go to last function from which READ or SET was exited. In READ or SET mode, press to go to NORMAL mode.
ACK	In NORMAL mode, press to acknowledge an alarm. In READ or SET, press to move one step through structure, or to accept a new parameter entry.

If none of the keys are operational, the keyboard enable/disable link is in the disable position. See page 26.

Structure Diagrams

The 743CB is a powerful instrument with many user-adjustable parameters, displays, and possible configurations. It is beneficial to navigate through the various displays and parameter settings called the *product structure* using a map that tells you where you are in the structure, where you want to go, and how to get there. The map is called a *structure diagram*. A series of structure diagrams for the controller is included in Appendix C. Please use these diagrams as an aid to understanding the operating procedures discussed in this chapter.

Modes of Operation

The 743CB operates in one of three modes:

Mode	Description
NORMAL	In this mode, you can perform the usual configured functions such as reading values of variables, changing set points or output values, switching between auto and manual or remote and local, acknowledging alarms, transferring between faceplates, etc.
READ	In this mode, you can read the value and status of parameters, variables, and if permitted, the current configuration.
SET	In this mode, you can change values of parameters that have been configured as operator-adjustable and, when past the passcode, values of non-operator-adjustable parameters and the configuration.

This section of the manual describes NORMAL and READ modes of operation. Refer to Section 4 – Configuration for detailed information on operating in the SET mode.

SET OPTUNE

The operator can set parameters in ALLTUNE by first entering a passcode. He may also be permitted to adjust certain parameters in OPTUNE without entering a passcode. The parameter groups he can adjust are determined by the configuration of SHOWOP, which is described in Chapter 4 – Configuration. The various parameter groups that can be selected by SHOWOP are:

- TUNE C1
- C1 LIMIT
- TUNE C2
- C2 LIMIT
- CONSTS
- ALARMS
- TOTALS
- RD CFG

The steps necessary to perform the permitted SET OPTUNE functions can be determined by referring to Structure Diagram 4 on page 245.

NORMAL Mode Operation

When operating in NORMAL mode, you can:

- Read values of the three variables displayed on the bargraphs and, if the unit is so configured, read the values of remote and local set points and the present values of totalizers.
- Change control status (transfer between Workstation/Panel, Remote/Local, Ratio/Local, and Auto/Manual).
- Change set point or ratio in Auto and Manual, or change output in Manual, if the unit is configured to permit such changes.
- Display/acknowledge alarms.
- Enable/disable EXACT tuning, subject to configuration constraints.
- Switch from one faceplate display to the other.
- Switch from NORMAL mode to READ and SET modes and return.
- Initiate, hold, or reset totalizers, if so configured.

Entering a Passcode

The unit will prompt you to enter an alphanumeric passcode before permitting you to perform certain restricted functions. The factory default is (blank)(blank)(blank), which can be entered by pressing ACK three times. (Refer to the structure diagrams in Appendix C for assistance in understanding the procedure described below.)

To enter a passcode (starting in NORMAL mode):

- 1** Press TAG. This places you in READ mode
- 2** Press Δ to go to SET.
- 3** Press ACK to go to OPTUNE.
- 4** Press Δ to go to SECURE.
- 5** Press ACK to go to PASSCODE =. (With cursor under first digit location, the digit flashes.)
- 6** Press Δ repeatedly (or press/hold) until first digit of your passcode is displayed.
- 7** Press ACK to accept first digit and move to next digit.
- 8** Press Δ repeatedly (or press/hold) until second digit of your passcode is displayed.
- 9** Press ACK to accept second digit and move to next digit.
- 10** Repeat entry steps for next digit.

When all digits have been entered correctly, the display shows ALLTUNE. You may now proceed with your SET operation.

If the passcode is not accepted, the display shows the message, WRONG PASSCODE. Press TAG to return to normal operation and start over.

Reading Values of Variables

The three bargraphs display the current values of the 3 variables – usually assigned to set point, measurement, and output. The bargraphs indicate 0 to 100% of full scale, with each display segment equal to 2% of full scale.

To display the numerical value and measurement units of any one of the three variables on the lower line of the digital display, press the SEL key as many times as necessary to advance the bargraph indicator to the desired variable.

Bargraph Indicator Positions

You can identify which variable is being displayed by observing the position of the bargraph indicator. If the indicator is over a bargraph, that variable is currently displayed on the Lower Digital Display.

Three indicator positions are always available for the bargraphs. In some situations, however, four positions – three variables and one *no-indicator* – are available. In other situations, five positions – three variables and *two* no indicators – are available.

Position 4

Position 4, a *no-indicator* position, is used when the unit is configured for remote set point or ratio operation. In remote set point operation, when you use the SEL key to move the bargraph indicator to Position 4 (no indicator visible), the Lower Digital Display shows the value of the set point *not* currently in use. This means that if the controller is in *local* mode, the Lower Digital Display shows the value of the *remote* set point, the one *not* currently being used. Similarly, if the unit is in *remote* mode, the Lower Digital Display shows the value of the *local* set point, which can be adjusted by the Δ and ∇ keys. In both cases, the left bargraph shows the value of the set point currently in use. Note that the top line of the display is not affected.

For situations in which you configure a local (no remote) set point plus a totalizer, the Lower Digital Display shows the current value of the totalizer when you move the bargraph indicator to Position 4 (no indicator visible).

Position 5

For situations in which you configure both a remote set point (or ratio) and a totalizer, a *second* no indicator position, Position 5, becomes available. Position 4 is then used for displaying the inactive set point value and Position 5 is used for displaying the totalizer value.

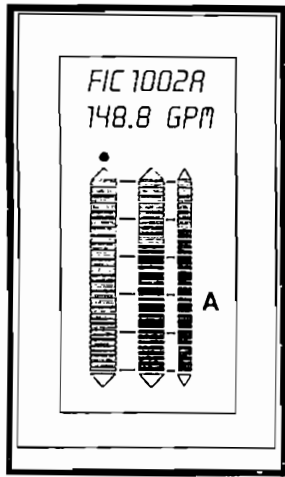
To determine which set point is currently being used, note which symbol (R or L) is illuminated at the right of the panel. If the unit is configured for local set point only, the R/L indicators are not visible.

For information on operation as a ratio controller, refer to Table 5-3 on page 127.

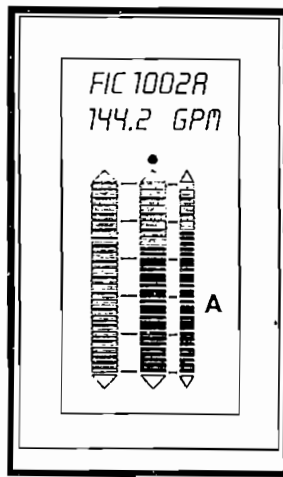
Figure 5-4 on page 123 and Figure 5-5 on page 124 show faceplate displays as they appear under the various operating situations described above.

The top line of the display for Position 5 is the totalizer tag which was configured in Location 5-B1 of the structure diagrams.

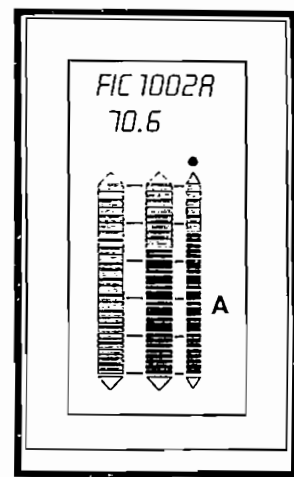
Figure 5-4. Faceplate Displays When Configured for Local Set Point and Totalizer



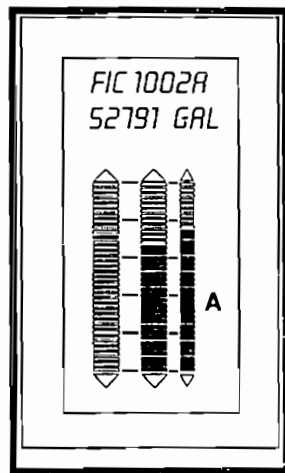
Bargraph indicator over Left Bargraph. Display shows local set point value. No R, L, W, or P visible. (Set point type local only.) Auto mode.



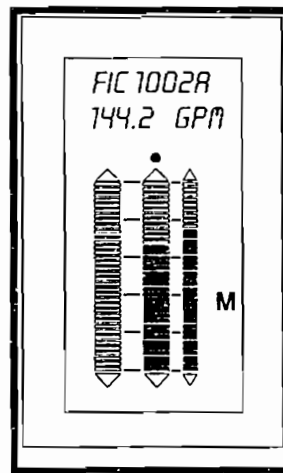
Bargraph indicator over Mid Bargraph. Display shows measurement value. No R, L, W, or P visible. (Set point type local only.) Auto mode.



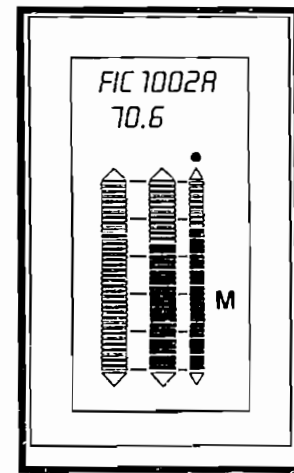
Bargraph indicator over Right Bargraph. Display shows output value in percent. No R, L, W, or P visible. (Set point type local only.) Auto mode.



Bargraph indicator in Position 4 (no indicator). Display shows totalizer value. No R, L, W, or P visible. (Set point type local only.) Auto mode.

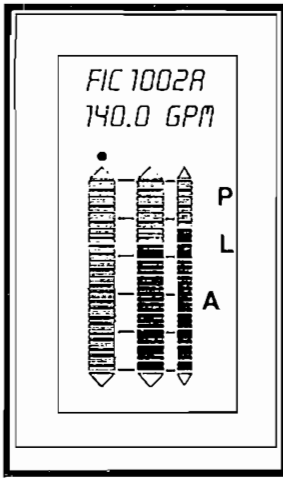


Bargraph indicator over Mid Bargraph. Display shows measurement value. No R, L, W, or P visible. (Set point type local only.) Manual mode.

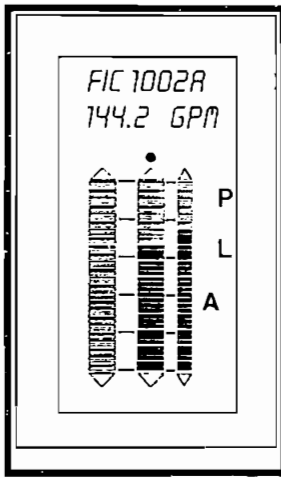


Bargraph indicator over Right Bargraph. Display shows output value in percent. No R, L, W, or P visible. (Set point type local only.) Manual mode.

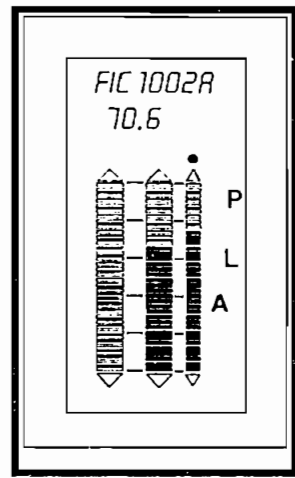
Figure 5-5. Faceplate Displays When Configured for Workstation/Panel and Local/Remote Set Point and Totalizer



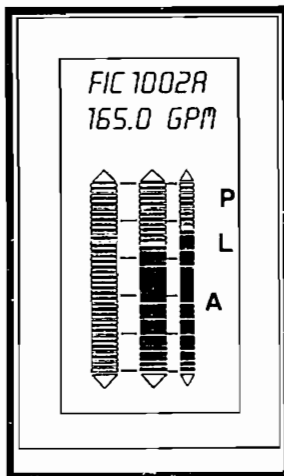
Local set point and panel mode. Indicator over left bargraph. Display and left bargraph show local set point value. Auto mode. When in remote mode, faceplate is the same except that R replaces L and display and left bargraph shows remote set point value.



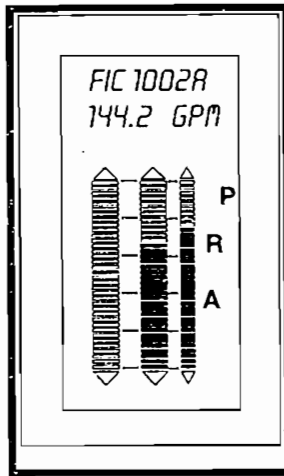
Local set point and panel mode. Indicator over mid bargraph. Display shows measurement value. Auto mode. When in remote mode, faceplate is the same except that R replaces L and display and left bargraph shows remote set point value.



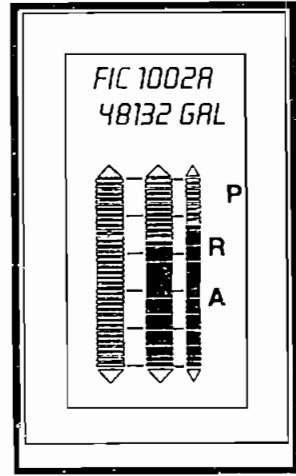
Local set point and panel mode. Indicator over right bargraph. Display shows output value in percent. Auto mode. When in remote mode, faceplate is the same except that R replaces L and display and left bargraph shows remote set point value.



Local set point and panel mode. Indicator in Position 4 (no indicator). Left bargraph shows local set point. Display shows remote set point value. Auto mode.



Remote set point and panel mode. Indicator in Position 4 (no indicator). Left bargraph shows remote set point. Display shows local set point value. Auto mode.



Remote set point and panel mode. Indicator in Position 5 (no indicator). Display shows totalizer value. Auto mode.

Appendix

Structure Diagrams



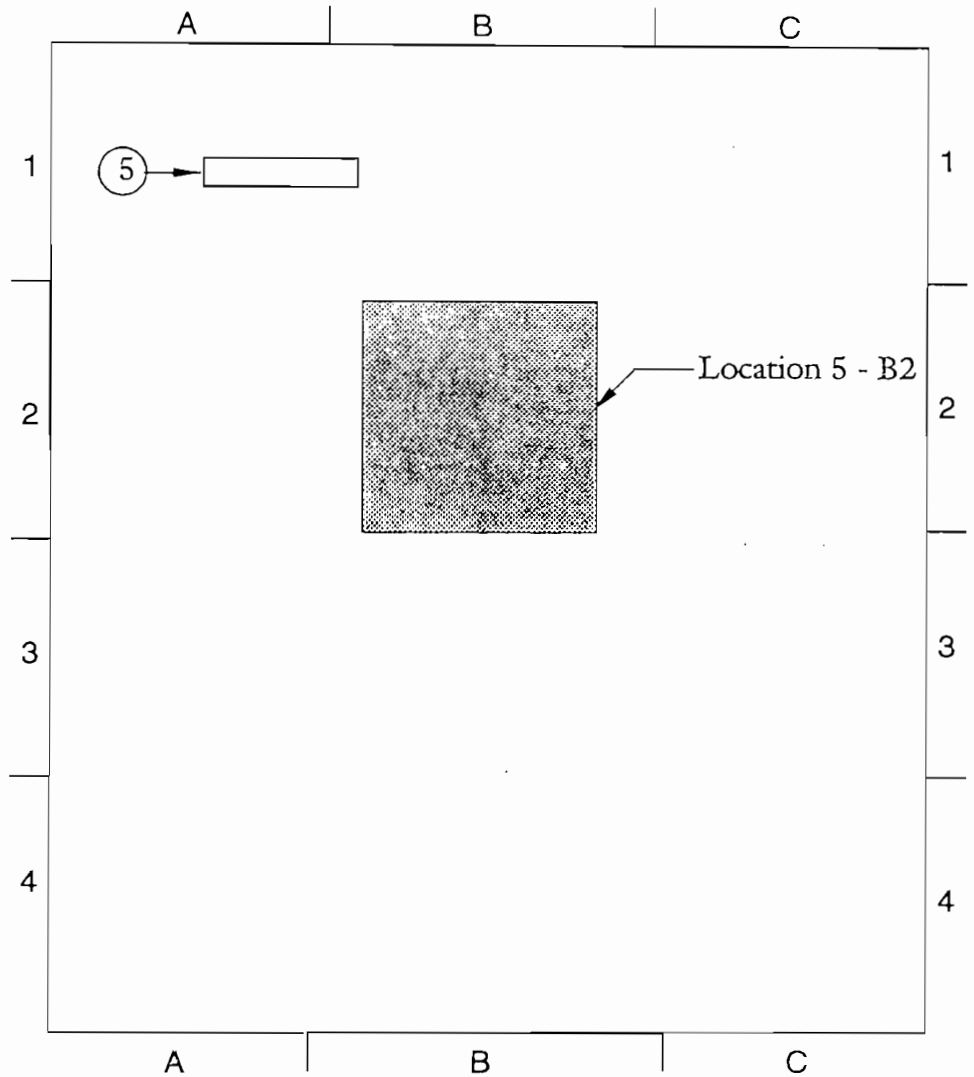
This appendix contains the structure diagrams for the 743CB Controller. By following this appendix, you can locate the parameter you wish to read or change.

- Access to the structure from Normal Operation is achieved by pressing the TAG key. This brings you to the first item in the structure, READ.
- The Δ and ∇ keys move you vertically within a connected group of parameters in the diagram.
- The ACK key moves you horizontally through a group of parameters and then on to the next group.
- The SEL key moves you back through the diagram in minor increments.

At various points in the diagrams you will find arrows and numbered balloons. These direct you to subsequent pages in the diagram. Also, some sections are marked with an asterisk (*) with a note to repeat for a similar entry. This is done to keep the diagrams as brief as possible.

Throughout the text of Chapter 4, Configuration and in Appendix B, Configuration Worksheets, you will find location designators (e.g., 5-B2). These direct you to the parameter you are looking for in the diagram. In the example given, the 5 refers to the diagram beginning with Balloon number 5 in the upper left hand corner (Structure Diagram 5). The designation B2 refers to map coordinates on that page. Therefore, a reference to configure ALARM 1 is 5-B2.

Two pages of this appendix fold out to make their diagrams accessible while reading any page in this manual.



○ = Diagram number

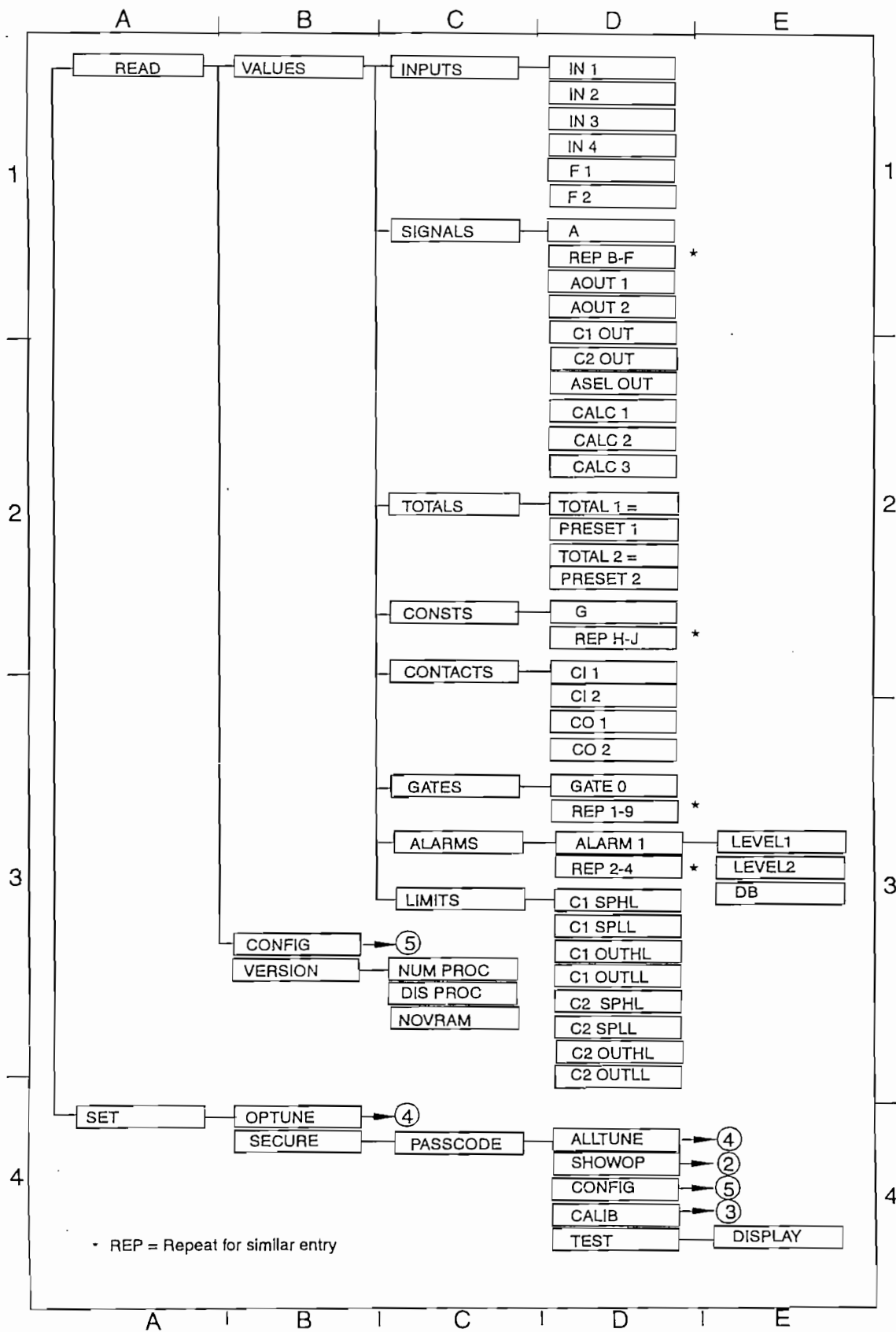
▭ = Category or subdivision which appears in the upper or lower digital (alphanumeric) display

A - C = Horizontal axis diagram coordinate

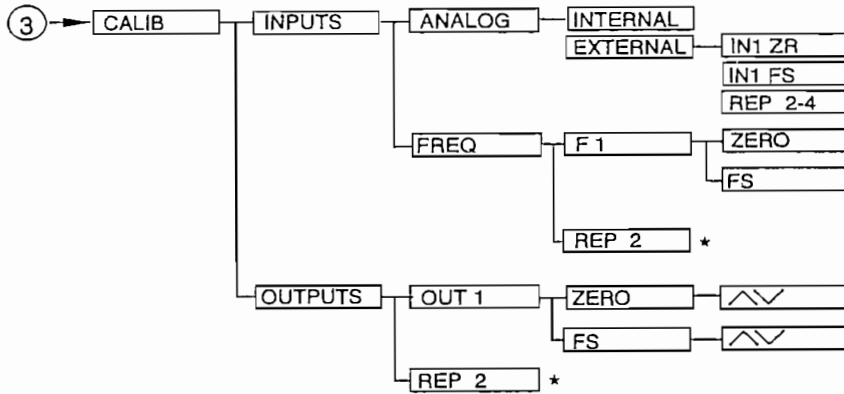
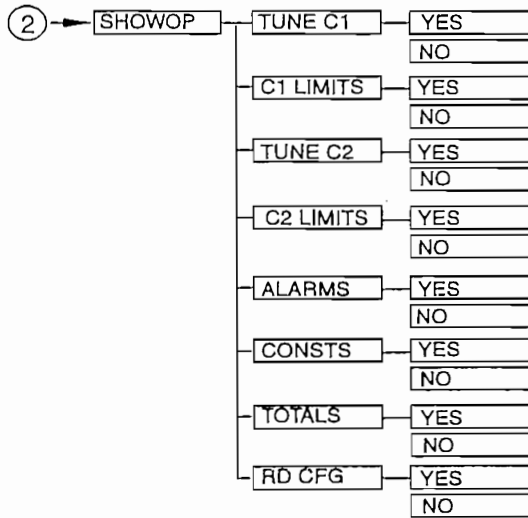
1 - 4 = Vertical axis diagram coordinate

Example: Location 5-B2 refers to diagram with balloon 5 in the upper left corner of the diagram and coordinates B (horizontal) and 2 (vertical) within that diagram.

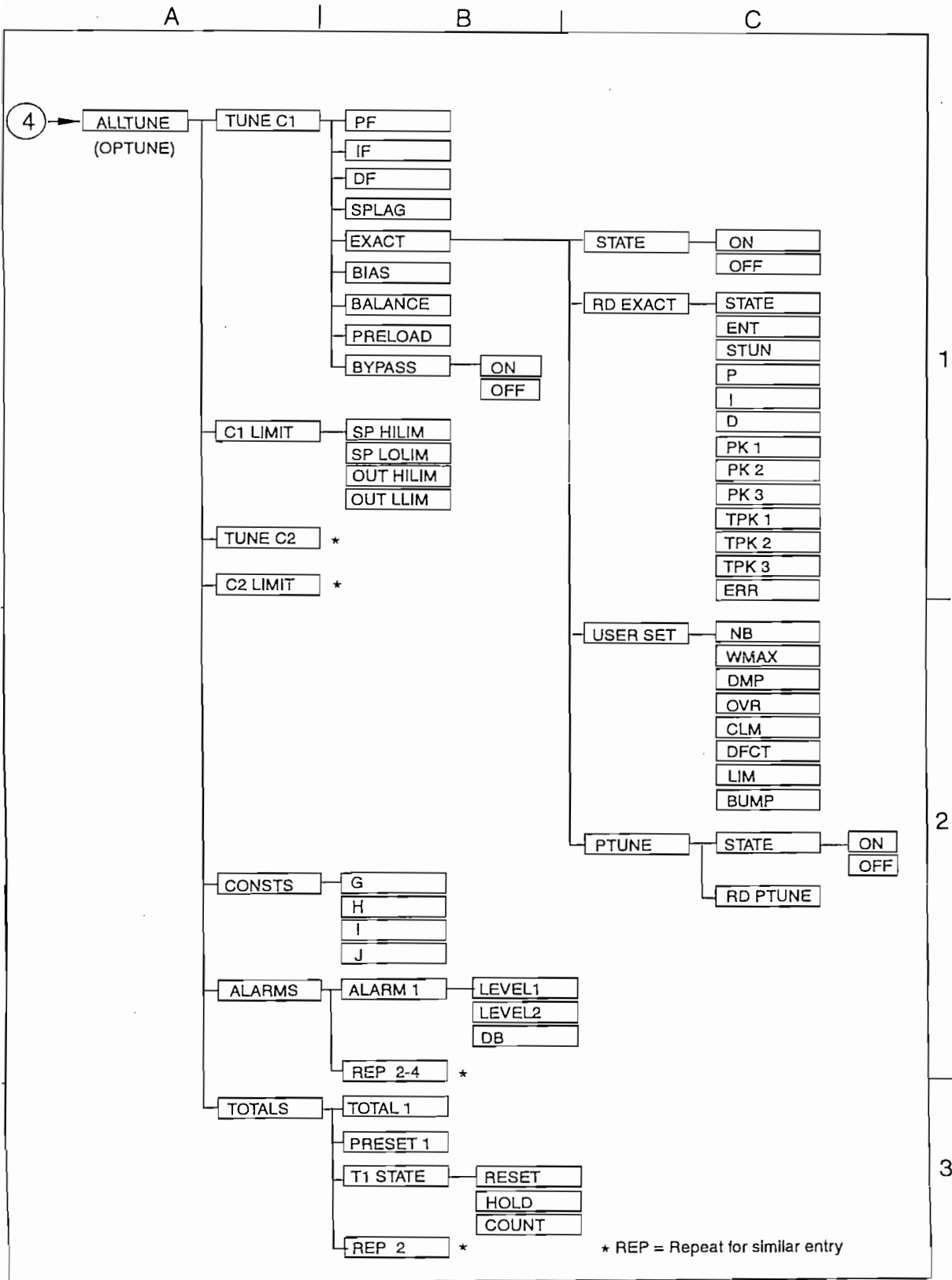
Structure Diagram 1 - READ



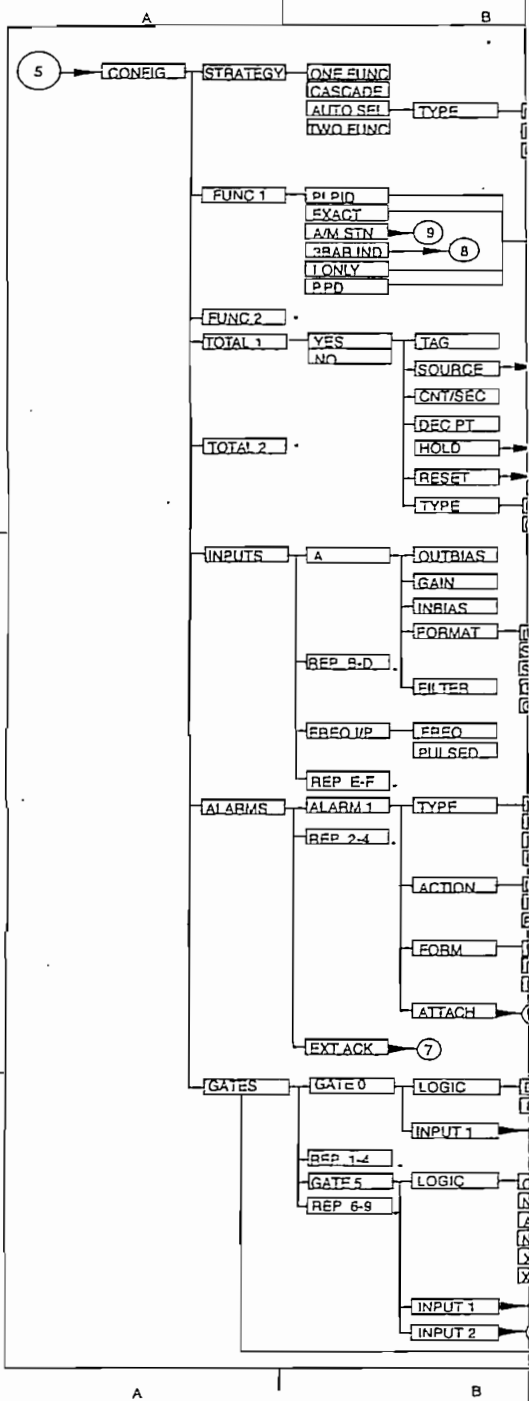
Structure Diagrams 2 and 3



* REP = Repeat for similar entry



Structure Diagram 5 - Configuration



Structure Diagram 8

