



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**" PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN Y
MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN DOBLE
PAQUETE DE MEDICIÓN DE GAS "**

**PROYECTO TERMINAL
PRESENTADO EN ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
COMO REQUISITO PARA OBTENER EL DIPLOMA DE**

ESPECIALIZACIÓN

MANTENIMIENTO A EQUIPO DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

P R E S E N T A

NORBERTO JAIME HERNÁNDEZ

DIRECTOR DEL PROYECTO: ING. DANIEL MARTÍNEZ GUTIÉRREZ

NOVIEMBRE, 2008.



Este trabajo lo dedico a mi gran tesoro, mi familia: a mis padres por haberme regalado la vida, por su amor, su comprensión y apoyo. A mi esposa e hija por alegrar mis días y hacer realidad mis sueños. A mis hermanos: Francisco y Martha compañeros de múltiples batallas, por todo lo que hemos compartido.

Agradecimientos

Agradezco a mi empresa Petróleos Mexicanos por la oportunidad que me ha brindado para poder estudiar la especialización de mantenimiento a equipo de instrumentación y control en plataformas, especialmente al Ing. José Guadalupe De La Garza Saldívar por haber depositado su confianza en mí.

Quiero agradecer a mi asesor de tesis, el Ing. Daniel Martínez Gutiérrez quien me guió y aconsejó durante todo mi proyecto de tesis, de quien tuve la gran oportunidad de contar con su apoyo y sus conocimientos.

También quiero agradecer a mis profesores y compañeros de trabajo que me apoyaron durante mis estudios.

Índice General

	Página
Introducción	1
1. Estado actual de una plataforma de compresión	2
1.1 Sección de endulzamiento de gas	4
1.2 Sección de secado de gas	4
1.3 Sección de recuperación y manejo de condensados	4
1.4 Sección de tratamiento de agua aceitosa	5
1.5 Servicios auxiliares	5
1.6 Sección de compresión	5
1.7 Sección de deshidratación de gas	7
1.8 Descripción del proceso	7
1.9 Módulo de compresión	9
2. Implantación del doble paquete de medición	16
2.1 Elementos primarios de medición	17
2.1.1 Placa de orificio	18
2.1.2 Termopares	23
2.2 Transmisores	24
2.2.1 Especificación transmisor de presión manométrica	26
2.2.2 Especificación transmisor de temperatura	27
2.2.3 Especificación transmisor de presión diferencial	29
2.3 Indicadores	29
2.3.1 Manómetros	30
2.3.2 Termómetros	31
2.4 Registrador de flujo	32
2.5 Especificación registrador de flujo	32
2.6 Estudio de implantación y consideraciones de comunicación con otros equipos	33
2.7 Integración del doble paquete de medición de gas con el sistema de control existente	34
2.8 Arquitectura de automatización	34
2.9 Comunicación	36

3. Fases de instalación	38
3.1 Tuberías	38
3.1.2 Consideraciones	38
3.1.3 Actividades de instalación	39
3.2 Cableado eléctrico	44
3.2.1 Consideraciones	46
3.2.2 Actividades de instalación	46
3.3 Instrumentación	47
3.3.1 Consideraciones	48
3.3.2 Actividades de instalación	49
4. Mantenimiento preventivo	53
5. Evaluación económica	55
5.1 Costos mano de obra	56
5.2 Costos herramientas	57
5.3 Costos materiales	59
5.4 Resumen de costos	62
5.5 Comparación de costos del doble paquete de medición contra el costo de volumen de gas de una plataforma de compresión	63
Conclusiones	64
Referencias	65
Glosario	66
Anexo I. Normas de referencia PEMEX	69
• NRF-046-PEMEX-2003	70
• NRF-105-PEMEX-2004	71
Anexo II. Hojas de datos técnicos de instrumentos	73
• Placa de orificio con elemento porta placa tipo fitting	74
• Transmisor de presión diferencial	78
• Transmisor de temperatura	81
• Transmisor de presión	83
• Termopozo	92
• Termómetro	94
• Manómetro	98

Índice de Tablas y Figuras

	Página
Tablas	
1. Costos mano de obra trabajos previos	56
2. Costos mano de obra trabajos ejecución	56
3. Costos herramienta trabajos previos	57
4. Costos herramienta trabajos de ejecución	58
5. Costos materiales tuberías	59
6. Costos materiales instrumentos	60
7. Costos materiales eléctricos	61
Figuras	
1.1 Complejo Akal-C	3
1.2 Plataforma de compresión	3
1.3 Sección de compresión y deshidratadora de gas	6
1.4 Gas de baja presión	8
1.5 Gas de alta presión	10
1.6 Módulos de compresión	14
1.7 Deshidratación de gas	15
2.1 Tipos de placa de orificio	17
2.2 Placa de orificio montada en fitting	18
2.3 Composición de la curva de número Reynolds	20
2.4 Instalación para placas de orificio con accesorios en el mismo plano	22
2.5 Termopares	23
2.6 Termopares industriales	24
2.7 Transmisor	25
2.8 Transmisor de presión manométrica	26
2.9 Transmisor de temperatura	28
2.10 Transmisor de presión diferencial	28
2.11 Manómetro	30
2.12 Termómetro bimetálico	31
2.13 Registrador de flujo	32

2.14 Topología de un sistema de control distribuido	35
2.15 Conexión punto a punto en HART	36
3.1 Tubería del doble paquete de medición	41
3.2 Instalación del doble paquete de medición	42
3.3 Instalación de placas de bloqueo	43
3.4 Instalación eléctrica	45
3.5 Instalación de tubing	51
3.6 Instalación de instrumentos	52
5.1 Gráfica resumen de costos	62
5.2 Gráfica comparativa de costos	63

INTRODUCCIÓN

Dentro de las principales actividades que se llevan a cabo en Petróleos Mexicanos se encuentra el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones para la extracción, recolección, almacenamiento, medición, transporte, procesamiento primario y secundario de hidrocarburos, así como la adquisición de materiales y equipos requeridos, para cumplir con efectividad los objetivos de la empresa.

El objetivo general de este trabajo, es establecer un procedimiento para la instalación y mantenimiento preventivo de un doble paquete de medición de gas en la descarga de los turbo compresores de módulos para evitar libranzas parciales y producción diferida. Para ello se describe de manera general el funcionamiento de una plataforma de compresión a través de sus secciones que la conforman. El conocer este proceso, facilita la implantación del doble paquete de medición, mediante la especificación de los instrumentos con los intervalos mínimos y máximos de operación, así como el estudio de implantación para la intercomunicación entre los transmisores a instalar y el sistema existente.

Se indican las fases de instalación del proyecto, por las tres disciplinas que intervienen, civil, eléctrico e instrumentos, indicando las consideraciones de instalación de acuerdo a normas, dibujos y experiencia desarrollada en campo. Se presentan consideraciones para mantener por lapsos de tiempo más amplios la operación del doble paquete de medición, considerando el mantenimiento preventivo a los componentes que lo integran y se incluye un análisis de costos de mano de obra, herramientas y materiales a instalar, considerando los precios de equipos y materiales estimados en los catálogos de proveedores de PEMEX.

Al implantar un arreglo de este tipo (doble paquete de medición) se espera:

1. Optimizar el mantenimiento preventivo a los elementos primarios de medición.
2. Evitar libranzas parciales y producción diferida.
3. Contar con una medición continua de gas.

Integrar dispositivos actuales con mayor capacidad de información a la red actual, contando con una mejor toma de decisiones.

1. ESTADO ACTUAL DE UNA PLATAFORMA DE COMPRESIÓN

En el Golfo de México, en la sonda de Campeche, a 95 kilómetros de Ciudad del Carmen, Campeche, México, se localizan importantes campos petroleros como Akal, Nohoch, Abkatum, Ku, Chuc, Pol y Uech. En estos campos se tienen complejos de producción que se integran con plataformas que cubren las distintas funciones necesarias para la explotación, interconectadas por puentes metálicos que alojan tuberías de conducción de hidrocarburos. Estos complejos logran una explotación racional y eficiente, por su ubicación estratégica y por que el procesamiento de aceite y gas se lleva a cabo en instalaciones integradas cuya capacidad modular es la más económica. En la figura 1.1 se muestra el complejo Akal-C.

Los tipos de plataformas que integran los complejos marinos de producción son:

De Perforación. Cumple básicamente con la función de la perforación de pozos petroleros para la extracción de hidrocarburos.

De Enlace. Su función es concentrar las tuberías de recibo y envío de hidrocarburos, hacia y desde el complejo, con el objeto de lograr mayores grados de seguridad durante la operación.

De Producción. Su objetivo es separar los hidrocarburos líquidos y gaseosos (aceite-gas), con el fin de estabilizar el crudo para ser enviado a tierra y mandar el gas a la plataforma de compresión.

De Compresión: Aquí se incrementa la presión del gas hasta un nivel suficiente para enviarse a tierra, previo proceso de deshidratación, con el fin de eliminar el agua para proteger el gaseoducto de conducción. Aquí también se endulza el gas que servirá como combustible a las turbinas que accionan a los compresores y a los generadores de energía eléctrica.

De Habitacional: Su objetivo es proporcionar alojamiento cómodo y seguro a los trabajadores que operan las instalaciones del complejo, evitando así, la necesidad de su traslado diario a la costa.

La plataforma de compresión como se muestra en la figura 1.2 cuenta con las siguientes secciones:



Fig. 1.1 Complejo Akal-C



Fig. 1.2 Plataforma de compresión

- a) Sección de endulzamiento de gas.
- b) Sección de secado de gas.
- c) Sección de recuperación y manejo de condensados.
- d) Sección de tratamiento de agua aceitosa.
- e) Servicios Auxiliares.
- f) Sección de compresión.**
- g) Sección de deshidratación de gas.**

Siendo las dos últimas secciones, las más importantes para el proceso de medición de gas.

1.1 Sección de endulzamiento de gas

Esta sección tiene como finalidad la de eliminar los compuestos ácidos presentes en el gas como son el H_2S y el CO_2 , con el propósito de adecuarlo para su uso como combustible en los diferentes equipos de la plataforma. Para ello, está formada por tres plantas paquete que utilizan el proceso girbotol, empleándose dietanolamina (DEA) como agente absorbente de gases ácidos. Los paquetes de endulzamiento reciben una parte del gas de la descarga de los módulos de compresión además del paquete de deshidratación, y el que una vez libre de compuestos ácidos se distribuye a los diferentes equipos de la plataforma que lo requieran, a través de la red de gas combustible.

1.2 Sección de secado de gas

La función de esta sección es la de eliminar los condensados presentes en el gas combustible residual obtenido en la plataforma, el cual es rico en condensados y agua, su calidad como combustible pobre trae como consecuencia un mayor mantenimiento y posible daño al equipo (turbina) de ser usado.

1.3 Sección de recuperación y manejo de condensados

La función de esta sección, es la de estabilizar y adecuar los condensados obtenidos de la plataforma de compresión para su integración a la corriente de gas general a tierra, evitando de esta manera enviar los condensados a producción.

Con este fin se cuenta con separadores de alta y baja presión, así como equipo de bombeo.

1.4 Sección de tratamiento de agua aceitosa

Esta sección tiene como finalidad eliminar el agua procedente de los diferentes drenajes de los equipos. Para ello, se dispone de un separador trifásico agua, gas y aceite, donde el gas se envía a la torre del quemador y el aceite se recupera, mientras que el agua separada alimenta a una torre en la que se elimina el sulfhídrico mediante agotamiento con gas inerte antes de descargarla al mar.

1.5 Servicios auxiliares

Para su operación, la plataforma de compresión cuenta con los siguientes servicios auxiliares:

- Almacenamiento y distribución de diesel.
- Generación y distribución de gas combustible.
- Aceite de calentamiento.
- Suministro y distribución de aire de instrumentos y servicios.
- Inyección de agentes químicos.
- Almacenamiento de DEA y DEG.
- Almacenamiento de aceite de lubricación.
- Sistema de desfogue.
- Generación y distribución de energía eléctrica.
- Sistema de seguridad.
- Sistema de intercomunicación y telecomunicación.
- Grúa.

1.6 Sección de compresión

La función de la sección de compresión es elevar la presión del gas amargo y húmedo procedente de producción, con el fin de hacer posible su transporte hacia tierra. Para ello, esta sección consta de cuatro módulos de compresión. Tres módulos se encuentran operando continuamente y el cuarto permanece de relevo. Cada módulo está constituido por tres compresores, uno de baja presión, uno de presión intermedia y uno de alta presión, como se muestra en la figura 1.3. El compresor de baja presión es de tipo axial accionado por una turbina de gas, tiene la función de comprimir el gas procedente de baja presión de producción.

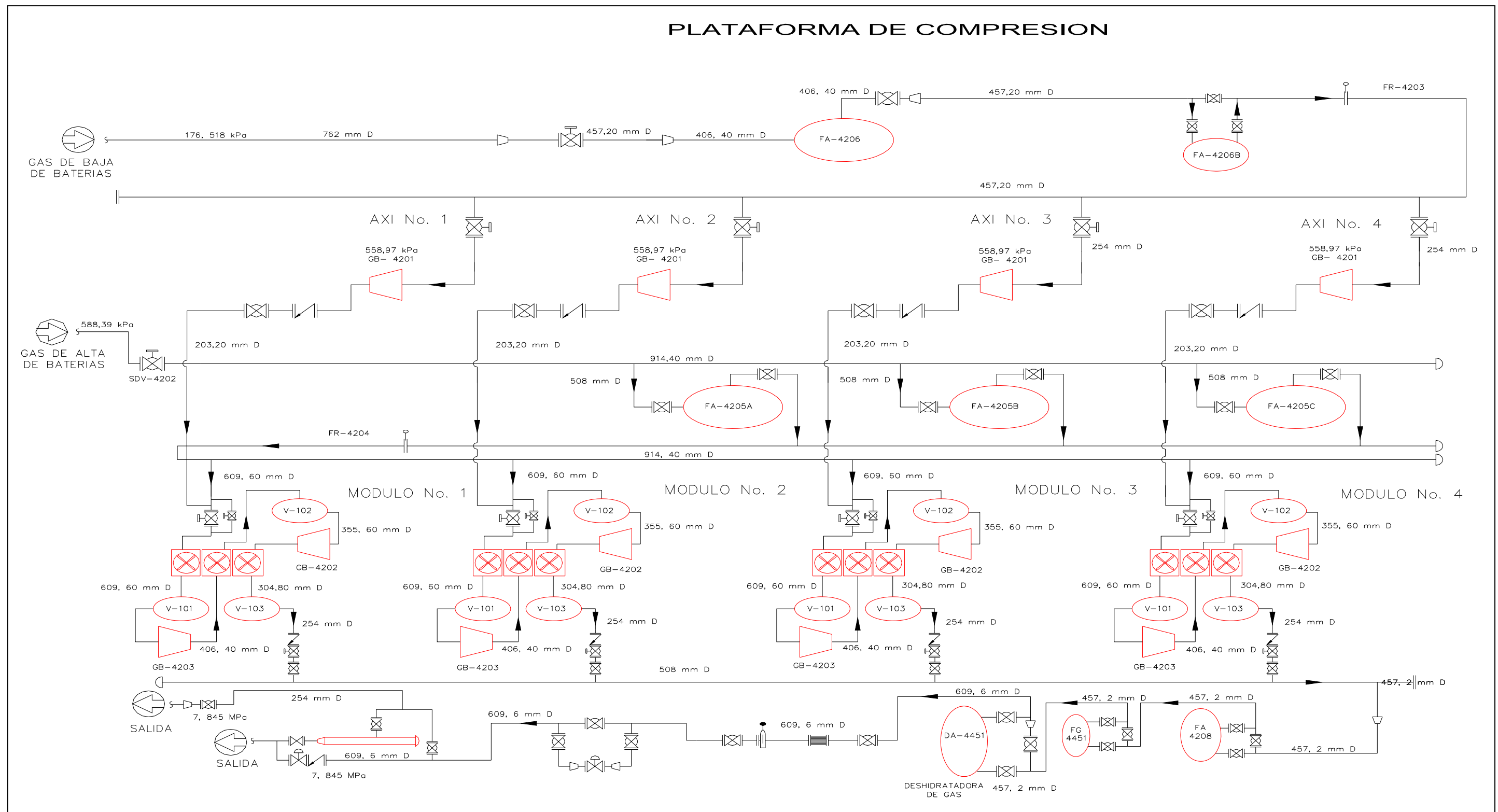


Fig. 1.3 Sección de Compresión y deshidratadora de gas.

El compresor de presión intermedia es del tipo centrífugo, recibe carga tanto de la descarga del compresor axial como del gas procedente de la sección de alta presión de producción, éste compresor tiene la función de comprimir el gas y descargarlo a la succión del compresor de alta presión, es en éste compresor en donde el gas adquiere la presión suficiente para su transporte a tierra. Tanto el compresor de media presión como el de alta presión están montados en la misma flecha de la turbina de gas.

1.7 Sección de deshidratación de gas

La sección de deshidratación tiene la función de eliminar el agua presente en el gas amargo procedente de compresión, con el fin de acondicionarlo para su envío a tierra. La eliminación del agua es necesaria para evitar la corrosión y la formación de hidratos en la tubería de transporte a tierra. Con este propósito se cuenta con una planta de deshidratación tipo paquete, que utiliza dietilenglicol (DEG) como medio de absorción del agua, ver figura 1.3.

1.8 Descripción del proceso

Se reciben dos corrientes de gas a niveles diferentes de presión procedentes de la plataforma de producción. La corriente de baja presión a $176,51 \text{ kPa}$ ($1,8 \text{ kg./cm}^2$)¹ de presión y $333,15 \text{ K}$ (60° C)² de temperatura como se muestra en la figura 1.4, se recibe a través del puente de tuberías mediante la tubería de $457,20 \text{ mm}$ (18 pulgadas)³ de diámetro. A su llegada a la plataforma, se dispone de la válvula de corte SDV-4203, la cual es accionada manualmente por medio de un dispositivo hidráulico que se encuentra en campo o mediante la activación del paro de emergencia, localizado en el tablero principal.

Esta corriente de llegada alimenta al tanque rectificador de baja presión FA-4206, donde se separan los líquidos arrastrados de producción. El gas de salida fluye por una línea, alimentando a un separador ciclónico de baja presión FA-4206B, cuya finalidad es la de eliminar las trazas de líquidos presentes en el gas. El gas libre de arrastre, pasa al cabezal de succión de los compresores de baja presión GB-4201. Sobre la línea de $457,20 \text{ mm}$ (18 pulgadas) de diámetro se dispone del registrador de flujo FR-4203, localizado en el tablero que permite contabilizar la cantidad de gas de baja presión alimentada a la plataforma $2,55$ millones de metros cúbicos estándar diarios (MMmCSD) equivalentes a 90 millones de pies cúbicos estándar diarios (MMpCSD)⁴.

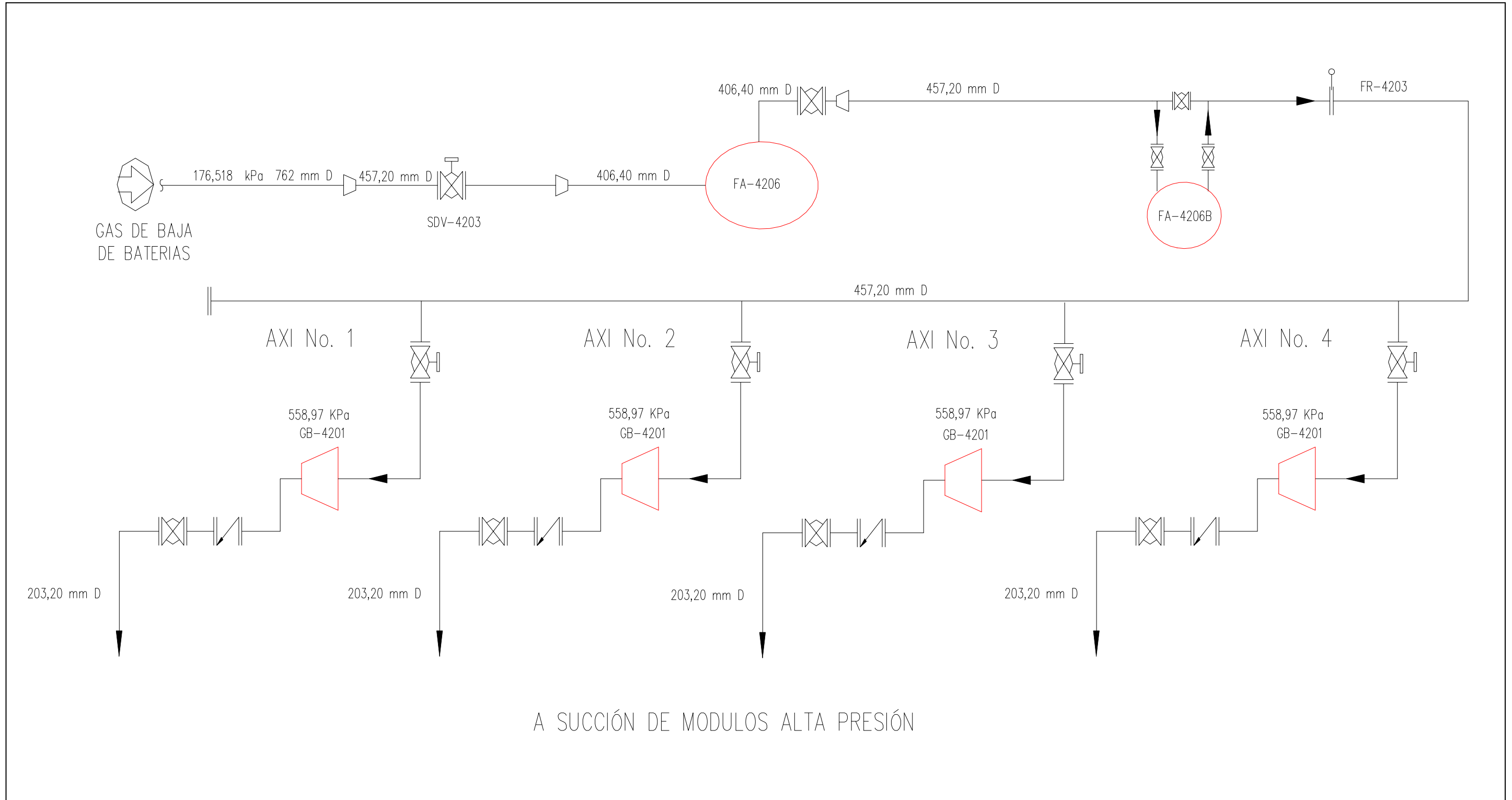


Fig. 1.4 Gas de baja presión

La corriente de alta presión a 588,396 kPa y 333,15 K de temperatura como se muestra en la figura 1.5, se reciben por puente de tuberías mediante la línea de 914,40 mm de diámetro, a su llegada se cuenta con la válvula de corte SDV-4202, la cual es accionada manualmente por un dispositivo hidráulico localizado en campo o bien mediante el sistema de paro de emergencia. Esta corriente se alimenta en paralelo a tres tanques rectificadores FA-4205 A, B y C, donde se retienen los líquidos arrastrados por el gas.

Las corrientes de gas de los rectificadores FA-4205 A, B y C se envían en un solo cabezal, el de 914,40 mm de diámetro que constituye la succión de los compresores de alta presión. Sobre la línea de 914,40 mm se dispone del registrador de flujo FR-4204, localizado en campo que permite contabilizar la cantidad de gas de alta presión alimentada a la plataforma 7,65 MMmCSD.

1.9 Módulo de compresión

El Sistema de compresión como anteriormente se comento, consta de cuatro módulos, se describe uno de ellos, entendiéndose que los restantes son exactamente iguales, ver figura 1.6.

El gas procedente del tanque de baja presión alimenta al compresor de baja presión a 176,518 kPa y 333,15 K de temperatura, por medio de una línea de 254 mm. de diámetro. En la línea de succión se inserta una corriente de recirculación de gas de 152,4 mm. de diámetro, procedente de la succión de la primera etapa de compresión, controlada por la válvula controladora de presión PCV-110, que permite mantener una presión constante en la entrada del compresor.

El turbo compresor descarga el gas a 558,97 kPa de presión y 391,15 K de temperatura, a continuación se une a la corriente de gas de alta presión que se descarga de los rectificadores de alta presión.

¹1 kg/cm² = 98066 Pa

² K = °C + 273.15

³1 Pulgada = 25.4 mm

⁴1 Pie³ = 0.02831702 m³

Nota1.- A partir del la proxima página no se expresarán las unidades de ingeniería, se aplicará el sistema internacional de acuerdo a la NOM SCFI 008.

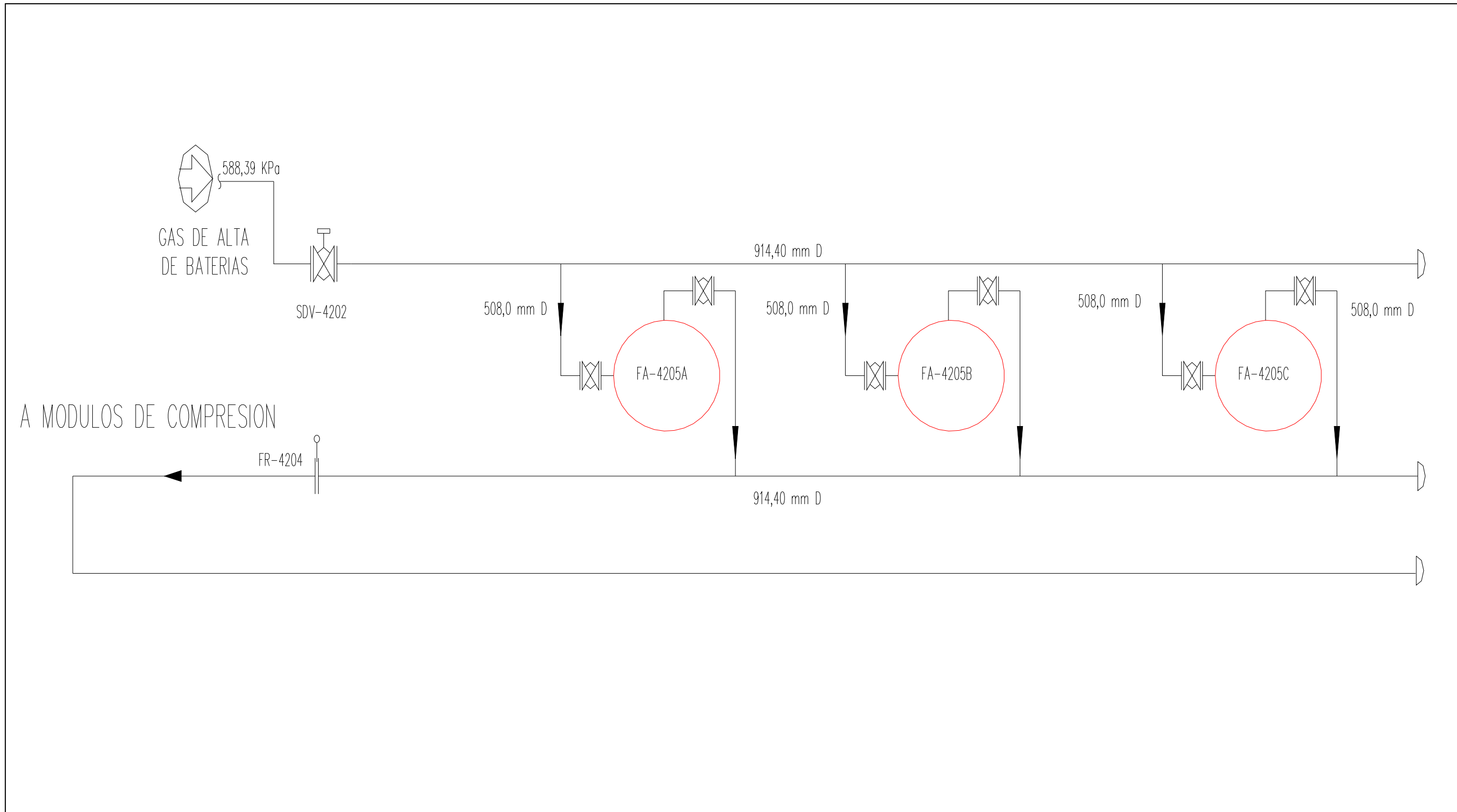


Fig.1.5 Gas de alta presión

Para la compresión del gas descargado del compresor GB-4201 y del gas proveniente de los rectificadores de alta presión, se dispone de dos compresores en serie, el GB-4202 y el GB-4203, que constituyen la primera y segunda etapa de compresión, respectivamente. Ambos son accionados por la misma turbina. El gas de alta presión se recibe en los límites del módulo a 588,39 kPa. de presión y 339,15 K de temperatura.

A la corriente descrita, se le une la corriente procedente de la descarga del compresor GB-4201, y ya integradas en una sola, pasan al enfriador de tipo solo-aire EC-4201, donde se abate la temperatura hasta tener 325,15 K a la salida del mismo. Las persianas del enfriador, permiten variar el flujo de aire a través de los tubos. En las líneas de salida del enfriador EC-4201 se tiene un sistema de desfogues manejado por una válvula utilizada sólo para ventear a la atmósfera después de haber sido venteadado el módulo al cabezal de desfogue. A esta corriente se le une la recirculación procedente de la descarga del compresor GB-4203, que constituye el control de estabilidad del mismo.

Todas las corrientes mencionadas anteriormente e integrada en una sola se alimenta al tanque de succión del compresor de alta presión, primera etapa, FA-4201 (V101), tipo filtro coalescedor. Este recipiente opera a 558,97 kPa de presión y 325,15 K de temperatura, se encuentra dividido en dos secciones separadas por elementos filtrantes tipo cartucho. El gas prácticamente libre de líquidos, sale del separador FA-4201 (V-101) hacia la succión del compresor de alta presión primera etapa GB-4202, derivándose, en caso de activarse la protección de inestabilidad del mismo una pequeña corriente de gas a la succión de compresor de baja presión GB-4201.

El gas proveniente de los separadores de alta presión FA-4205A, B y C, se integra al cabezal de succión del compresor de alta presión GB-4202. El compresor GB-4202 eleva la presión del gas hasta 3,206 MPa de presión con una temperatura de descarga de 453,15 K.

La corriente principal de la descarga del compresor GB-4202, se enfría mediante el enfriador EC-4202, tipo solo-aire que abate la temperatura hasta 325,15 K. La temperatura del gas se controla por medio de las persianas del enfriador, variando el flujo de aire a través de la cama de tubos.

A continuación, el gas entra al tanque de succión del compresor de alta presión segunda etapa, FA- 4203 (V-102) que separa los líquidos asociados en el gas. El recipiente opera a 3, 157 MPa de presión y 325,15 K de temperatura, y separa el agua de los hidrocarburos. El gas separado en el FA-4203, se envía a la succión del compresor de alta presión segunda etapa, GB-4203.

El compresor GB-4203 eleva la presión del gas hasta 7,845 MPa de presión y 404,15 K de temperatura. El gas de descarga del compresor, se enfría hasta 325,15 K mediante el enfriador EC-4203 tipo solo-aire. La temperatura de salida de éste equipo regula el paso de aire a través de la cama de tubos, manipulando las persianas del enfriador.

A continuación, el gas proveniente del enfriador entra al separador de gas amargo húmedo, FA- 4203 (V-103), donde se separan los líquidos formados por enfriamiento del gas. El recipiente opera a 8,276 MPa de presión y 325,15 K de temperatura. El gas libre de líquidos, abandona el tanque FA-4203 (V-103) para integrarse finalmente al cabezal de descarga, que reúne las corrientes procedentes de los módulos restantes, ver figura 1.6.

La corriente de gas del cabezal de descarga de los módulos, se envía hacia el tanque separador FA-4208 donde se separan los condensados contenidos en la corriente, evitando el arrastre de los mismos a la sección de deshidratación.

El gas amargo y húmedo se alimenta a la sección de deshidratación, por una línea de 457,2 mm proveniente de la descarga de los módulos de compresión, con una presión de 7,845 MPa y 329,15 K de temperatura, como se muestra en la figura 1.7.

Esta corriente entra por el fondo de la torre deshidratadora de gas DA-4501, la cual consta de un interior de 20 platos del tipo cachucha de burbujeo, y en la que se pone en contacto a contracorriente con el dietilenglicol alimentado en el plato número uno. El dietilenglicol absorbe el vapor de agua presente en el gas húmedo.

Por el domo de la torre deshidratadora de gas, a 7,845 MPa de presión y 326,15 K de temperatura, sale el gas deshidratado se envía a tierra a través de la línea de 609,6 mm., con un volumen de gas aproximado de 8,665 MMmCSD.

Es importante mencionar, que el volumen de gas medido a la salida de la plataforma, no es el mismo de la suma de las corrientes de baja y alta presión que alimentan a la plataforma, esto es debido a que parte de este gas se endulza para el funcionamiento de los equipos de todo el complejo de producción y sus plataformas periféricas de perforación.

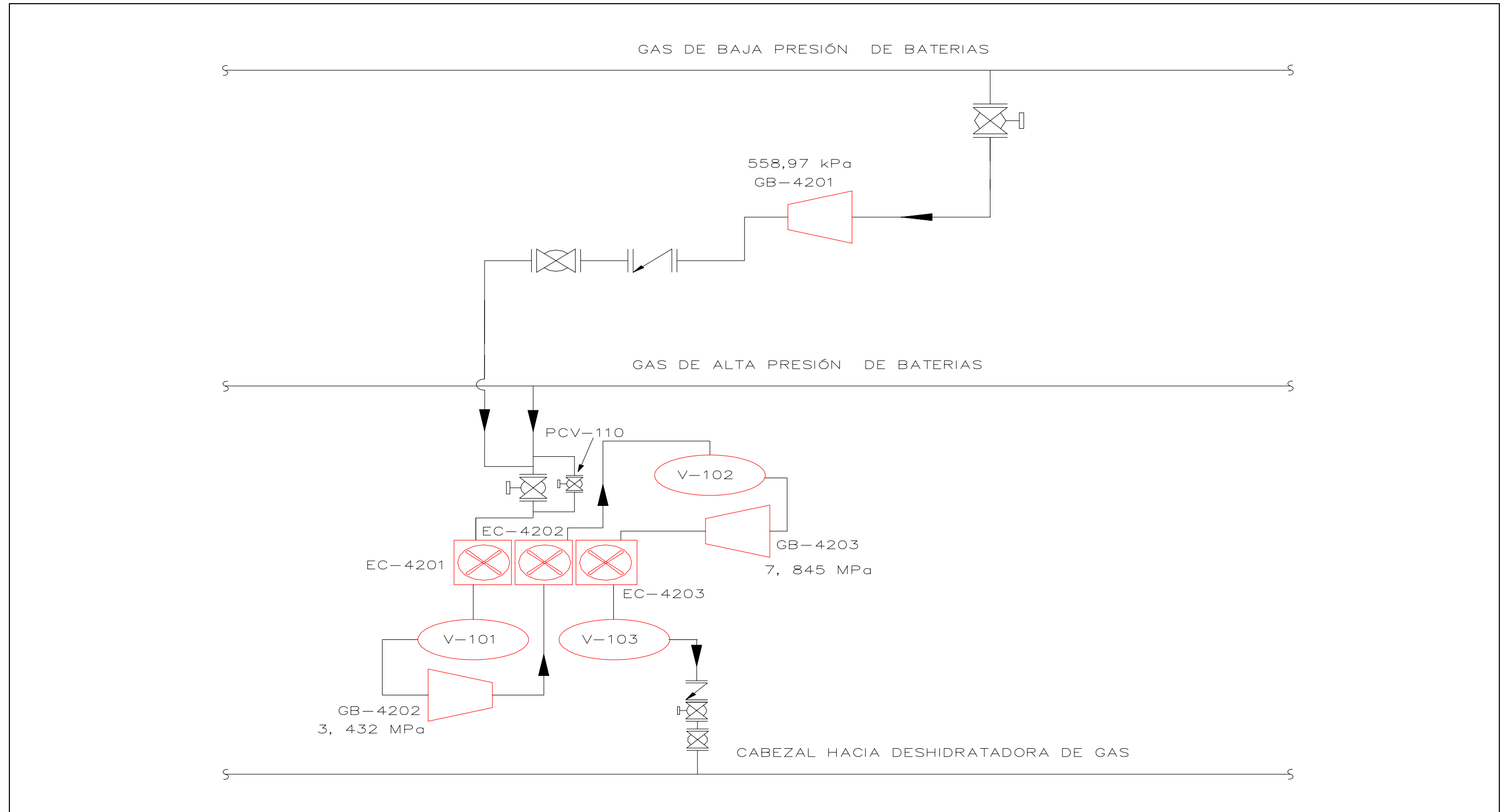


Fig. 1.6 Módulo de compresión

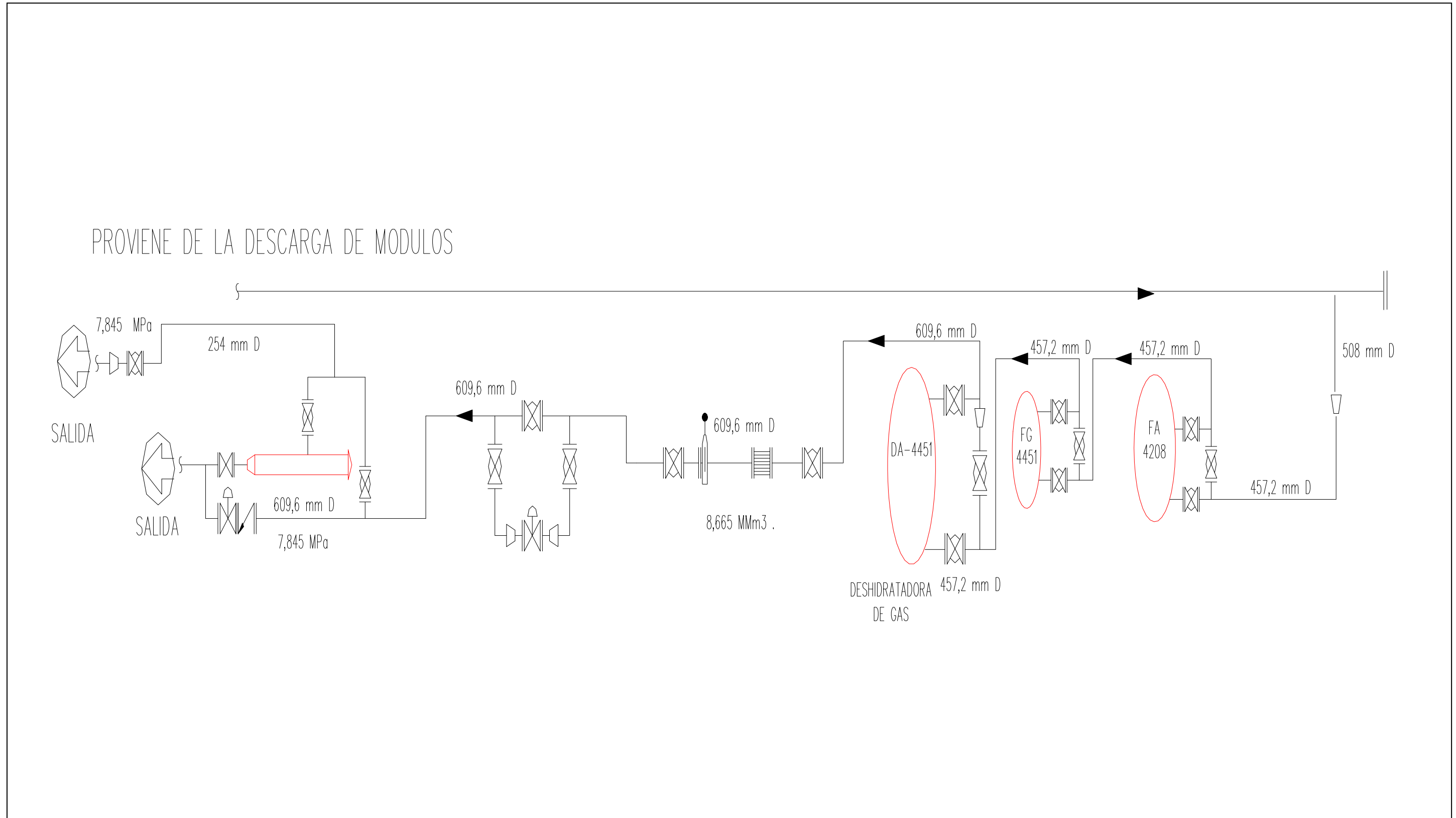


Fig. 1.7 Deshidratación de gas

2. IMPLANTACIÓN DEL DOBLE PAQUETE DE MEDICIÓN

Derivado de que solo se cuenta con la medición de flujo de gas en los cabezales de entrada y salida de la plataforma de compresión, personal operativo del centro de proceso tiene la necesidad de conocer la cantidad de flujo que se comprime en cada módulo de compresión, con el objetivo de conocer la eficiencia de trabajo de cada uno de ellos, detección de fallas en la separación en los tanques separadores, retorno de gas a baterías a través de las tuberías de condensados y paros parciales por mantenimiento a equipo dinámico.

De lo anterior, se llevó un análisis criterios de aplicación, dando como resultado lo siguiente:

- a) El valor anual del producto es suficientemente grande de manera que hasta una mejora porcentual menor es suficientemente valiosa para justificar el uso del doble paquete de medición.
- b) El proceso es complejo, multivariable debido a la cantidad de sistemas con que cuenta la plataforma, con muchas especificaciones de producción (gasto, temperatura, humedad, presión, generación de ruido, viscosidad, etcétera) y con restricciones de operación a respetar (espacios y explosividad).
- c) El proceso tiene un tiempo de vida esperado suficientemente grande (sin tendencia a la obsolescencia) de manera que los beneficios del sistema continúen por un tiempo mayor.
- d) El proceso esta sujeto a disturbios relativamente frecuentes alterando la eficiencia de operación. En los casos de descontrol de la plataforma el doble paquete de medición indicaría la cantidad de volumen de gas, por cada módulo de compresión, que se dejó de comprimir para su envío a tierra.

Criterios de selección:

- a) Menor constante de tiempo del proceso de medición = aumento en la frecuencia de muestreo. Se ahorrará tiempo en la toma de decisiones en caso de la disminución de volumen de gas comprimido, teniendo como alternativa mayor información.
- b) Número de variables y tipo = acondicionadores de señal.
- c) Longitud máxima de sensado = comunicación ethernet.
- d) Variación de datos de medidas = memoria del sistema.

2.1 Elementos primarios de medición

Los elementos primarios para la medición de flujo normalmente usados son las placas de orificio, ver figura 2.1, por sus características que a continuación se enlistan:

1. Máxima pérdida de presión permanente.
2. Más fácil de instalar.
3. Fácilmente reproducible.
4. Requiere inspección periódica.
5. Es el de más bajo costo.
6. Es el dispositivo más conocido.

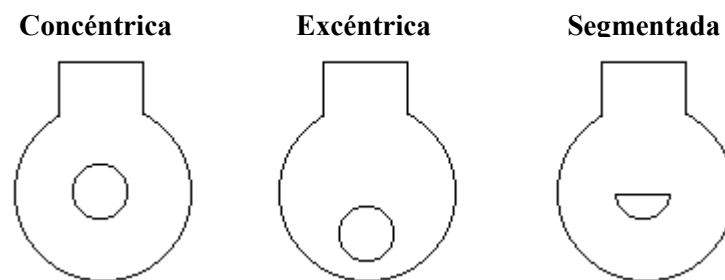


Fig. 2.1 Tipos de placa de orificio

- a) Concéntrica. Es la más común y se utiliza cuando el fluido es limpio. Cuando el fluido a medir es un líquido con gases ó cuando es un gas o un vapor con líquido, la placa tiene un pequeño orificio en la parte superior o inferior respectivamente.
- b) Excéntrica. Esta placa tiene un orificio perforado excéntrico, el cual es tangente a la superficie superior de la tubería cuando el fluido es un gas, y tangente a la superficie inferior cuando es un líquido. Esta placa tiene las mismas ventajas que la segmental.
- c) Segmentada. El área del orificio segmentado es equivalente al área del orificio concéntrico. Se usa cuando se requiere eliminar el estancamiento de materiales extraños, instalándose con la secante horizontal y con su sección curva coincidiendo con la superficie inferior de la tubería. Es muy usada para medir vapor húmedo, líquidos con sólidos en suspensión o aceites con agua.

cuando la medición se hace en tubería horizontal. Cuando el orificio se puede localizar verticalmente, debe cambiarse a orificio concéntrico.

2.1.1 Placa de orificio

Este dispositivo consiste básicamente de una placa circular perforada, la cual se inserta en la tubería y presenta una restricción al paso del flujo, lo que genera una presión diferencial en el sistema que resulta ser proporcional a la magnitud del flujo o la relación de proporcionalidad es del tipo cuadrática, en la que el flujo es la raíz cuadrada de la presión diferencial por una constante. El flujo al interactuar con la restricción cambia su energía potencial (presión) por energía cinética (velocidad), describiendo un patrón de flujo muy especial que recibe el nombre de vena contracta [1].

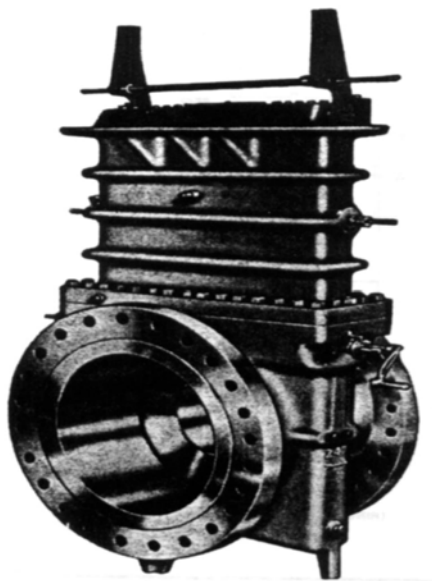


Fig. 2.2 Placa de orificio montada en fitting

Se requiere que el principio de medición tenga como elemento primario de medición placa de orificio concéntrica montada en *fitting* con cuerpo bipartido de acero al carbón ASTM A216 con doble cámara, que permita el cambio de la placa sin detener la operación de la línea y facilite el mantenimiento o reparación de cada una de sus partes sin quitarlo de la línea de proceso, la cámara deberá especificarse para mantenerse despresurizada durante la operación

normal. Las caídas de presión a través de orificios de medición deben seleccionarse de manera tal que se obtenga mediante cálculo, una relación de diámetro de tubería a diámetro de orificio (beta) mayor o igual a 0,25 y menor o igual a 0,75 ($0,25 < \beta < 0,75$) NRF-105-PEMEX-2004 [2].

Para la determinación del tamaño del orificio de una placa de orificio (d), se utiliza la ecuación para obtener la velocidad de flujo en unidades volumétricas de pies cúbicos por segundo:

$$q = K \beta^2 A Y F_a \sqrt{2g_c (\Delta P / \rho)} \quad (1)$$

en donde q = es el gasto volumétrico en pies cúbicos por segundo o centímetros cúbicos por segundo.

β = relación de diámetros del orificio e interior de la tubería.

K = coeficiente de flujo.

Y = factor de expansión del gas.

F_a = factor de área para la expansión térmica de un orificio.

g_c = factor de conversión de unidades en pies por segundo o centímetros por segundo.

ΔP = diferencial de presión medida en libras por pie cuadrado o gramos por centímetro cuadrado.

ρ = densidad del fluido en libras por pie cúbico o gramos por centímetro cúbico.

Existen otros factores como la viscosidad μ del agua, el peso molecular M del material, el diferencial h_w medido en pulgadas de agua, el número de Reynolds R_D de la tubería, el volumen específico v , la presión absoluta p y la densidad estándar de gas ρ_{est} , que sirve para obtener un análisis completo para medir un gasto exactamente utilizando placas de orificio.

Un procedimiento para determinar el tamaño de orificio (d), consiste en resolver la ecuación para $K \beta^2$ en la ecuación básica 1:

$$K \beta^2 = \frac{q}{A Y F_a \sqrt{2g_c (\Delta P) / \rho}} \quad (2)$$

Obteniendo la evaluación del factor $K\beta^2$ y el establecimiento de número de Reynolds R_D de la tubería, permite utilizar curvas como la que se muestra en la figura 2.3 para evaluar β correspondiente al números de Reynolds superiores a 7 000. Las curvas que se muestran se pueden separar en siete o más segmentos para proporcionar una mayor precisión de lectura.

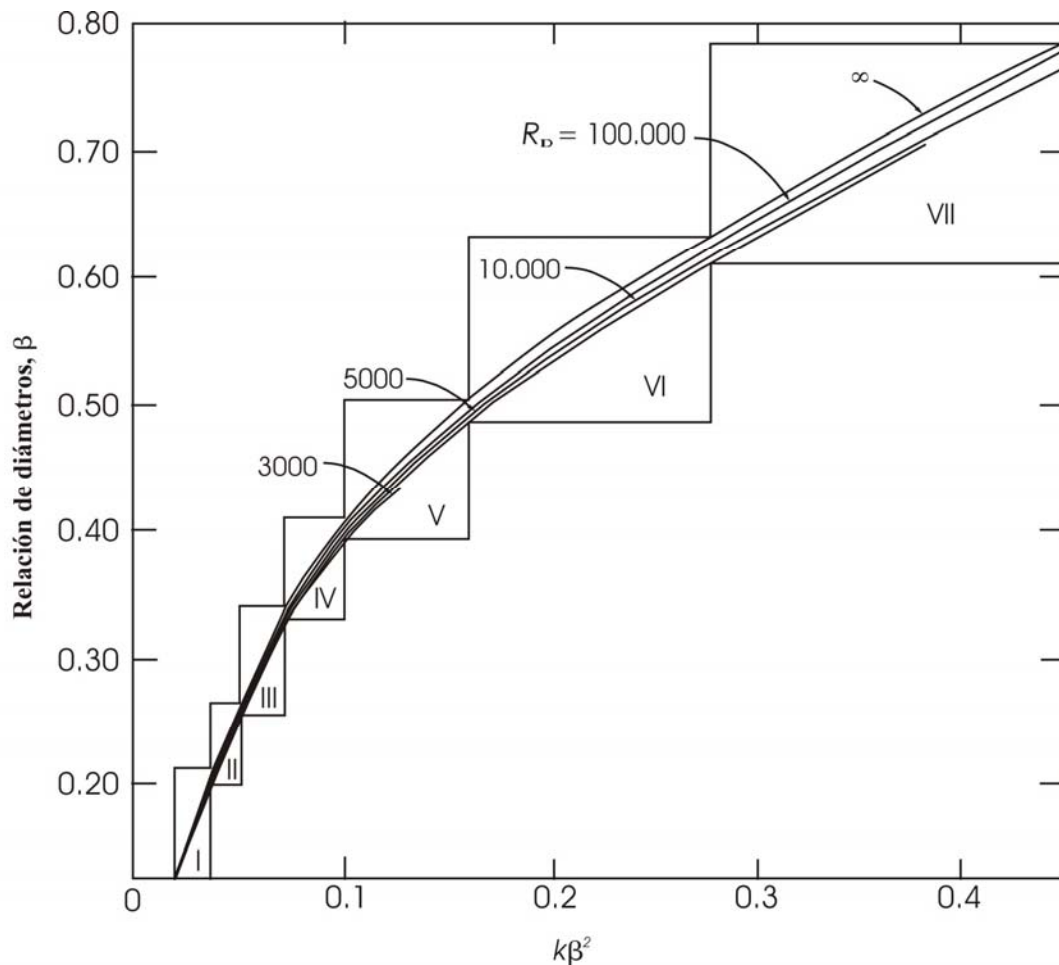


Fig. 2.3 Composición de la curva de número de Reynolds

Debido a condiciones de reserva por personal operativo de operación, para la obtención de los datos de las variables para la sustitución en la ecuación número 2, se considera un valor dado de $K\beta^2$ de 0,35 y un número de Reynolds de 100 000, el valor de β se puede leer en la gráfica.

Después de haber obtenido el valor de β en la curva, este valor se multiplica por el diámetro interior de la tubería en mm (D) para determinar el tamaño del orificio d.

$$\beta = 0,65$$

$$D = 242,84 \text{ mm}$$

$$d = (0,65) * (242,84) = 157,84 \text{ mm}$$

Aunque el determinar el tamaño de un orificio es un proceso directo y se debe tener cuidado al elegir las unidades, es necesario contar con las tablas adecuadas (las de factores de compresibilidad, curvas de Reynolds y factores de expansión térmica para la placa de orificio) y disponer de unidades sensoras de precisión para aplicaciones industriales.

El análisis que se muestra para la obtención del diámetro d del elemento de medición, es de importancia para apoyar en la revisión de los supervisores de operación y mantenimiento, ya que el cálculo de diámetros de de placas de orificio, depende del fabricante, lo cual es una forma de corroborar si es el orificio adecuado, de acuerdo con las especificaciones que le proporciona PEMEX para su aplicación.

El elemento porta placa, deberá contar con guías externas e internas para garantizar la concentricidad de la placa con respecto a la línea de proceso, la unidad de sello de la placa será de nitrilo sin protuberancias y acorde al AGA 3/API 14.3 [8]; con válvula deslizante para aislamiento su asiento suave, fácilmente reemplazable en campo sin quitar el fitting y que proporcione un sello hermético sin la necesidad de grasa o lubricante para su operación; las placas serán de acero inoxidable 316 con orificio excéntrico, el maquinado y la instalación de las placas de orificio deberá satisfacer la recomendación ISA RP -3.2 [1]. El espesor de la placa de orificio deberá de ser de 3,17 mm para tamaños de 50 mm a 304 mm de diámetro y de 9,52 mm para tamaños de 357 mm y mayores.

Las placas de orificio deberán ser con tomas de bridas, el material de las mismas deberá ser como mínimo acero inoxidable 304, de acuerdo a la ISO 5167-1980 [1].

Es muy importante revisar las longitudes de tramo recto aguas arriba (A) y aguas abajo (B) para que se presente el flujo uniforme en el sitio de medición. Conociendo la relación de diámetros β , es posible saber que longitud de tramo recto de tuberías aguas arriba (A) y aguas abajo (B) se requieren, como se muestra en la figura 2.4.

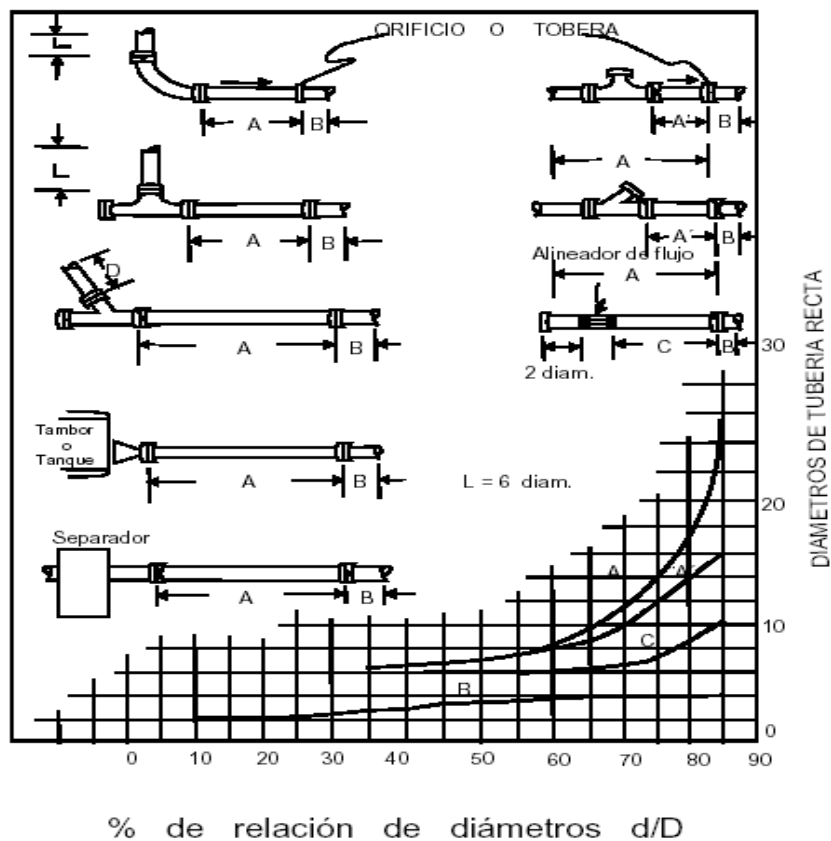


Fig. 2.4 *Instalación para placas de orificio con accesorios en el mismo plano*

Es recomendable que la medición sea en una tubería horizontal, sin embargo, cuando esto no sea posible se deberá usar tubería vertical con flujo ascendente para líquidos y vapores condensables y con flujo descendentes para gases secos.

2.1.2 Termopares

Los sistemas de medición de temperatura que requieran transmisión de señal deben utilizar normalmente termopares como elemento primario, ver figura 2.5.

Los termopares deben suministrarse con ensambles de instalación formados por termopozos, niples de extensión, tuerca unión, aisladores internos y cabezas de conexión a prueba de intemperie, como se indica en la figura 2.6.

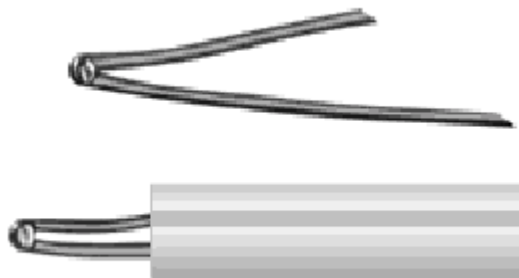


Fig. 2.5 Termopares

La conexión entre los termopares y los transmisores o los módulos del SCD, se debe hacer utilizando cable de extensión continuo. En caso de que se tengan que realizar una unión intermedia los dos extremos del alambre de extensión deben unirse perfectamente a presión [10]. Los instrumentos e indicadores que reciban señal directa de termopar, deben suministrarse con mecanismo de detección de balance nulo y amplificación electrónica. Los instrumentos electrónicos de temperatura que reciben señal de termopar deben tener compensación automática de unión fría. Los instrumentos de temperatura con indicación deben tener lectura directa en grados centígrados [8]. Los termopozos deberán ser fabricados en acero inoxidable 304 como mínimo, de barra sólida perforada y sus bridas deberán ser hechas del mismo material que el pozo en todos los casos.



Fig. 2.6 Termopares Industriales

La instalación del termopozo con respecto a la tubería deberá ser en forma perpendicular, si esto no es posible, podrá entonces instalarse en codo de 90° o en ángulo de 45° , pero siempre manteniendo una orientación en contra del flujo.

2.2 Transmisores

La selección del transmisor debe estar basada en los requerimientos de operación del proceso (exactitud, alimentación, rango, límite de sobre medida, resolución, repetibilidad y tiempo de respuesta), requerimientos ambientales y físicos (vibración, acceso, frecuencia de operación).

Se deben tomar en cuenta los efectos máximos de todos los factores que puedan degradar la exactitud. Tal como: temperatura ambiente, humedad, presión estática, vibración, variaciones en el suministro de energía y sensibilidad a la posición de montaje [2].

Todos los transmisores usados para SDMC que no cumplan los límites de operación para su exposición a la temperatura, humedad u otras condiciones ambientales deben estar protegidos adecuadamente, ver figura 2.7.



Fig. 2.7 Transmisor

Todos los transmisores deberán ser suministrados con interiores en acero inoxidable 316 [8], material más comúnmente usado en servicios corrosivos y apropiados para ambiente marino y asimismo para cumplir los requisitos de NFPA 70. Además todos los transmisores de presión y presión diferencial, deberán ser suministrados con cuerpo de acero al carbón [8].

La instrumentación deberá contar con protección contra interferencias por radiofrecuencias, los rangos de operación de todos los instrumentos, deberán estar entre el 20% y el 70% del rango estándar del fabricante [5].

2.2.1 Especificación transmisor de presión manométrica

- a) Tipo: Inteligente.
- b) Exactitud: Menor o igual a $\pm 0,1\%$ del alcance (span).
- c) Estabilidad: $\pm 0,15\%$ del límite máximo del intervalo, por 6 meses.
- d) Repetibilidad: $\pm 0,2\%$ del límite máximo del intervalo.
- e) Banda muerta: $0,1\%$ del límite máximo del intervalo.
- f) Indicación local: Alfanumérico de cristal líquido con 3 ½ dígitos como mínimo.
- g) Unidades de Ingeniería.
- h) Voltaje de alimentación: 24 V; voltaje máximo: 36 V.
- i) Protección eléctrica: Contra polaridad invertida.
- j) Memoria de configuración: No volátil.
- k) La configuración debe incluir lo siguiente: alarmas, comunicaciones, ajuste del cero y alcance (span).
- l) Alarmas: Capacidad de generación de alarmas por sobre presión, falla de comunicación y mal funcionamiento.
- m) Tipo de sensor: Diafragma.
- n) Material del cuerpo: Acero Inoxidable 316, como se muestra en la figura 2.8.



Fig. 2.8 Transmisor de presión manométrica

2.2.2 Especificación transmisor de temperatura

- a) Tipo: Inteligente, ver figura 2.7.
- b) Exactitud: Menor o igual a $\pm 0,2$ °C.
- c) Estabilidad: $\pm 0,1$ °C del límite máximo del intervalo, por año de operación.
- d) Repetibilidad: $\pm 0,2$ °C.
- e) Banda muerta: $0,1$ °C.
- f) Indicación local: Alfanumérico de cristal líquido con 3 ½ dígitos como mínimo.
- g) Unidades de Ingeniería.
- h) Voltaje de alimentación: 24 V; voltaje máximo: 36 V.
- i) Protección eléctrica: Contra polaridad invertida.
- j) Memoria de configuración: No volátil.
- k) La configuración debe incluir lo siguiente:
 - Alarmas.
 - Comunicaciones.
 - Ajuste del cero y alcance (span).
- l) Alarmas: Capacidad de generación de alarmas por falla de comunicación y mal funcionamiento.
- m) Elemento primario: RTD 4 hilos, cargado a resorte.
- n) Material del RTD: Platino (PT-100, Clase A).
- o) Longitud de inserción: Debe estar entre el 60% y 80% del diámetro de la tubería.
- p) Construcción del termopozo: Cónico y bridado.
- q) Accesorios del elemento de temperatura: Incluir la caja de terminales de interconexión del elemento sensor con el transmisor.
- r) Tipo de construcción de la cabeza: Caja de conexiones incluyendo tablilla de conexión duplex de cerámica, ver figura 2.9
- s) Aislamiento del RTD: Óxido de magnesio.
- t) Material de la vaina: Acero inoxidable 316.
- u) Material del cuerpo: Acero inoxidable 316.



Fig. 2.9 Transmisor de temperatura



Fig. 2.10 Transmisor de presión diferencial

2.2.3 Especificación Transmisor de presión diferencial

- a) Tipo: Inteligente.
- b) Exactitud: Menor o igual a $\pm 0,1\%$ del alcance (span).
- c) Estabilidad: Menor o igual a $\pm 0,15\%$ del límite máximo del intervalo, por año de operación.
- d) Repetibilidad: $\pm 0,2\%$ del límite máximo del intervalo.
- e) Banda muerta: $0,1\%$ del límite máximo del intervalo.
- f) Indicación de lectura local: Indicador alfanumérico de cristal líquido con 3 ½ dígitos como mínimo.
- g) Unidades de Ingeniería.
- h) Voltaje de alimentación: 24 V; voltaje máximo: 36 V.
- i) Protección eléctrica: Contra polaridad invertida.
- j) Memoria de configuración: No volátil.
- k) La configuración debe incluir lo siguiente:
 - Alarmas
 - Comunicaciones
 - Ajuste del cero y alcance (span).
- l) Alarmas: Capacidad de generación de alarmas por sobre presión, falla de comunicación y mal funcionamiento.
- m) Tipo de sensor: Diafragma.
- n) Múltiple: Suministrarse con múltiple de válvulas de cinco vías; cuerpo e interior de acero inoxidable 316; con 2 puertos para prueba, drenado o venteo, incluyendo tapones.
- o) Material del cuerpo: Acero inoxidable 316, ver figura 2.10.

2.3 Indicadores

En esta sección se describen las especificaciones y el tipo de indicadores, siendo elemento mecánico tubo bourdon como elemento primario de medición de presión y en el caso de temperatura se fundan en el distinto coeficiente de dilatación de los metales diferentes (bimetálico) [7].

2.3.1 Manómetros

Los manómetros deberán ser grado AA (0,5% del span) de acuerdo con el ANSI B40.1. [8]. Se deberán suministrar con cajas de fenol o acero inoxidable, protección posterior y protección por sobre intervalo del 130% de máximo valor que indique su carátula sin sufrir descalibración, como se muestra en la figura 2.11.

El bourdon y el mecanismo de movimiento deberá ser de acero inoxidable como mínimo; pieza de plástico o nylon no cumplen.

Las unidades de ingeniería a emplear serán kilogramo sobre centímetro cuadrado y libras sobre pulgada cuadrada por lo que la escala deberá ser dual.

Las carátulas deberán ser de 114 mm de diámetro, desmontable, color blancas con números e indicaciones en negro, vidrio inastillable, conexión inferior.



Fig. 2.11 Manómetro

2.3.2 Termómetros

Los termómetros deberán ser de tipo bimetalico, ángulo variable, caja herméticamente sellada, ajuste externo y conexión a proceso de 12,7 mm.

Los termómetros bimetalicos no se recomiendan en servicio continuo con temperaturas superiores a 703,15 K o por encima de 815,15 K en servicio intermitente. Todos los metales tienen limitaciones físicas y pueden sufrir distorsiones por fluencia o por pandeo permanente. Esto significa que los metales no se vuelven a su condición original y que no son exactas las temperaturas. Los termómetros bimetalicos se pueden emplear entre límites de 313,15 K y 815,15 K y puede esperarse que reproduzcan las lecturas con una precisión de $\pm 1\%$ cuando no se utilizan en servicio continuo por encima de 703,15 K [1].

Los termómetros deberán ser con vástago de acero inoxidable y 6,35 mm de diámetro exterior [8].

Las carátulas de los termómetros deberán ser blancas con números e indicaciones en negro, (ver figura 2.12) de 127 mm de diámetro, unidades de ingeniería en Celsius y Fahrenheit.



Fig. 2.12 Termómetro bimetalico

2.4 Registrador de flujo

Los instrumentos registradores registran un trazo continuo o a puntos la variable, y pueden ser circulares como se muestra en la figura 2.13, de gráfico rectangular o a lo largo según sea la forma del gráfico.

Los registradores de gráfico circular suelen tener el grafico de 1 revolución en 24 horas mientras que en los de gráfico rectangular la velocidad normal del gráfico es de unos 20 mm/hora.

2.5 Especificación registrador de flujo

- a) Diámetro de la carta 254 mm.
- b) Temperatura ambiental para instrumento 0...+ 323,15 K.
- c) Tamaño 355,60 mm x 355,60 mm x 96,52 mm.
- d) Humedad ambiental para instrumento 0...90% HR
- e) 1 pluma de color rojo, 100 hojas papel 0-100 / 24 Hrs.
- f) Presión estática 0,070 Pa.
- g) Presión diferencial 0- 0,8 Pa.



Fig. 2.13 Registrador de flujo

2.6 Estudio de implantación y consideraciones de comunicación con otros equipos

Cada análisis es pensando en una provocación y ayuda, pero para los ingenieros, la necesidad es dar soluciones más directas. Una lista típica de factores de selección puede incluir lo siguiente:

1) ¿Es la medición másica o volumétrica?

Volumétrica.

2) ¿Es requerida velocidad de flujo o totalización?

Totalización.

3) ¿Qué señal es requerida?

Neumática y eléctrica.

4) ¿Qué desplegado es necesario?

Digital e impreso.

5) ¿Es el fluido corrosivo o pasivo?

Corrosivo.

6) ¿Cuáles son las restricciones ambientales?

Alta humedad.

7) ¿Es el fluido limpio o sucio?

Limpio.

8) ¿Cuál es el suministro eléctrico requerido?

Voltaje de alimentación: 24 V; voltaje máximo: 36 V.

9) ¿Cuál es el rango requerido, es decir, cuál es la relación de flujo máximo a flujo mínimo?

85 m³/s y 40 m³/s

10) ¿Qué funcionalidad es necesaria (esto es generalmente enunciado como exactitud)?

Exactitud: Menor o igual a $\pm 0,5\%$ del alcance (span).

11) ¿Cuál es el costo?

Ver capítulo 5 de evaluación económica

12) ¿Qué mantenimiento es requerido y quién lo va hacer?

Se cuenta con un contrato mantenimiento anual, por terceros en el caso de instrumentos y mantenimiento mensual eléctrico y mecánico por parte de PEMEX.

13) ¿Cuál es la temperatura y presión de operación (normal y extrema)?

Presión de operación normal 7,845 MPa y 453,15 K de temperatura y 8,335 MPa y 473.15 K de temperatura.

14) ¿Qué propiedades de fluido deben ser consideradas?

Generalmente incluyen viscosidad cinemática del fluido, densidad, coeficiente de compresibilidad, temperatura, presión, etcétera.

2.7 Integración del doble paquete de medición de gas con el sistema de control existente

Consideraciones:

- a) El sistema de control existente SCD.
- b) Siete años de antigüedad que tiene este sistema.
- c) El estado de operación actual es óptimo de este sistema.
- d) Capacidad de crecimiento del sistema existente.
- e) Disponibilidad de refacciones y asistencia técnica.
- f) Compatibilidad de intercomunicación entre el sistema del doble paquete de medición y los sistemas existentes, así como el tipo de información que compartirán.
- g) La infraestructura de comunicaciones existente.

2.8 Arquitectura de automatización

La arquitectura de automatización del centro de proceso está basada en un sistema de control distribuido, con cuatro consolas de operación, dos servidores de control y dos estaciones de trabajo para modelado en línea y control avanzado.

Un sistema de control distribuido es un conjunto de componentes de hardware y de software que se integran para formar un sistema de control automático funcional. Se le llama control distribuido por que las funciones de control no están ubicadas en un dispositivo central, sino que se encuentran diseminadas en varios dispositivos auxiliares.

Las funciones del sistema pueden ser distribuidas geográficamente o funcionalmente. La interfaz del operador con el proceso es a través de una consola con monitores y teclados que cuenta con las aplicaciones de software necesarias para la configuración y programación del sistema, el monitoreo y control del proceso, así como para el manejo y administración de la información. Puede contar incluso con estaciones de operación remotas. Ver figura 2.14.

Características particulares:

- a) Aptos para control regulatorio (PID), pueden manejar un gran número de lazos de control analógico.
- b) Son aptos para monitorear y controlar procesos continuos grandes y distribuidos geográficamente.

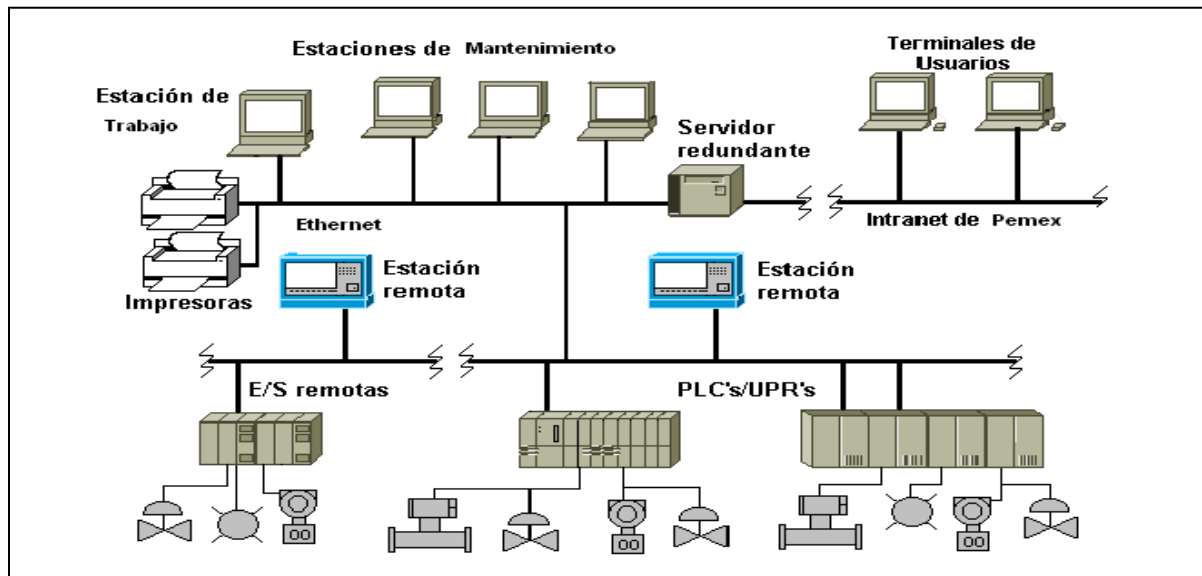


Fig. 2.14 Topología de un sistema de control distribuido

- c) Son capaces de manejar y administrar la información de proceso, alarmas, tendencias, reportes e integrarse con sistemas administrativos.
- d) Se pueden aplicar técnicas de control avanzado.
- e) Son los sistemas más costosos.
- f) No son factibles para procesos pequeños.
- g) Requieren de más tiempo de entrenamiento del personal operador.
- h) Algunos son más complicados de configurar que otros.
- i) Todavía algunos están limitados en su habilidad para establecer una interfaz e intercambiar datos con SCD de otros fabricantes a través de medios de red estándar.

Las aplicaciones recomendadas para PEMEX son en complejos de producción, refinerías y plantas petroquímicas [5].

2.9 Comunicación

La comunicación es a través de una red ethernet redundante manejando el protocolo de comunicación HART [4]. A esta red ethernet se conectan dos unidades de proceso remotas (UPR), las cuales controlan directamente algunos procesos de la plataforma de compresión y en algunos casos, se conectan a equipos de terceros mediante el uso del protocolo MODBUS. Así mismo, la red ethernet se conecta a un elemento de almacenamiento masivo y un servidor de comunicaciones. El servidor de comunicaciones tiene la función de permitir la conexión con el sistema eléctrico, con el sistema de seguridad y con otro servidor de comunicaciones ubicado en el cuarto de control de las áreas operativas. El cuarto de control, esta formado por tres consolas de mantenimiento, la primera es para el área mecánica, la segunda para el área eléctrica y la tercera para el área de instrumentos. Estas tres consolas están comunicadas a través de una red ethernet. A esta misma red se conectan dos estaciones de trabajo, destinadas a simulaciones de procesos en tiempo real y capacitación de personal operativo (laboratorio). La red tiene conectados los servidores de impresoras, y el servidor de comunicaciones con el sistema de control distribuido.

La topología de conexión de los transmisores del doble paquete de medición se considera punto a punto de HART, como se muestra en la figura 2.15, se realiza conectando un par de cables por cada instrumento directamente a un controlador o a un maestro (PC o configurador Hand-Held) con la interfaz adecuada, lo anterior debido a que la señal analógica y la digital viajan juntas sin provocar interferencias entre ellas.

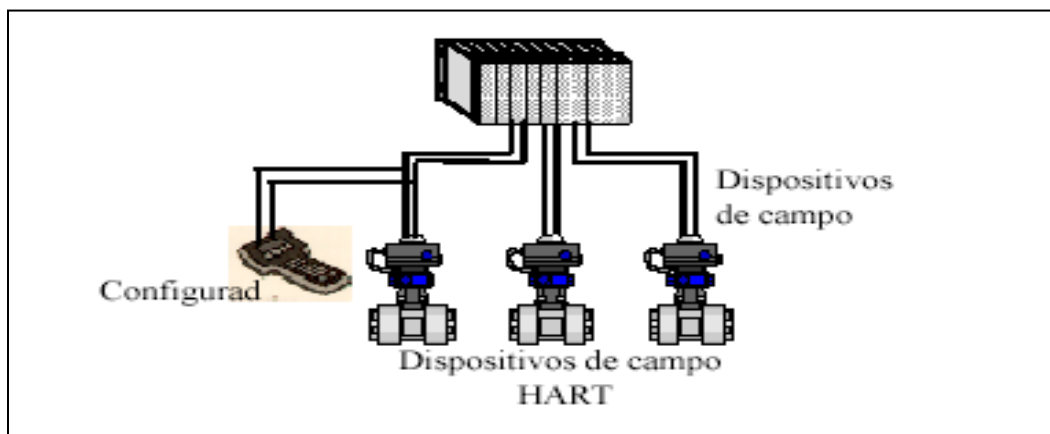


Fig. 2.15 Conexión punto a punto en HART

Se debe cambiar el número de la dirección a cero del instrumento a conectar, con el fin de que éstos reconozcan el modo de operación punto a punto.

Cuando la configuración de los instrumentos se pretende realizar en campo, se debe utilizar un configurador manual (Hand-Held) [4].

Cuando la configuración de los instrumentos se pretende realizar en forma remota desde un cuarto de control, se debe utilizar una computadora personal y un software especializado para el mantenimiento y configuración de los mismos.

3. FASES DE INSTALACIÓN

En este capítulo se explicará los sistemas que intervienen para la instalación del doble paquete de medición de gas.

3.1 Tuberías

Para iniciar los trabajos concernientes a esta actividad, es necesario verificar que el personal involucrado en su ejecución esté perfectamente enterado de lo que va a hacer, tenga un croquis ilustrativo de ello, que los materiales que van a utilizarse estén completos, así como la herramienta y equipo que va a utilizar este en buen estado para su uso y, al menos este deberá ser:

- 1 Diferencial de cadena de 3000 kg.
- 2 Máquina de soldar de combustión interna 400 amperes.
- 3 Equipo oxi-acetileno.
- 4 Pulidor eléctrico.
- 5 Lote de llaves de golpe.
- 6 Marro de bronce.
- 7 Estrobo 19 mm de diámetro x 4 500 mm.
- 8 Andamio metálico.
- 9 Resguardo contra caídas.
- 10 Grillete galvanizado 19 mm.
- 11 Equipo de líquidos penetrantes.
- 12 Equipo completo de protección personal.

3.1.2 Consideraciones

1. Acarrear material, accesorios al área de trabajo e instalación de andamios.
2. Realizar mantenimiento y/o sustitución de espárragos a juntas bridadas.
3. Habilitar y armar tubería del doble paquete de medición de 254 mm de diámetro, incluye: corte, biselado y aplicación de soldadura a juntas soldables y conexiones (tomas de presión), asimismo el montaje de placa porta orificio tipo fitting, como se muestra en la figura 3.1.

4. Realizar inspección radiográfica a juntas soldadas: y aplicación de líquidos penetrantes a tomas de presión.
5. Habilitar e instalar soportes del doble paquete de medición, incluye: instalación de obra falsa y un arreglo para llenado, ver figura 3.2.
6. Realizar limpieza del área de trabajo y acarrear material al área de chatarra.
7. Acordonar el área de trabajo con cintas de seguridad, sin obstruir rutas de escape, equipo de contra incendio y de salvamento o señalar rutas alternas.
8. Verificar que todo el material necesario para la ejecución de esta actividad durante el paro de plataforma se encuentre completo y en sitio. Así como también el equipo y herramienta necesaria la cual se debe inspeccionar previamente para garantizar su funcionamiento.
9. Al requerir un andamio estructural o colgante, se debe verificar que esté en condiciones apropiadas. El andamio debe sujetarse únicamente en elementos estructurales y en ningún caso debe soldarse a estos o apoyarse en líneas de proceso, líneas de servicio, líneas eléctricas o equipos.
10. Cuando se trabaje sobre andamios el personal debe asegurar su arnés a estructura fija y la herramienta que utilice la debe sujetar con cable para evitar que se caiga.
11. Verificar que el área de trabajo este libre, limpia y ordenada durante y al final de cada jornada, depositando la chatarra y basura en el lugar asignado.
12. El tramo de tubería en donde se instale una placa de orificio, debe tener longitudes de tramo recto de cuando menos 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de la placa de orificio, sin ningún accesorio de tal manera que se obtenga un flujo uniforme.

3.1.3 Actividades de instalación

- a) Efectuar la recepción de la línea drenada y/o a cero presiones.
- b) Instalar placas de bloqueo en juntas bridadas, ver figura 3.3.
- c) Retirar espárragos a junta bridada e instalación de arreglo para llenado y lavado de líneas de 254 mm de diámetro.
- d) Realizar lavado y drenado de líneas de 254 mm de diámetro y colocar charolas recolectoras.

- e) Realizar maniobra para desmantelamiento de línea 254 mm y montaje del doble paquete de medición, ver figura 3.1.
- f) Alinear e interconectar el doble paquete de medición de 254mm de diámetro, y aplicar soldadura a juntas soldables, incluye: el montaje de placa porta orificio tipo fitting e instalación de empaques y apriete de espárragos a válvulas de 254 mm de diámetro, ver figura 3.2.
- g) Realizar inspección radiográfica a juntas de 254 mm de diámetro.
- h) Realizar prueba hidrostática a línea nueva de 254 mm de diámetro.
- i) Retirar placas de bloqueo a juntas bridadas.
- j) Realizar prueba dinámica a líneas nueva de 254 mm de diámetro.
- k) Realizar limpieza de área de trabajo y desmantelar andamios.
- l) Verificar que el área de trabajo este libre, limpia y ordenada durante y al final de cada jornada, depositando la chatarra y basura en el lugar asignado.

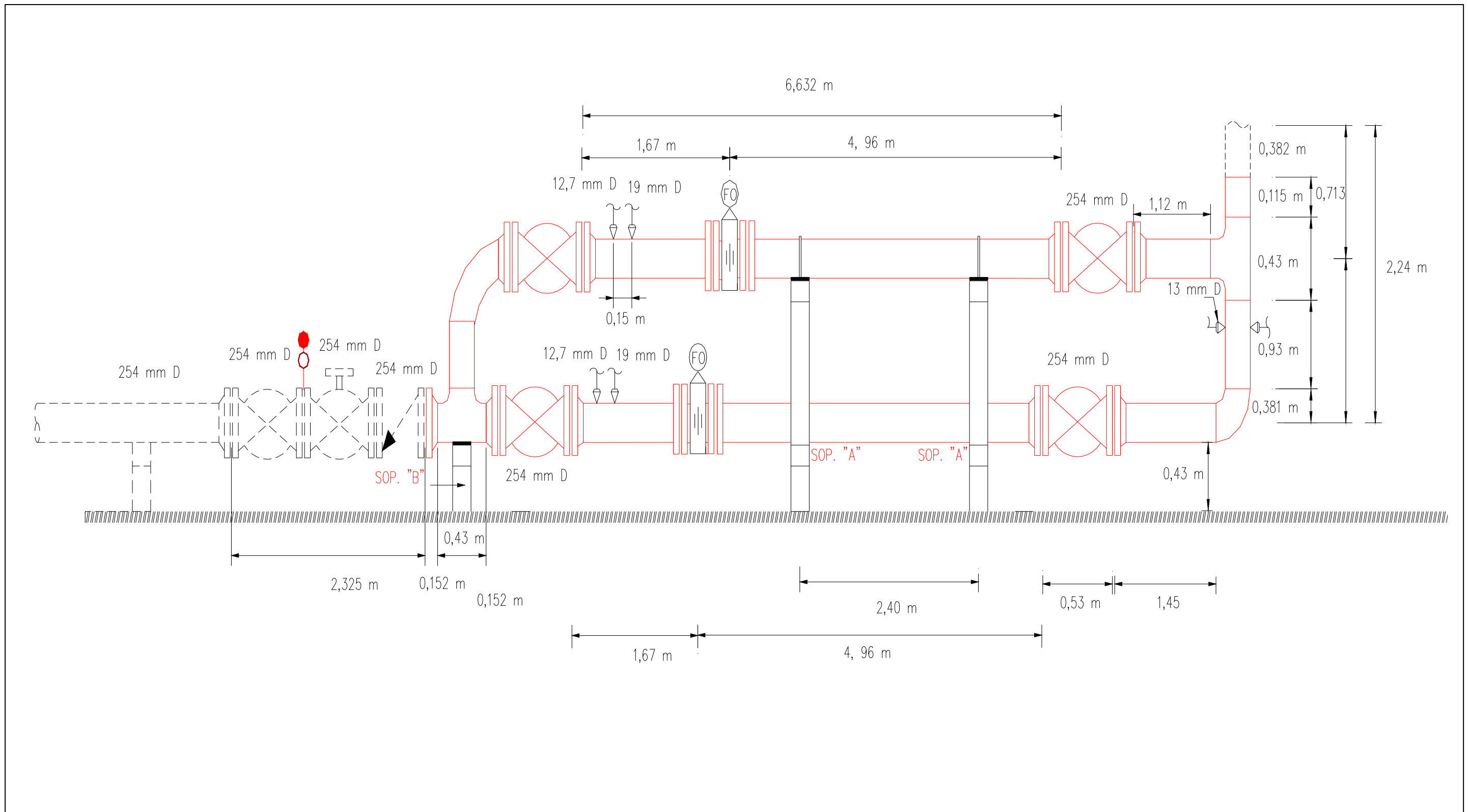


Fig. 3.1 Tubería del doble paquete de medición

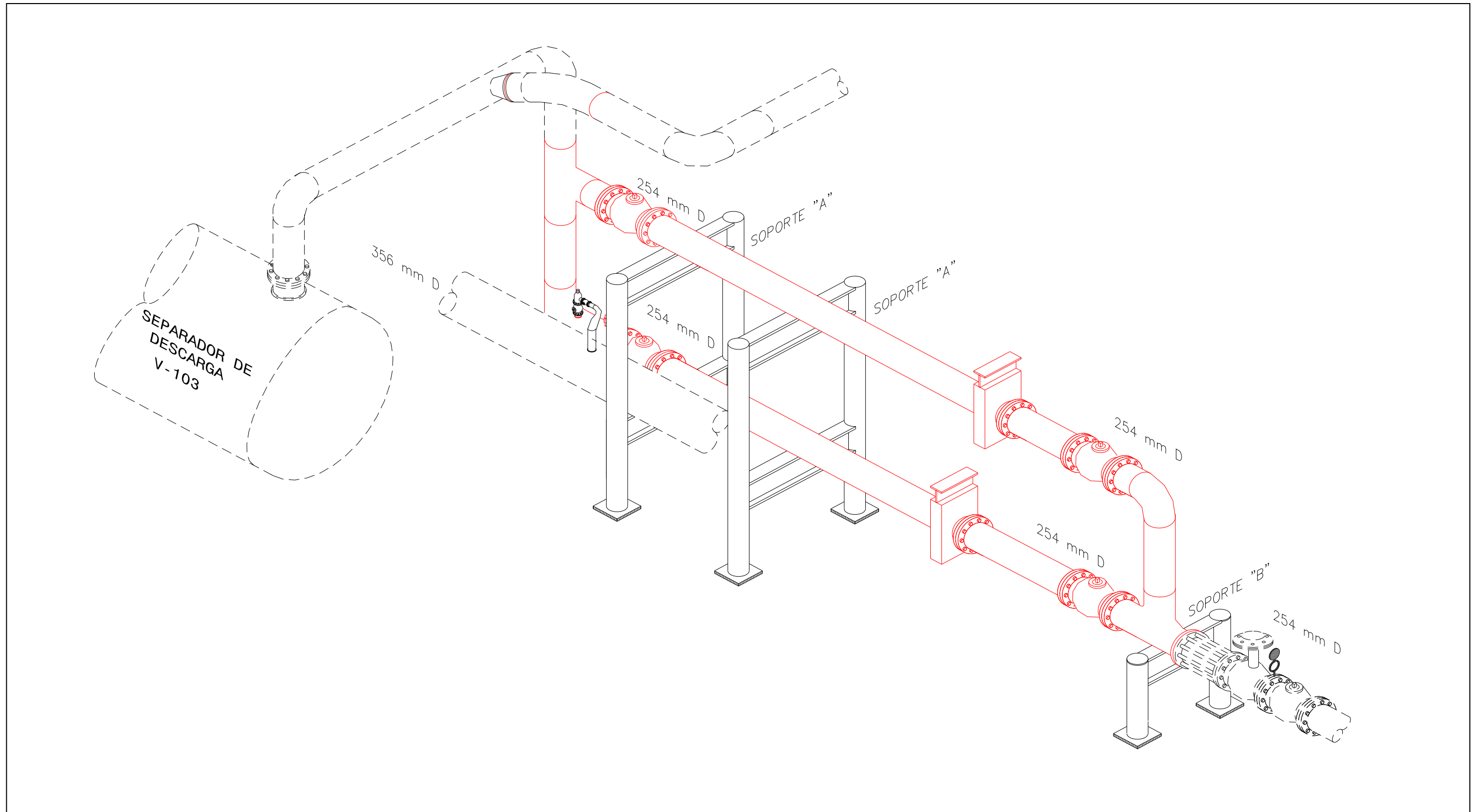


Fig. 3.2 Instalación del doble paquete de medición

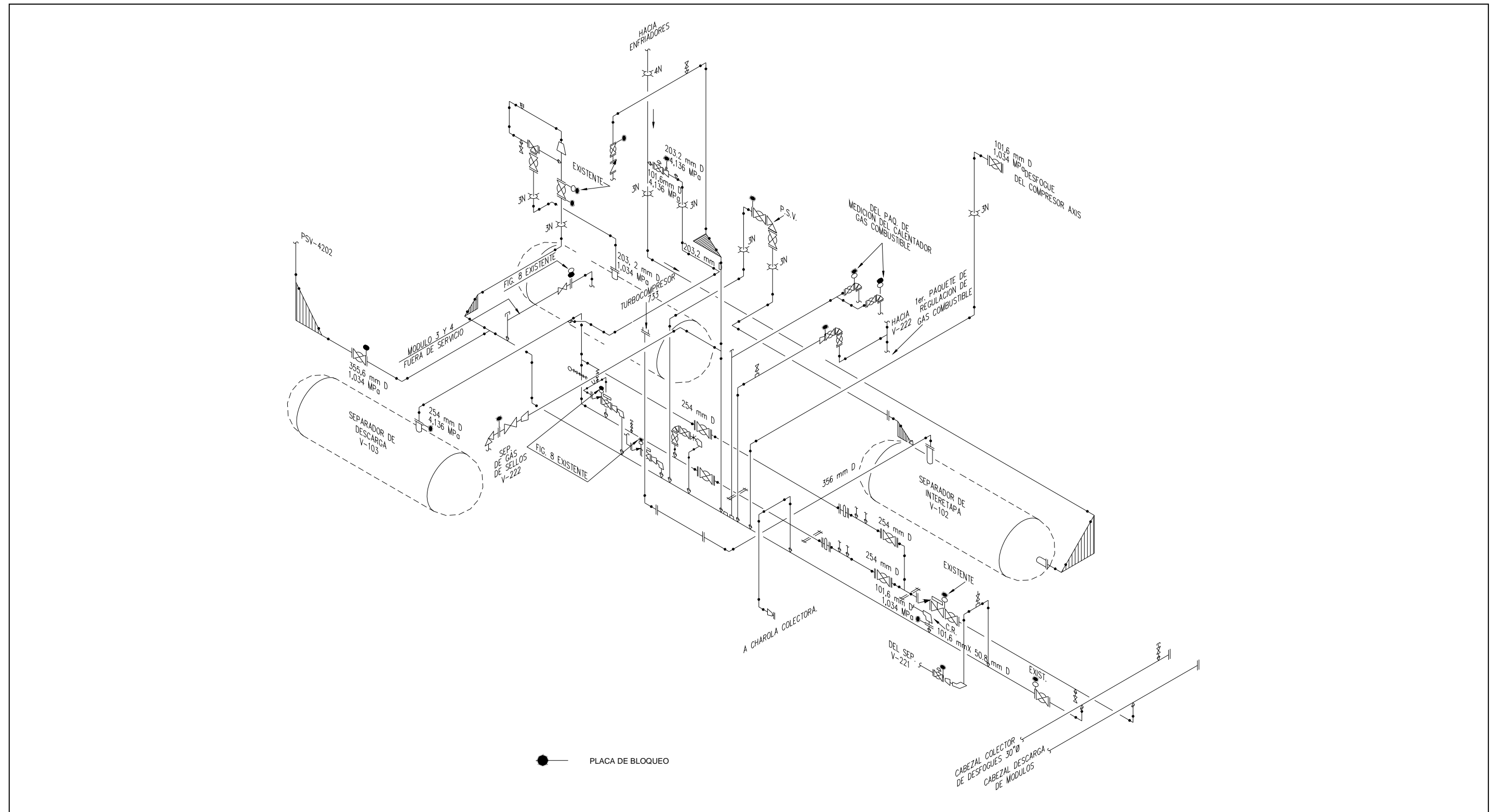


Fig. 3.3 Instalación de placas de bloqueo

3.2 Cableado eléctrico

Para iniciar los trabajos concernientes a esta actividad, es necesario verificar que el personal involucrado en su ejecución este perfectamente enterado de lo que va hacer, tenga un croquis ilustrativo de ello (ver figura 3.4), que los materiales que van a utilizarse estén completos, así como la herramienta y equipo que va a utilizar este en buen estado para su uso y, al menos este deberá ser:

1. Prensa de cadena para tubo 13 mm a 152 mm de diámetro.
2. Tarraja 13 mm a 51 mm de diámetro.
3. Pinzas.
4. Desarmador.
5. Doblador hidráulico de tubería.
6. Doblador de tubo tipo uña 13 mm a 25.4 mm de diámetro.
7. Multímetro.
8. Equipo completo de protección personal.
9. Escalera.

Para la conducción de señales analógicas de los instrumentos al tablero de cuarto de control conductores con las siguientes características.

1. Par trenzado de conductores de cobre suave con aislamiento individual de etileno-propileno aislados.
2. Conductor neutro de cobre suave desnudo.
3. Cinta y blindaje general de poliéster-aluminio.
4. Cubierta exterior de policloruro de vinilo (PVC).
5. Tensión máxima de operación 600 Volts.
6. Temperatura máxima de operación en ambiente seco y húmedo de 363°K.
7. Eficiente resistencia a la humedad.
8. Eficientes propiedades eléctricas, térmicas y físicas.
9. Resistencia a la propagación de incendios. (IEE-383).

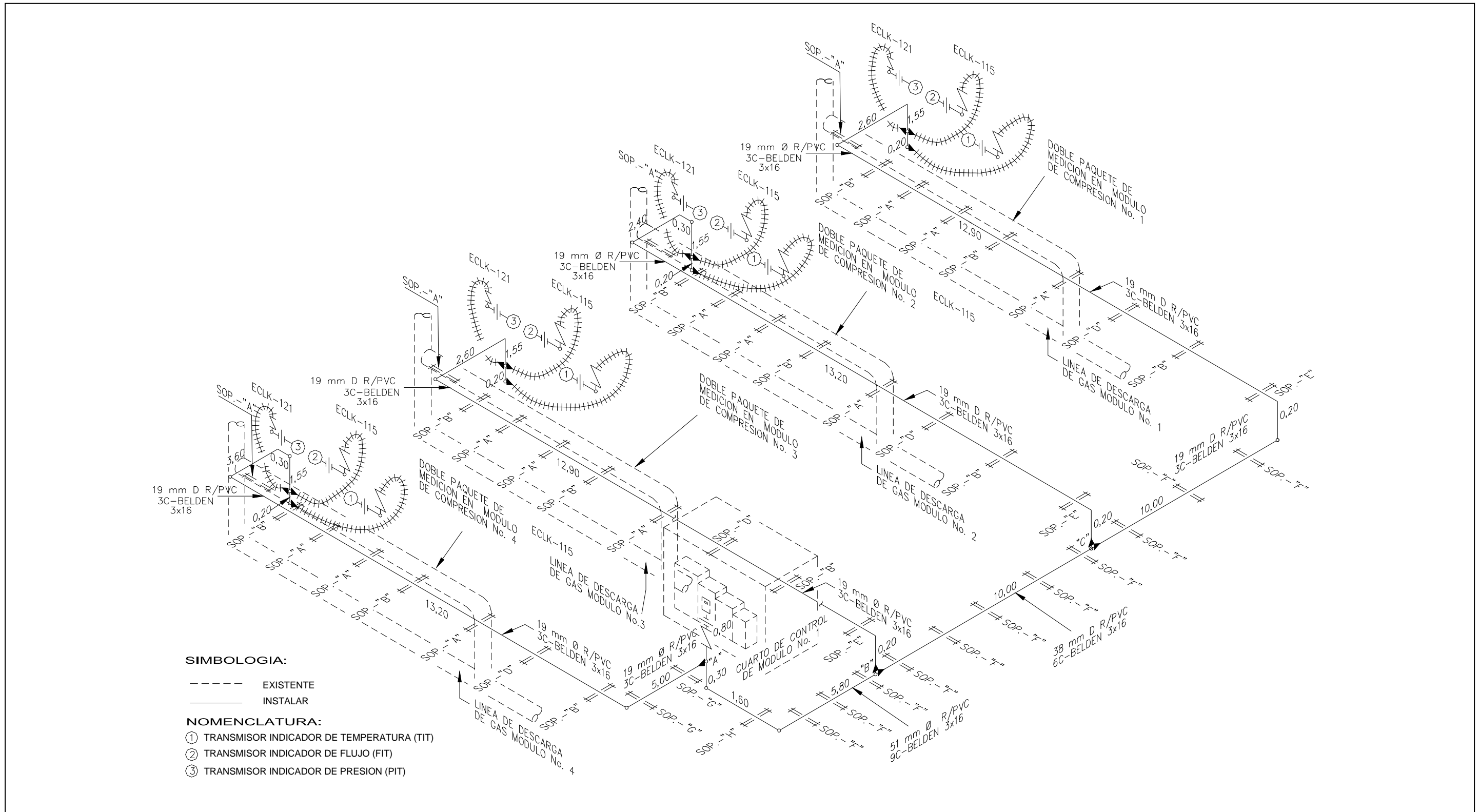


Fig. 3.4 Instalación eléctrica

Para la conducción de señales digitales de los instrumentos, como al tablero se deberá utilizar cables, como mínimo con las siguientes características.

1. Monopolar de cobre suave calibre de 14 AWG.
2. Aislamiento con cubierta de nylon, resistente a la humedad, aceites e hidrocarburos (THWN).
3. Tensión Máxima de operación 600 volts.
4. No propagador de flama.

3.2.1 Consideraciones

1. El diámetro mínimo de la tubería conduit aceptado es de 19 mm de diámetro y el máximo 51 mm.
2. Deben de utilizarse sellos del tipo macho-hembra para sellar tubería conduit. Se instalan antes del acceso de tuberías conduit y a no más de 457 mm de cajas de conexión y/o instrumentos que produzcan arcos o chispas eléctricas en áreas peligrosas.
3. Las tuercas unión tipo hembra-macho, para facilitar las maniobras de las tuberías conduit y/o dispositivos de control que así lo requieran.
4. La reducción bushing se utiliza para acoplar la tubería conduit en cajas de registro de diferentes diámetros y debe ser de aluminio libre de cobre.
5. El cople flexible de tipo "EC" para uso de áreas peligrosas, clase 1, división 1, grupo d, fabricados en bronce con recubrimiento exterior de PVC, se emplearán en la acometida a instrumentos y su objetivo es permitir movimientos o vibraciones del equipo conectado.
6. Se considera canalización por separado de las señales digitales y de las señales analógicas de los instrumentos respectivos en campo hacia el tablero de control del sistema.

3.2.2 Actividades de instalación

- a) Limpiar el área de trabajo antes de iniciar la actividad.
- b) Cuando se tiene que trabajar en alturas, en andamios, el operario se cerciora de que el andamio sea seguro, indicado por la tarjeta de "andamio seguro", colocada en el mismo.
- c) Se suspenderá la alimentación de energía durante el trabajo.

- d) Las herramientas eléctricas están debidamente aterrizadas, con cables y conexiones adecuadas.
- e) Se verifica el buen estado del equipo eléctrico que se utilizará.
- f) La operación de roscado de la tubería conduit se realiza a la sombra y lejos de áreas de riesgo.
- g) El área de trabajo de habilitado de conduit esta cercada y señalada para evitar el paso inadvertido de otros trabajadores.
- h) Se utilizan herramientas mecánicas tanto para el corte de la tubería como para el doblado de la misma.
- i) Los carretes de cable se calzan para evitar que rueden accidentalmente.
- j) El jalado de cable se hace por medios mecánicos excepto en el caso de cables cortos.
- k) Las conexiones se realizan utilizando escaleras o bancos sólidos.
- l) Al terminar el operario se cerciora de no dejar atrás de los tableros ningún material metálico ni trozos de cable de cobre o desnudo.

3.3 Instrumentación

Para iniciar los trabajos concernientes a esta actividad, es necesario verificar que el personal involucrado en su ejecución este perfectamente enterado de lo que va hacer, tenga un croquis ilustrativo de ello, que los materiales que van a utilizarse estén completos, así como la herramienta y equipo que va a utilizar este en buen estado para su uso y, al menos este deberá ser:

1. Doblador de tubing de 10 mm de diámetro.
2. Doblador para tubing de 16 mm de diámetro.
3. Taladro.
4. Caja de herramientas.
5. Equipo completo de protección personal.
6. Escalera.

3.3.1 Consideraciones

1. La instalación completa de un instrumento particular puede requerir desde uno hasta cuatro detalles: tubería de proceso hacia el instrumento, tubería de impulso hacia el instrumento, suministro de aire de instrumentos y soporte del instrumento, ver figura 3.5.
2. Los detalles de instalación deben mostrar la configuración aproximada de la tubería, al igual que la localización relativa a las conexiones de proceso. El sitio exacto de ubicación y la ruta de la tubería deben ser definidos en campo. Si es necesario, debe consultarse los dibujos del fabricante para confirmar dimensiones y la localización exacta de las conexiones de tubería de cada instrumento.
3. Todos los detalles aplicables en cada instalación deben examinarse antes de iniciar los trabajos de montaje y al instalar cualquier instrumento debe dejarse suficiente espacio para remoción de la tapa de la caja del instrumento y acceso para ajustes externos si los tuviera.
4. Para la instalación de la instrumentación del doble paquete de medición; una vez instalados los 02 fitting en las líneas de 254 mm de diámetro descarga de módulos, se procederá a diseñar un soporte tipo pedestal para la ubicación de los instrumentos, El medidor de flujo debe ser claramente visible y legible desde la ubicación del doble paquete, para permitir el control manual cuando sea necesario. Este medidor de flujo no deberá ser usado para calibrar el transmisor.
5. En caso que se requiera instalar los instrumentos por condiciones de espacio o ubicación de los fitting en pedestales separados. Estos se deberán colocarse lo más cerca que sea posible de la toma de proceso para evitar errores en la medición de los instrumentos.
6. Los instrumentos de flujo se deberán colocar en soportes de manera que la señal de la toma de proceso este más abajo que la conexión a proceso de los instrumentos, y se llevara pendiente ascendente desde el fitting hacia los instrumentos.
7. La medición de flujo intermitente debe ser evitada. Los instrumentos con movimiento mecánico no deben usarse en aplicaciones de medición flujo intermitente.
8. Cada instrumento llevara 02 trampas (unidad de sello de diafragma) para evitar la acumulación de condensados y ser resistentes a la corrosión, se instalaran junto con las válvulas de unión múltiple las cuales se recomiendan en todos los dispositivos de medición de presión diferencial para verificación de cero y para aislar el medidor del servicio del proceso.
9. La mayoría de los instrumentos de flujo son susceptibles de daño, uso anormal, o funcionamiento defectuoso si se montan en lugares donde están sujetos a vibración.

El material utilizado para la instalación será el siguiente:

- a) Tubing sin costura de 13 mm de diámetro x 1.24 mm de espesor acero inoxidable 316 .
 - b) Válvulas de unión múltiple (cinco vías) conexión a proceso e instrumento de 13 mm de diámetro.
 - c) Válvulas de aguja de 13 mm de diámetro acero inoxidable 316 conexión rosca hembra y conectores tipo acero inoxidable 316.
 - d) Cámaras de condensado de 51 mm de diámetro conexión a proceso de 13 mm de diámetro.
11. En caso de ser requerido se deberá instalar ángulo multiperforado para fijar y proteger las líneas de tubing las cuales serán sujetas con fleje de acero inoxidable a-304 de 10 mm de diámetro de ancho y grapas del mismo material.
12. Los instrumentos a instalar de cada paquete de medición serán los siguientes:
- a) Transmisor indicador de presión diferencial “PDIT”
 - b) Transmisor indicador de presión “PIT”.
 - c) Registrador de flujo “FR”.
 - d) Transmisor indicador de temperatura “TIT”.
 - e) Elemento de temperatura “TE” (este será montado en la línea de proceso en caso que el transmisor de temperatura sea montado en el pedestal).

3.3.2 Actividades de instalación

Durante la instalación, los instrumentos deben protegerse con cubiertas ó tapones plásticos temporales colocados en los orificios de conduit y proceso para prevenir la entrada de agua y polvo[8]. Durante las pruebas en sitio del instrumento, los tapones temporales deben remplazarse por accesorios de tubería apropiados en los orificios que no se vayan a usar. Cuando se instale el tubing, los extremos deben sellarse inmediatamente para impedir la entrada de humedad.

- a) Limpiar el área de trabajo antes de iniciar la actividad.
- b) Las líneas de las tomas de proceso al instrumento deberán ser lo más cortas que sea posible, 4 metros para transmisores, ver figura 3.6, esto es debido a la limitación de espacios en el área de módulos de compresión.
- c) Todo el tubing debe ser libre de rebaba después del corte y se deberán sopletear las rebabas, así como cualquier otro material extraño antes de ensamblarse.
- d) Fijar las líneas de tubing al ángulo multiperforado con fleje y grapas, quedando de esta forma las líneas sujetas libres de vibración.
- e) Calibración de transmisores en banco.
- f) Montaje de transmisores e indicadores en el soporte tipo pedestal por medio de abrazaderas.
- g) Realizar las conexiones eléctricas de transmisores, extraer la tapa de la carcasa del lateral marcado terminales de campo.
- h) Confirmar la configuración del transmisor.
- i) Enviar información al transmisor.
- j) Comprobar fugas.

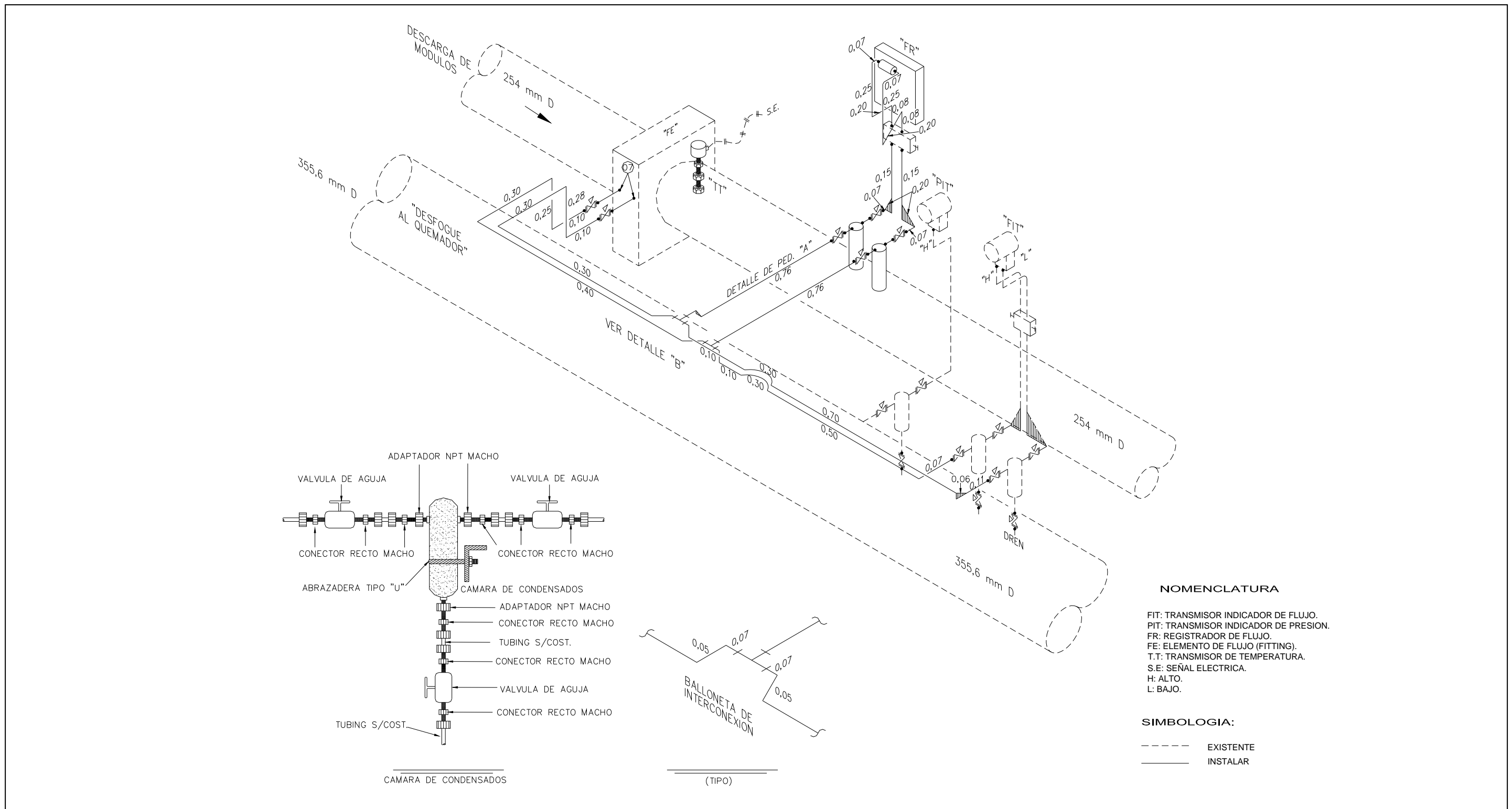


Fig. 3.5 Instalación de tubing

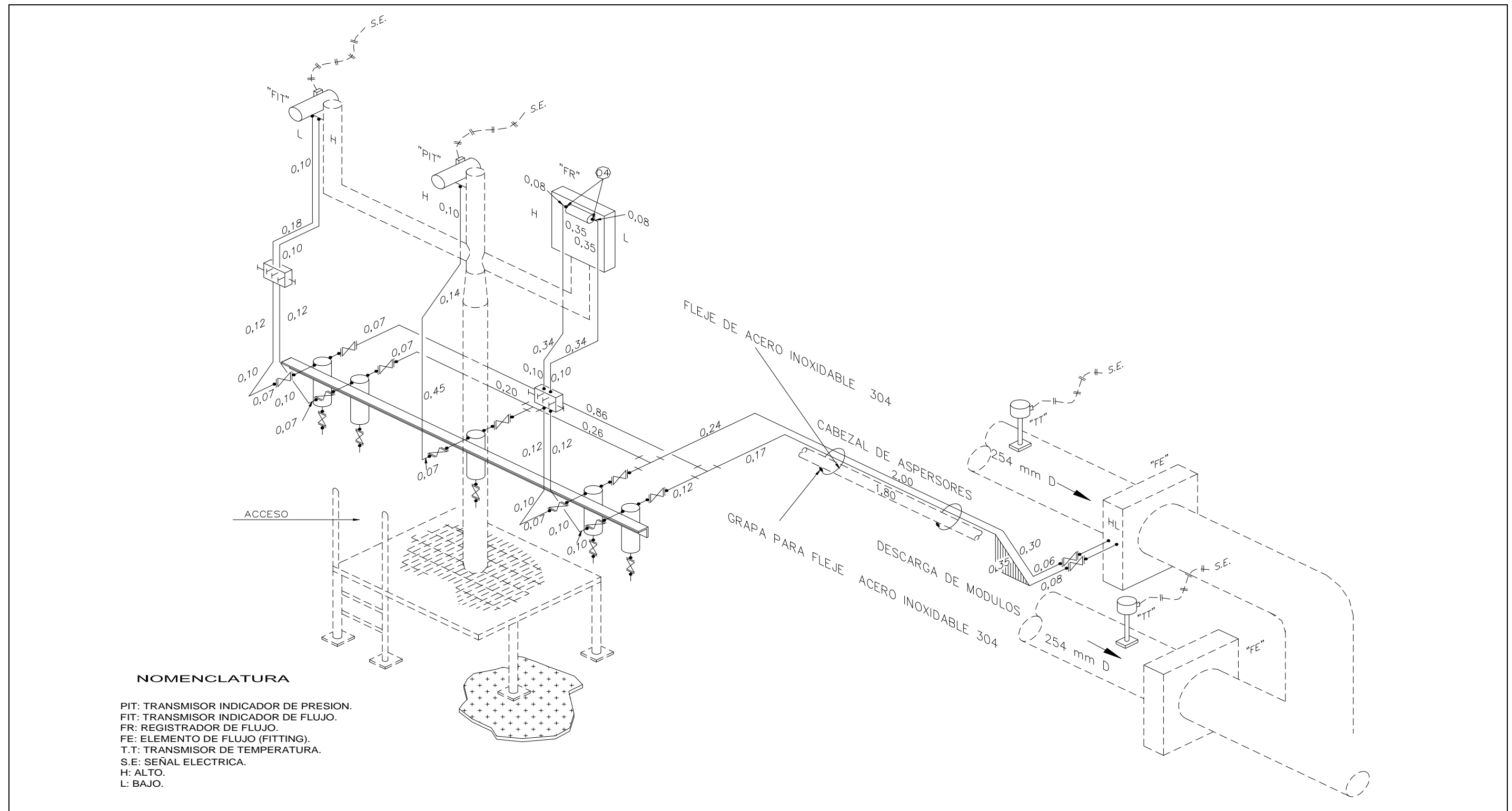


Fig. 3.6 Instalación de Instrumentos

4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El propósito de este mantenimiento es que mediante inspecciones visuales programadas, limpieza, lubricación y ajuste de elementos del doble paquete de medición, haga posible que las fallas se presenten en lapsos de tiempo más amplios. Mientras se realizan las acciones indicadas, se deben revisar los posibles daños en los cables, pérdidas de conexión, fugas y monitores digitales que no funcionen y tomar las acciones correctivas apropiadas.

Los componentes a los que normalmente se les aplican las tareas de mantenimiento preventivo son, entre otros:

- a) Gabinetes. Realizar una inspección visual general y limpieza al exterior de cada gabinete después de los primeros 6 meses de servicio y posteriormente cada 12 meses se debe de realizar el mismo procedimiento, dependiendo de las condiciones ambientales donde se encuentre el sistema de control [5].
- b) Estaciones de trabajo industriales modulares. Realizar una inspección visual general y limpieza exterior de cada estación de trabajo, lo necesariamente frecuente, para asegurar una adecuada operación del equipo.
- c) Monitores de transmisores. Como una regla preventiva, el mantenimiento de estos equipos debe ser limitado solo a limpiarlos, tan frecuente como sea necesario, tomando como plazo máximo 12 meses. Se puede limpiar la carcasa (hay que excluir la pantalla) con un trapo suave. Un trapo húmedo y un limpiador no abrasivo puede ser utilizado para remover las manchas difíciles de quitar [5].
- d) Tubing y conexiones.- verificar que no haya fugas en las conexiones y tomas de proceso (perfectamente selladas), que el tubing, válvulas multiunion permanezcan perfectamente flejados o sujetos a los pedestales para evitar vibración [5].
- e) Placa porta orificio.- Resulta importante que las tomas de presión se encuentran libres de sedimentos para su funcionamiento óptimo, por lo cual su limpieza debe de ser periódica.

La placa de orificio tiene la gran ventaja de no tener partes móviles que sufran desgaste y requieran especial cuidado. Su mantenimiento se limita a actividades de limpieza [5].

- f) Válvula de bola.- Las válvulas de bola normalmente no requieren lubricación; sus anillos de asiento, las empaquetaduras de teflón y las bocinas antifricción, son auto lubricantes, debido a su bajo coeficiente de fricción. Sin embargo, si la válvula cuenta con un sistema de inyección de grasa, se debe engrasar cada tres meses si la válvula es operada con poca frecuencia.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este tema se representan los costos estimados para la instalación del doble paquete de medición de gas, evaluando la mano de obra, costos del personal por el tiempo de ejecución de los trabajos (jornadas de 12 horas), costos de materiales actuales de acuerdo al catálogo de pedidos de PEMEX, asimismo el costo de arrendamiento por días de la herramienta y equipo a utilizar, tomando como base los costos de contratos vigentes.

De esta forma, se muestran la comparativa de costos mediante gráficas, los costos estimados de herramienta, materiales y mano de obra se muestra en la figura 5.1, así como los costos estimados de la comparativa de la implantación del doble paquetes de medición de gas en los cuatro módulos, contra el costo de volumen de gas mensual que produce una plataforma de compresión, siendo el costo de implantación del doble paquete de medición aproximadamente a un día de producción de la plataforma, ver figura 5.2.

En la siguiente página se muestran las tablas donde se detallan los costos.

5.2 Costos Mano de obra

CUDRILLA PARA LOS TRABAJOS PREVIOS PARA LA INSTALACIÓN DEL DOBLE PAQUETE DE MEDICIÓN DE 254 MM DE DIÁMETRO.	CANT. JOR/H	P. U.	TOTAL
ING. TEC. ESPTA. DE CAMPO	12	\$3 952,72	\$47 432,64
SOBRESTANTE DE AREA DE CONSTRUCCIÓN	12	\$3 084,62	\$37 015,44
CABO DE OFICIOS MANIOBRAS	12	\$2 904,10	\$34 849,20
OPER. ESPECIALISTA TUBERO	48	\$2 131,67	\$102 320,16
OPER. ESPECIALISTA SOLDADOR	48	\$2 241,67	\$107 600,16
MANIOBRISTAS	192	\$1 825,00	\$350 400,00
AYUDANTE DE SOLDADOR	48	\$1 930,00	\$92 640,00
TOTAL	372		\$772 257,60

Tabla 1. Costos mano de obra trabajos previos

CUDRILLA PARA LOS TRABAJOS DE EJECUCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DEL DOBLE PAQUETE DE MEDICIÓN DE 254 MM DE DIÁMETRO.	CANT. JOR/H	P. U.	TOTAL
ING. TEC. ESPTA. DE CAMPO	9	\$3 952,72	\$35 574,48
SOBRESTANTE DE AREA DE CONSTRUCCIÓN	9	\$3 084,62	\$27 761,58
CABO DE OFICIOS MANIOBRAS	9	\$2 904,10	\$26 136,90
OPER. ESPECIALISTA TUBERO	36	\$2 131,67	\$76 740,12
OPER. ESPECIALISTA SOLDADOR	36	\$2 241,67	\$80 700,12
OPER. ESPECIALISTA ELECTRICO	36	\$2 131,67	\$76 740,12
OPER. ESPECIALISTA INSTRUMENTISTA	36	\$2 131,67	\$76 740,12
MANIOBRISTAS	144	\$1 825,00	\$262 800,00
AYUDANTE DE SOLDADOR	36	\$1 930,00	\$69 480,00
AYUDANTE DE OPERARIO TUBERO	36	\$1 930,00	\$69 480,00
AYUDANTE OPERARIO ELECTRICO	36	\$1 930,00	\$69 480,00
AYUDANTE INSTRUMENTISTA	36	\$1 930,00	\$69 480,00
TOTAL	459		\$941 113,44

Tabla 2. Costos mano de obra trabajos ejecución

5.2 Costos herramientas

HERRAMIENTA PARA LOS TRABAJOS PREVIOS PARA LA INSTALACIÓN DEL DOBLE PAQUETE DE MEDICIÓN DE 254 MM DE DIÁMETRO.	HRS.	P. U.	TOTAL
ANDAMIO METALICO 2 500 MM POR 2 130 MM. POR 6000 MM DE ALTURA	27,5	\$352,12	\$9 683,30
DIFERENCIAL 3000 KG	10	\$26,22	\$262,20
EQUIPO OXI-ACETILENO	120	\$462,48	\$55 497,60
LOTE LLAVES DE GOLPE.	120	\$84,80	\$10 176,00
MAQUINA DE SOLDAR COMBUSTION INT. 400 AMP.	120	\$610,40	\$73 248,00
EQUIPO LIQUIDOS PENETRANTES.	17	\$303,41	\$5 157,97
PULIDOR ELECTRICO	120	\$35,93	\$4 311,60
ESTROBO 19 MM DE DIAM. X 4, 5 ML.	20	\$15,21	\$304,20
GRILLETE GALVANIZADO 3/4"	40	\$15,21	\$608,40
TOTAL	594,5		\$159 249,27

Tabla 3. Costos herramienta trabajos previos

HERRAMIENTA PARA LOS TRABAJOS DE EJECUCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DEL DOBLE PAQUETE DE MEDICIÓN DE 254 MM DE DIÁMETRO.	HRS.	P. U.	TOTAL
COMPRESOR DE AIRE.	2	\$2 107,89	\$4 215,78
DIFERENCIAL 3000 K.G.	10	\$26,22	\$262,20
EQUIPO DE CORTE PARA TUBERÍA EN FRÍO Y FUENTE DE PODER.	3,5	\$3 660,73	\$12 812,56
EQUIPO OXI-ACETILENO.	37	\$462,48	\$17 111,76
MÁQUINA DE SOLDAR COMBUSTION INT. 400 AMP.	37	\$610,40	\$22 584,80
BOMBA HASKEL	2	\$298,41	\$596,82
LOTE LLAVES DE GOLPE.	37	\$84,80	\$3 137,60
PULIDOR ELECTRICO.	37	\$35,93	\$1 329,41
DOBLADOR DE TUBING DE 9,525 MM DE DIAM.	126	\$15,21	\$1 916,46
DOBLADOR PARA TUBING DE 15,8 MM DE DIAM.	378	\$15,21	\$5 749,38
TALADRO DE 12,7 MM DE DIAM.	126	\$14,24	\$1 794,24
PRESA DE CADENA PARA TUBO 12,7 MM A 152,4 MM DE DIAM.	630	\$21,37	\$13 463,10
TARRAJA 12,7 MM A 50,8 MM DE DIAM.	630	\$19,75	\$12 442,50
DOBLADOR DE TUBO TUÑA 12,7 MM DE DIAM. A 25,4 MM DE DIAM.	630	\$11,98	\$7 547,40
MULTIMETRO	252	\$18,14	\$4 571,28
TOTAL	2937,5		\$109 535,29

Tabla 4. Costos herramienta trabajos de ejecución

5.3 Costos materiales

No.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PU	COSTO
1	ABRAZADERA TIPO "U" GALV. 254 MM.	PZA	16,00	\$194,00	\$3 104,00
2	BRIDA 152,4 MM DE DIAMETRO PRESION DE TRABAJO 4,136 846 KPA RFWN A.C.	PZA	4,00	\$779,00	\$3 116,00
3	BRIDA 254 MM DE DIAMETRO, PRESION DE TRABAJO 4,136 846 KPA RFWN A.C. CED. 80	PZA	52,00	\$1 859,00	\$96 668,00
4	BRIDA 50,8 MM DE DIAMETRO, PRESION DE TRABAJO 4,136 846 KPA RFWN A.C. CED. 80	PZA	4,00	\$117,00	\$468,00
5	BRIDA 101,6 MM DE DIAMETRO, PRESION DE TRABAJO 4,136 846 KPA RFWN A.C. CED. 80	PZA	4,00	\$790,00	\$3 160,00
6	CODO R.L. 90° SOLD. 254 MM DE DIAMETRO, PRESION DE TRABAJO 4,136 846 KPA CED. 80	PZA	4,00	\$1 461,00	\$5 844,00
7	CODO R.L. 90° 50,8 MM DE DIAM. ASTM A-106B SOLD.xS(80) 216 WPB	PZA	8,00	\$46,00	\$368,00
8	CODO R.L. 90° 203,2 MM DE DIAM. ASTM A-106B SOLD.	PZA	4,00	\$725,00	\$2 900,00
9	CODO R.L. 45° 203,2 MM DE DIAM. ASTM A-106B SOLD.	PZA	4,00	\$516,00	\$2 064,00
10	COPELE ROSC. 38 M DE DIAM. PRESION DE TRABAJO 20, 684 MPA A.C.	PZA	1,00	\$235,00	\$235,00
11	MEDIDOR DE FLUJO TIPO FITTING PORTA PLACA DE ORIFICIO DE 254 MM DE DIAMETRO	PZA	8,00	\$152 232,00	\$1 217 856,00
12	ESPARRAGO ADMINIZADO 25,4 MM x6 158,75 MM DE LONG. C/TCA.	PZA	144,00	\$33,49	\$4 822,56
13	ESPARRAGO ADMINIZADO 25,4 MM X 133,35 LONG. C/TCA.	PZA	144,00	\$30,98	\$4 461,12
14	ESPARRAGO ADMINIZADO 31,75 MM X 241,3MM LONG. C/TCA.	PZA	128,00	\$71,44	\$9 144,32
15	ESPARRAGO ADMINIZADO 31,75MM X 216 MM LONG. C/TCA.	PZA	576,00	\$67,36	\$38 799,36
16	ESPARRAGO ADMINIZADO 19 MM x127 MM LONG. C/TCA.	PZA	36,00	\$15,85	\$570,60
17	ESPARRAGO ADMINIZADO 19 MM X 108 LONG. C/TCA.	PZA	32,00	\$14,80	\$473,60
18	ESPARRAGO ADMINIZADO 19 MM X 101,6 LONG. C/TCA.	PZA	64,00	\$14,45	\$924,80
19	ESPARRAGO ADMINIZADO 22,22 MM x 158,75 MM LONG. C/TCA.	PZA	32,00	\$24,84	\$794,88
20	ESPARRAGO ADMINIZADO 22,22 MM X 146 MM LONG. C/TCA.	PZA	32,00	\$23,41	\$749,12
21	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 15,87 MM x 108 MM LONG. C/TCA.	PZA	96,00	\$9,44	\$906,24
22	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 15,87 MM x 95,25 LONG. C/TCA.	PZA	96,00	\$8,97	\$861,12
23	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 15,87 MM X 177,8 MM LONG. C/TCA.	PZA	64,00	\$12,03	\$769,92
24	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 15,87 MM X 171,45 MM LONG. C/TCA.	PZA	64,00	\$11,79	\$754,56
25	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 15,87 MM X 158,75 MM LONG. C/TCA.	PZA	32,00	\$11,32	\$362,24
26	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 15,87 X 152,4 MM LONG. C/TCA.	PZA	32,00	\$11,09	\$354,88
27	ESPARRAGO ADMINIZADO 15,87 MM X 89 MM LONG. C/TCA.	PZA	16,00	\$8,74	\$139,84
28	ESPARRAGO ADMINIZADO 15,87 MM X 89 MM LONG. C/TCA.	PZA	16,00	\$8,50	\$136,00
29	ESPARRAGO ADMINIZADO 12,7 MM X 76,2 LONG. C/TCA.	PZA	32,00	\$4,83	\$154,56
30	ESPARRAGO ADMINIZADO 12,7 MM X 69,85 MM LONG.C/TCA.	PZA	32,00	\$4,66	\$149,12
31	ESPARRAGO ADMINIZADO DE 19 MM x 114,3 MM DE LONG.	PZA	32,00	\$15,15	\$484,80
32	EMPAQUE GARLOCK 3,17 MM ESP.	PZA	8,5	\$518,00	\$4 403,00
33	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 3556 MM DE DIAM.	PZA	12,00	\$68,50	\$822,00
34	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 254 MM DIAM. 4,14 MPA	PZA	36,00	\$51,64	\$1 859,04
35	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 203,2 MM DIAM. 1,03 MPA	PZA	7,00	\$29,50	\$206,50
36	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 152,4 MM DIAM. 1,03 MPA	PZA	4,00	\$20,50	\$82,00
37	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 101,6 MM DIAM. 4,14 MPA	PZA	4,00	\$18,50	\$74,00
38	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 101,6 MM DIAM. 1,03 MPA	PZA	12,00	\$15,20	\$182,40
39	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 50,8 MM DIAM. 4,14 MPA	PZA	8,00	\$8,10	\$64,80
40	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 50,8 MM DIAM. 2,06 MPA	PZA	4,00	\$8,10	\$32,40
41	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 50,8 MM DIAM. 1,03 MPA	PZA	8,00	\$8,00	\$64,00
42	EMPAQUE DE A.C. INOX. 316 DEV. ESPIRAL 3,17 MM ESP. 25,4 MM DIAM. 1,03 MPA	PZA	8,00	\$5,20	\$41,60
43	NIPLE A.C. DE 1 12,7 MM DIAM. X 101,6 MM LONG.CED. 80 A.C.	PZA	1,00	\$85,00	\$85,00
44	PLACA A.C. 9,52 MM ESP. LISA ASTM A-36	M2	2,7	\$372,00	\$1 004,40
45	PLACA A.C. 12,7 MM ESP. LISA ASTM A-36	M2	2,4	\$495,00	\$1 188,00
46	PLACA A.C. 6,35 MM ESP. LISA ASTM A-36	M2	0,59	\$248,00	\$146,32
47	PLACA A.C. 25,4 MM ESP. LISA ASTM A-36	M2	0,7	\$989,00	\$692,30
48	PERFIL (IR)152,4 MM X 29,7 KG/M BF= 6,02 TWC	ML	20,00	\$142,00	\$2 840,00
49	TAPON MACHO 12,7 MM DIAM. 41,37 MPA A.C.	PZA	8,00	\$65,00	\$520,00
50	TAPON MACHO 19,05 MM DIAM. 41,37 MPA A.C.	PZA	4,00	\$85,00	\$340,00
51	TEE RECTA A.C. SOLD. 254 MM CED. 80	PZA	8,00	\$3 017,00	\$24 136,00
52	TUBO A.C.50,8 MM DIAM. CED. 80 ASTM A-106B	PZA	6,5	\$97,00	\$630,50
53	TUBO 254 MM DIAM. CED. 80 ASTM A-106B	ML	92,00	\$1 017,00	\$93 564,00
54	TUBO 203,2 MM DIAM. CED. 80 ASTM A-106B	ML	13,6	\$688,00	\$9 356,80
55	TUBO 152,4 MM DIAM. CED. 80 ASTM A-106B	ML	2,00	\$451,00	\$902,00
56	TUBO101,6 MM DIAM. CED. 40 API-5L GRB 4 C/COST.	ML	34,5	\$177,00	\$6 106,50
57	THREDOLET914,4 MM-254 MMx19,05 MM DIAM. 41,37 MPA	PZA	8,00	\$98,00	\$784,00
58	THREDOLET914,4 MM-254 MMx12,7 MM DIAM. 41,37 MPA	PZA	20,00	\$96,00	\$1 920,00
59	THREDOLETS 2 12,7 MM DIAM.-2 X19,05 MM 4,14 MPA	PZA	4,00	\$94,00	\$376,00
60	VÁLVULA ESFÉRICA DE 254 MMM DE DIAMETRO, 4,14 MPA DE PRESIÓN	PZA	16,00	\$34 884,00	\$558 144,00
61	VALV. TIPO COMPUERTA 1 12,7 MM DIAM. 5,52 MPA A.C. ROSC.	PZA	1,00	\$1 848,00	\$1 848,00
62	WELDOLET 18-12 X101,6 MM CED. 80	PZA	4,00	\$246,00	\$984,00
63	WELDOLET A.C.457,2 MM-10 X50,8 MM CED. 80	PZA	4,00	\$196,00	\$784,00
TOTAL					\$2 115 780,20

Tabla 5. Costos materiales tuberías

No.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PU	COSTO
1	ABRAZADERA TIPO "U" DE 50,8 MM DIAM. REC. PVC. CON TUERCAS ENCAPSULADAS.	PZA	5,00	\$41,00	\$205,00
2	ADAPTADOR DE 6,35 MM DIAM. NPT MACHO x 12,7 MM DIAM. NPT HEMBRA A.I. 316.	PZA	15,00	\$148,00	\$2 220,00
3	CONECTOR RECTO MACHO 12,7 MM DIAM. O.D. x 12,7 MM DIAM. NPT A.I. 316	PZA	58,00	\$124,00	\$7 192,00
4	CONECTOR RECTO MACHO DE 12,7 MM DIAM. OD x 9,52 MM DIAM. NPT A.I. 316.	PZA	2,00	\$112,00	\$224,00
5	MANIFOLD DE 05 VIAS CONEXION A INSTTOS Y PROCESO 12,7 MM DIAM. A.I. 316	PZA	2,00	\$470,00	\$940,00
6	NIPLE HEXAGONAL. 12,7 MM DIAM. NPT x 76,2 MM LONG. EXT. ROSC.	PZA	2,00	\$108,00	\$216,00
7	TEE CONECTOR UNION DE 12,7 MM DIAM. OD A.I. 316.	PZA	3,00	\$125,00	\$375,00
8	TRANSMISOR INDICADOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL	PZA	8,00	\$11 525,00	\$92 200,00
9	TRANSMISOR INDICADOR DE PRESIÓN	PZA	8,00	\$10 820,00	\$86 560,00
10	TRANSMISOR INDICADOR DE TEMPERATURA	PZA	8,00	\$9 852,00	\$78 816,00
11	INDICADOR DE TEMPERATURA	PZA	4,00	\$1 025,00	\$4 100,00
12	INDICADOR DE PRESIÓN	PZA	4,00	\$1 200,00	\$4 800,00
13	REGISTRADOR DE FLUJO	PZA	8,00	\$8 520,00	\$68 160,00
14	TUBING S/COST. 12,7 MM DIAM. x 1,24 MM ESP. A.I. 316 T/VULC. DE 1,65 MM ESP.	ML	40,00	\$185,00	\$7 400,00
15	VALVULA DE AGUJA 12,7 MM DIAM. NPT. ROSC. HEMB. A.I. 316	PZA	17,00	\$3 600,00	\$61 200,00

\$414 608,00

Tabla 6. Costos materiales instrumentos

No.	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PU	COSTO
1	ABRAZADERA T7U19,05 MMDIAM. R/PVC	PZA	53,00	\$32,00	\$1,696,00
2	ABRAZADERA T7U50,8 MMDIAM. R/PVC	PZA	4,00	\$41,00	\$164,00
3	ABRAZADERA T7U112,7 MMDIAM. R/PVC	PZA	6,00	\$34,00	\$204,00
4	CABLE BELDEN 3x16 83303	ML	477,00	\$89,00	\$42,453,00
5	CINCHO SUJETACABLES 215,9 MM LONG.	PZA	60,00	\$2,50	\$150,00
6	CONDULET S/GUACAT GUAX-26 R/PVC19,05 MMDIAM.	PZA	4,00	\$438,00	\$1,752,00
7	CONDULET P/SELLAR TUBERIA 12,7 MMDIAM. R/PVC	PZA	12,00	\$410,00	\$4,920,00
8	CONDULET SERIE GUACAT. GUAL-2619,05 MMDIAM. R/PVC	PZA	12,00	\$394,00	\$4,728,00
9	CONDULET SERIE GUACAT. GUAT-2619,05 MMDIAM. R/PVC	PZA	4,00	\$468,00	\$1,872,00
10	CONDULET P/SELLAR TUBERIA DE50,8 MMDIAM. R/PVC	PZA	1,00	\$1,235,00	\$1,235,00
11	CONDULET SERIE GUACAT. GUAT-6950,8 MMDIAM. R/PVC	PZA	4,00	\$1,236,00	\$4,944,00
12	CONDULET SERIE GUACAT. GUAT-59112,7 MMDIAM. R/PVC	PZA	1,00	\$1,189,00	\$1,189,00
13	CONDULET SERIE GUACAT. GUAL-2612,7 MMDIAM. R/PVC	PZA	2,00	\$394,00	\$788,00
14	COPE FLEX. ECLK-121 DE 12,7 MMDIAM.x533,4 MMLONG. R/PVC	PZA	4,00	\$1,365,00	\$5,460,00
15	COPE FLEX. ECLK-115 DE 12,7 MMDIAM.x381 MMLONG. R/PVC	PZA	8,00	\$1,146,00	\$9,168,00
16	REDUCCION BUSHING RE-2119,05 MMDIAM.-12,7 MMDIAM.	PZA	12,00	\$11,00	\$132,00
17	REDUCCION BUSHING RE-6250,8 MMDIAM.-19,05 MMDIAM.	PZA	2,00	\$56,00	\$112,00
18	REDUCCION BUSHING DE50,8 MMDIAM.-112,7 MMDIAM.	PZA	1,00	\$89,00	\$89,00
19	REDUCCION BUSHING DE 112,7 MMDIAM.-19,05 MMDIAM.	PZA	2,00	\$31,00	\$62,00
20	TUERCA UNION DE50,8 MMDIAM. R/PVC	PZA	1,00	\$415,00	\$415,00
21	TUBERIA CONDUIT CED. 4050,8 MMDIAM. R/PVC	ML	12,00	\$243,00	\$2,916,00
22	TUBERIA CONDUIT CED. 40112,7 MMDIAM. R/PVC	ML	12,00	\$184,00	\$2,208,00
23	TUBERIA CONDUIT CED. 4019,05 MMDIAM. R/PVC	ML	111,00	\$94,00	\$10,434,00
24	TUBERIA CONDUIT CED. 4012,7 MMDIAM. R/PVC	ML	3,00	\$81,00	\$243,00
25	ZAPATA TIPO ESPADA CAL. 14-16 DE 3,97 MMDIAM.	PZA	72,00	\$25,10	\$1,807,20
TOTAL					\$99,141,20

Tabla 7. Costos materiales eléctricos

5.4 Resumen de costos

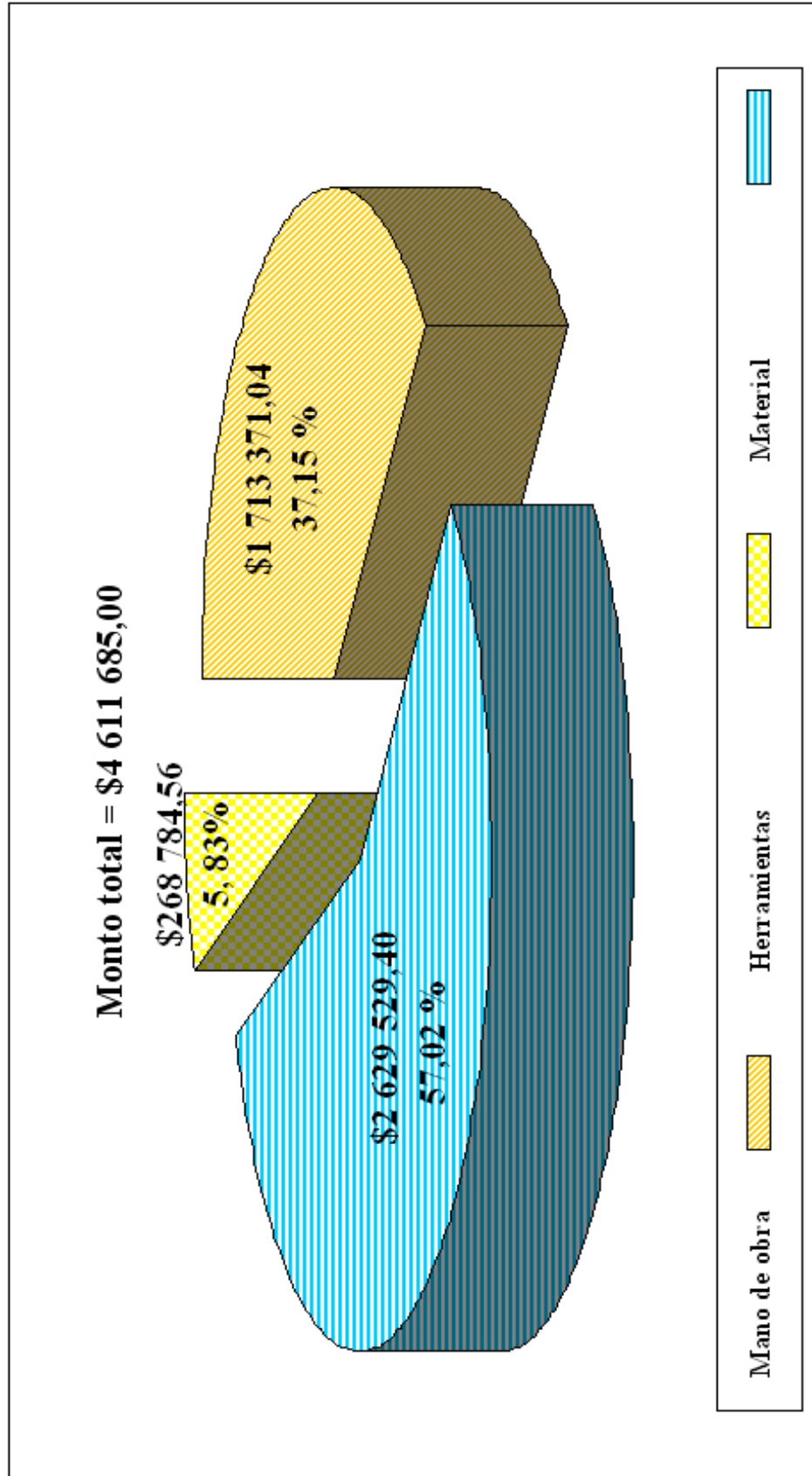


Fig. 5.1 Gráfica resumen de costos

5.5 Comparación de costos del doble paquete de medición contra el costo de volumen de gas de una plataforma de compresión mensual

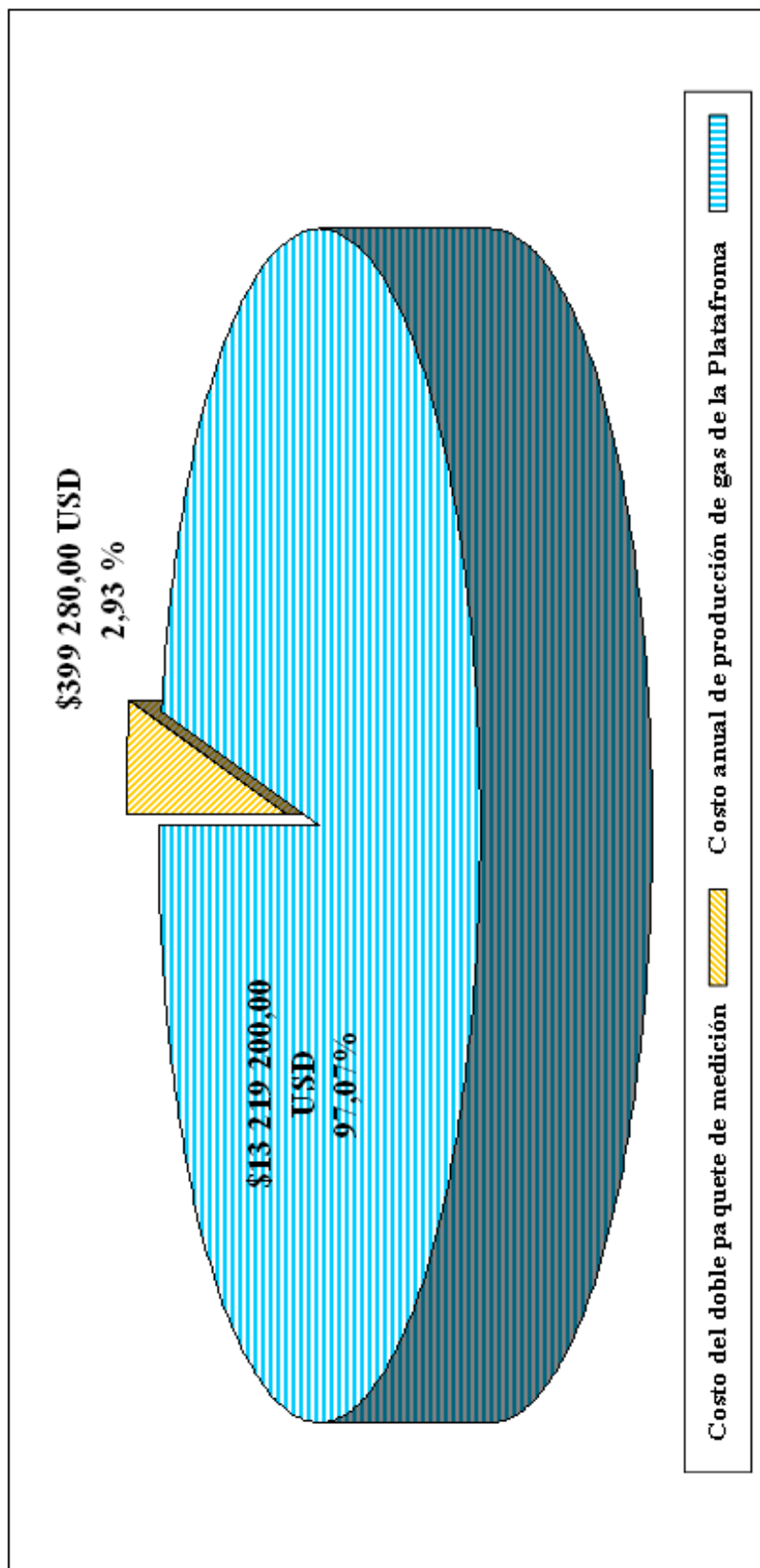


Fig. 5.2 Gráfica comparativa de costos

NOTA2.- Dólar: \$ 11, 55 MN. (Fuente BANAMEX).

1 MPCD: \$ 3, 60 USD. (Fuente PEMEX Corporativo).

CONCLUSIONES

La medición de gas actual en las plataformas de compresión, se realiza a la entrada y a la salida de estas, teniendo solo un parámetro general del volumen de gas, el doble paquete de medición calcula el volumen de gas en la descarga de los turbo compresores (área de módulos), obteniendo registros estadísticos, los cuales permiten conocer, si existe una disminución en la producción del módulo con respecto a su capacidad y si estadísticamente en uno de ellos es reiterativa la disminución de producción, éstos registros de medición, son importantes y de ayuda al responsable de operación de la plataforma, para determinar con precisión la variación dentro de los intervalos de producción y realizar a su vez el análisis y diagnosticar la falla o problemática que se presenta durante el proceso de compresión y efectuar las correcciones de inmediato, siendo como posibles causas de falla: la baja eficiencia de separación de los tanques inter etapas, arreglos básicos de seguridad para la protección de los equipos, recirculación o compensación del turbo compresor, el retorno de gas a través de los condensados hacia las plataformas de producción, etcétera. Logrando con lo anterior, mantener el volumen y flujo constante para cada módulo de compresión.

Por lo cual, al instalar un doble paquete de medición de gas en cada módulo de compresión, se tienen las ventajas: medición continua de gas, evitar libranzas parciales, producción diferida, inclusión de nuevas alternativas a través de materiales y equipos que proporcionen abatimiento de retrabajos e instrumentos de mayor capacidad de información a la red ethernet actual, para contar con una mejor toma de decisiones. Esta investigación es realizada de acuerdo a la experiencia adquirida en campo y sustentado en normas oficiales y especificaciones aplicables a instalaciones costa fuera que tiene reglamentado PEMEX Exploración y Producción, igualmente a los conocimientos adquiridos a través de la especialización de mantenimiento a equipo de instrumentación y control en plataformas. Lo cual mejoró a coordinar y documentar a través de un procedimiento, los trabajos de instalación y mantenimiento a realizar entre las diferentes disciplinas (instrumentación, eléctrico y civil). Asimismo, la medición constante de flujo de gas con el doble paquete de medición en la plataforma, es una etapa de mejora, teniendo una medición perfeccionada donde debemos dejar atrás las viejas prácticas de calcular sin suficientes bases, y administrar con eficiencia los recursos de nuestra empresa, que a la vez son recursos de la nación, por lo cual, hoy en día debemos encaminar nuestros esfuerzos para ser del uso de la innovación e investigación una nueva forma de trabajo.

REFERENCIAS

1. *Soisson Harold E.*, **Instrumentación Industrial**, editorial limusa, México DF, 1980.
2. Especificación técnica para construcción de obras P.3.0521.03, **Instalación de medidores de flujo de presión diferencial**, Pemex Exploración y Producción, México, 2002.
3. *Creus Solé Antonio*, **Instrumentación Industrial**, editorial alfaomega marcombo, México DF, 1997.
4. *Amy Lawrence T.* **Automation Systems for Control and data acquisition**, editorial ISA, USA, 1992.
5. NRF-046-PEMEX-2002, **Protocolos de comunicación en sistemas digitales de monitoreo y control**, Pemex Exploración y Producción, México, 2002.
6. NRF-105-PEMEX-2004, **Hardware y software en sistemas digitales de monitoreo y control**, Pemex Exploración y Producción, México, 2004.
7. Garibay Jiménez Ricardo, **Adquisición de datos, monitoreo y control distribuido**, http://stdp4.pemex.com/uvirtual/biblioteca/biblioteca_digital/modulo4/Unidad4_4.pdf
8. **Medidores de fluidos y medidores de presión**, <http://stdp4.pemex.com/uvirtual/biblioteca/modulo3.asp>
9. **Guía de aplicación automática de estándares y procedimientos para apoyar en red a los ingenieros de PEP**, <http://gaasparing.pep.pemex.com/Gaasparing/login.asp>.
10. **Transmisores**, SOR, <http://www.sorinc.com/>
11. **Industria del gas y el petróleo en instalaciones marinas**, <http://www.offshore-technology.com>
12. **Calibración equipos de presión**, <http://www.si-pressure.com/spanish1/index.htm>,

GLOSARIO

ANSI.-Instituto Estadounidense de Estándares Nacionales (*American National Standards Institute*).

A/D.- Conversión de modo Analógico a Digital.

AWG.- Calibre americano para conductores (*American Wire Gauge*).

CA.- Corriente alterna.

CO₂.- Bióxido de carbono.

Dietanolamina.- Amina orgánica altamente básica como agente absorbente de gases ácidos, del gas que se desea purificar.

Dietelenglicol.- Agente de absorción de agua en un gas.

E/S.- Entradas/Salidas.

Elemento final de control.- Son dispositivos que reciben la señal del controlador y modifican el caudal del fluido o agente de control. Estos dispositivos pueden ser válvulas de control.

Elemento Primario.- Elemento de un circuito de control o de un instrumento que detecta primeramente el valor de una variable en un proceso. El elemento primario puede estar separado o formar parte de un circuito de control. El elemento primario también es conocido como detector o sensor.

Ethernet.- Topología de red de área local basada en la norma (estándar) IEEE - 802.3, en la cual los dispositivos que están conectados al canal de comunicación compiten por el acceso al mismo, basado en la detección de portadora de acceso múltiple y detección de colisiones (CSMA/CD).

Fieldbus.- Sistema de comunicación completamente digital, serial, de dos vías que opera a 31.25 kbit/s, el cual interconecta equipo de "campo" tal como sensores, actuadores y controladores.

Filtro coalescedor.- Sistema que separa los elementos contaminantes del combustible.

Fitting.- Elemento porta placa de orificio, con cuerpo bipartido de acero al carbón.

GMI.- Gerencia de Mantenimiento Integral.

HART.-(*Highway Addressable Remote Transducer*). Protocolo de comunicación para transmisores. Emplea una señal de 4 - 20 mA para la representación de la variable, y una señal sobrepuesta sobre la señal de 4 - 20 mA denominada codificación de corrimiento en frecuencia para la comunicación remota con un controlador.

H₂S.- Acido Sulfhídrico.

ISA.- Sociedad americana de Instrumentistas (*Instrument Society of America*).

ISO.- Prefijo griego que cuyo significado es igual, fue adoptado por la organización internacional de normalización para designación de su normatividad.

NFPA.- Asociación Nacional de Protección Contra Fuego (*National Fire Protection Association*).

NOM.- Norma Oficial Mexicana.

NRF.- Norma de Referencia.

MMmCSD.- Millones de metros cúbicos estándar diarios.

MMpCSD.- Millones de pies cúbicos estándar diarios.

MODBUS.- Este protocolo permite entablar comunicación entre equipos de control organizados en una arquitectura Maestro/Esclavo, y es muy efectivo para el intercambio de información, debido a que consta de varios niveles para verificar la integridad de los datos transmitidos.

MPCD.- Miles de pies cúbicos diarios

OSI.- Interconexión de Sistemas Abiertos (*Open System Interconnectivity*).

PEMEX.- Petróleos Mexicanos.

Protocolo de comunicación.- Conjunto de reglas convencionales utilizadas para comunicar dos dispositivos de la misma naturaleza. Se refiere al formato, contenido y significado de los mensajes enviados y recibidos.

Rango.- Es el valor máximo y mínimo capaz de medir el transductor o sensor.

RTD.- Detector de Temperatura por resistencia (*Resistance Temperature Detectors*).

RTU.- Unidad terminal remota (*Remote Terminal Unit*).

SDMC.- Sistema Digital de Monitoreo y Control.

Señal.- Se refiere a la variación en el tiempo y espacio de una magnitud física. Existen 6 tipos de señales: mecánicas, térmicas, magnéticas, eléctricas, ópticas y químicas.

Señal analógica.- Una señal es analógica cuando toma cualquier valor en el tiempo y es continua.

Señal digital.- Una señal es digital cuando sólo toma algunos valores en el tiempo y esta es discretizada.

Señal eléctrica.- Se refiere a la variación de una corriente o voltaje en el tiempo.

Sistema de Control Distribuido (SCD).- Integración de equipos y servicios, para la solución completa de problemas de control y automatización de una planta. Su arquitectura propone un esquema que utiliza una red de unidades de control, donde cada una realiza el control en el ámbito local de una parte del proceso.

Solo-aire.- Enfriador de gas a través de las etapas de compresión.

Span.- Es la diferencia aritmética entre los valores indicados en el rango.


Transmisor.- Es el dispositivo encargado de transmitir una señal, ya sea de tipo electromagnética, neumática o hidráulica, de un punto a otro a través de un canal o medio de transmisión. Para el caso de una señal electromagnética, la transmisión puede efectuarse en ausencia de un medio, pues las señales electromagnéticas pueden propagarse en el vacío.

ANEXO I

Normas de referencia PEMEX

N° de Documento: NRF-046-PEMEX-2003	 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
Rev.: 0	
Fecha: 20-diciembre-2003	SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX- EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PÁGINA 1 DE 44	

PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SISTEMAS DIGITALES DE MONITOREO Y CONTROL

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN EN SISTEMAS DIGITALES DE MONITOREO Y CONTROL	No. de Documento NRF- 046-PEMEX-2003
		Rev.: 0
		HOJA 2 DE 44

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA

ING. MANUEL PACHECO PACHECO
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. LUIS RAMÍREZ CORZO
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

APRUEBA:

ING. RAFAEL FERNÁNDEZ DE LA GARZA
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>SISTEMAS DIGITALES DE MONITOREO Y CONTROL</p>	<p>No. de Documento NRF-105-PEMEX-2004</p> <p>Rev.: K</p> <p>PÁGINA 1 de 7106</p>
--	---	--

SISTEMAS DIGITALES DE MONITOREO Y CONTROL

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA:

ING. MANUEL PACHECO PACHECO
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. LUIS RAMÍREZ CORZO
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA Y DESARROLLO PROFESIONAL
UNIDAD DE NORMATIVIDAD TECNICA

ESPECIFICACION TECNICA PARA CONSTRUCCION DE OBRAS

**INSTALACION DE MEDIDORES DE FLUJO
DE PRESION DIFERENCIAL**

(FLOWMETER INSTALLATION OF
DIFERENTIAL PRESSURE)

P.3.0521.03

PRIMERA EDICION
SEPTIEMBRE 2000

ANEXO II

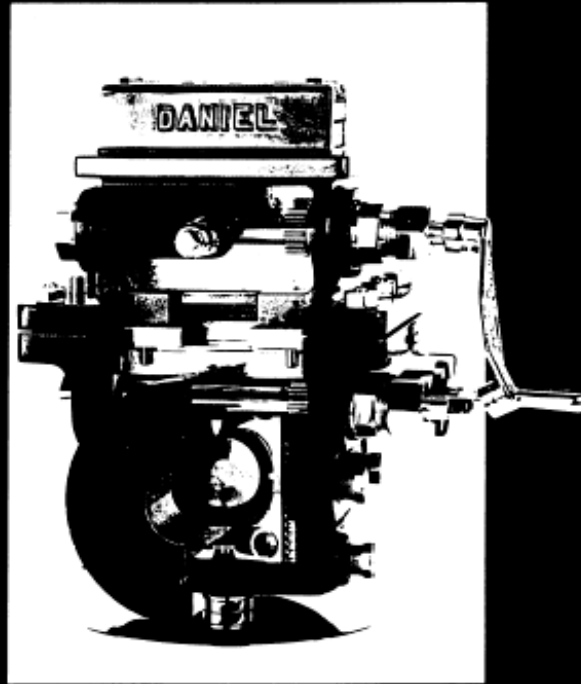
Hojas de datos técnicos de Instrumentos

ORIFICE FITTINGS FOR "14.3"

MEET API/AGA "14.3"
REQUIREMENTS
WITHOUT ANY
COMPROMISE.



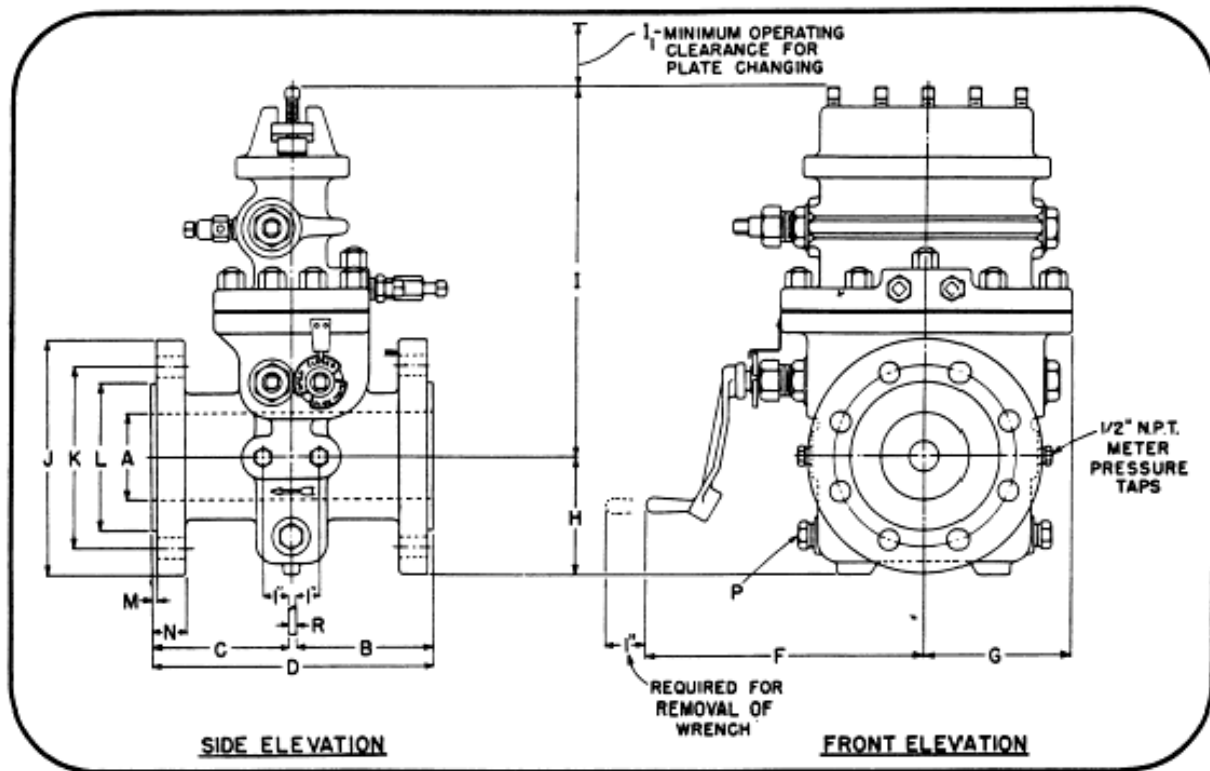
CERTIFICATE QSR-16
1-28 OLD NORTH ROAD
HOUSTON, TX 77058-0004
1-202-848-1010
HOUSTON, TX 77058-0004



DANIEL

DANIEL SENIOR ORIFICE FITTING—FLANGED

Standard Flange Facing
 Cast Carbon Steel—Standard Stainless Steel Trim
 SIZES 2-INCH THRU 14-INCH—150-900 LB. A.S.A.

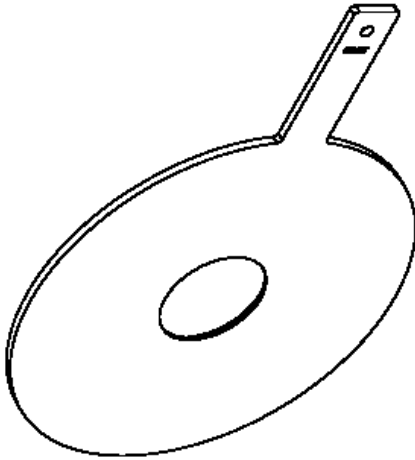


SIZES, DIMENSIONS and WEIGHTS

SIZE	Diam. Internal Line Bore	Upstream Face of Orifice to Face of Flange	Downstream Face of Orifice to Face of Flange	Overall Face to Face	Operating Clearance From Center	Body Clearance From Center	Centerline to Bottom	Centerline to Top	Clearance for Plate Changing	Diameter of Flange	Diameter of Ball Circle	Diameter of Raised Face $\pm .005$	Height of Raised Face	Flange Thickness	Number and Diam. of Stud Bolts (Per Flange)	Length of Bolts (See Head with Hex. Nut)	Length of Bolts (See Head with Hex. Nut)	Size of Hex. Nuts	Size of Drain Plugs	Orifice Plate Thickness	Approximate Weight (Pounds)	SIZE
Catalog No. 101DS—150 Lb. A.S.A.—Standard Flange Facing—275 P.S.I. (Gage) C.W.P.—Dual Seal																						
2	2.067	5 1/2	5 1/2	10 1/2	1 1/2	1 1/2	3 1/2	3 1/2	5 1/2	6	4 1/2	3 3/4	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	105	2
3	3.068	5 3/4	5 3/4	10 3/4	1 3/4	1 3/4	4	4	6 3/4	7 1/2	5	4	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	150	3
4	4.026	6 1/4	6 1/4	12 1/4	2 1/4	2 1/4	5 1/4	5 1/4	8 1/4	9	6 1/4	5 1/4	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	245	4
6	6.065	7 1/2	7 1/2	14 1/2	3 1/2	3 1/2	7 1/2	7 1/2	10 1/2	11	8 1/2	6 1/2	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	375	6
8	8.071	8 1/4	8 1/4	16 1/4	4 1/4	4 1/4	8 1/4	8 1/4	11 1/4	12 1/4	9 1/4	7 1/4	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	510	8
10	10.136	9 1/4	9 1/4	18 1/4	5 1/4	5 1/4	9 1/4	9 1/4	13 1/4	14 1/4	10 1/4	8 1/4	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	730	10
12	12.090	10 1/2	10 1/2	20 1/2	6 1/2	6 1/2	10 1/2	10 1/2	15 1/2	16 1/2	11 1/2	9 1/2	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1030	12
14	13.250	11 1/2	11 1/2	22 1/2	7 1/2	7 1/2	11 1/2	11 1/2	17 1/2	18 1/2	12 1/2	10 1/2	3/4	3/4	4-5/8	3 1/2	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1470	14
Catalog No. 103DS—300 Lb. A.S.A.—Standard Flange Facing—720 P.S.I. (Gage) C.W.P.—Dual Seal																						
2	2.067	5 1/2	5 1/2	10 1/2	1 1/2	1 1/2	3 1/2	3 1/2	5 1/2	6 1/2	5	3 3/4	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	110	2
3	3.068	5 3/4	5 3/4	11 3/4	1 3/4	1 3/4	4 1/4	4 1/4	6 3/4	7 1/2	5 1/2	4	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	185	3
4	4.026	6 1/4	6 1/4	12 1/4	2 1/4	2 1/4	5 1/4	5 1/4	8 1/4	9	6 1/4	5 1/4	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	230	4
6	6.065	7 1/2	7 1/2	14 1/2	3 1/2	3 1/2	7 1/2	7 1/2	10 1/2	10 1/2	8 1/2	6 1/2	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	370	6
8	8.071	8 1/4	8 1/4	16 1/4	4 1/4	4 1/4	8 1/4	8 1/4	11 1/4	12 1/4	9 1/4	7 1/4	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	540	8
10	10.136	9 1/4	9 1/4	18 1/4	5 1/4	5 1/4	9 1/4	9 1/4	13 1/4	14 1/4	10 1/4	8 1/4	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	865	10
12	12.090	10 1/2	10 1/2	20 1/2	6 1/2	6 1/2	10 1/2	10 1/2	15 1/2	16 1/2	11 1/2	9 1/2	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1235	12
14	13.250	11 1/2	11 1/2	22 1/2	7 1/2	7 1/2	11 1/2	11 1/2	17 1/2	18 1/2	12 1/2	10 1/2	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1870	14
Catalog No. 105DS—600 Lb. A.S.A.—Standard Flange Facing—1440 P.S.I. (Gage) C.W.P.—Dual Seal																						
2	2.067	5 1/2	5 1/2	10 1/2	1 1/2	1 1/2	3 1/2	3 1/2	5 1/2	6 1/2	5	3.625	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	115	2
3	3.068	5 3/4	5 3/4	11 3/4	1 3/4	1 3/4	4 1/4	4 1/4	6 3/4	7 1/2	5 1/2	4	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	175	3
4	4.026	6 1/4	6 1/4	12 1/4	2 1/4	2 1/4	5 1/4	5 1/4	8 1/4	9	6 1/4	5.188	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	300	4
6	6.065	7 1/2	7 1/2	14 1/2	3 1/2	3 1/2	7 1/2	7 1/2	10 1/2	10 1/2	8 1/2	6.188	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	480	6
8	7.981	8 1/4	8 1/4	16 1/4	4 1/4	4 1/4	8 1/4	8 1/4	11 1/4	12 1/4	9 1/4	6.825	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	710	8
10	10.020	9 1/4	9 1/4	18 1/4	5 1/4	5 1/4	9 1/4	9 1/4	13 1/4	14 1/4	10 1/4	7.750	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	980	10
12	11.935	10 1/2	10 1/2	20 1/2	6 1/2	6 1/2	10 1/2	10 1/2	15 1/2	16 1/2	11 1/2	8.625	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1430	12
14	13.125	11 1/2	11 1/2	22 1/2	7 1/2	7 1/2	11 1/2	11 1/2	17 1/2	18 1/2	12 1/2	9.625	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1735	14
Catalog No. 106TS—900 Lb. A.S.A.—Standard Flange Facing—2160 P.S.I. (Gage) C.W.P.—Teflon Seal																						
2	†	6 1/2	6 1/2	14	2 1/2	2 1/2	4 1/2	4 1/2	6 1/2	8 1/2	6 1/2	3.625	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	230	2
3	†	6 3/4	6 3/4	14	2 1/2	2 1/2	4 1/2	4 1/2	6 3/4	8 3/4	6 3/4	3.000	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	245	3
4	†	7 1/4	7 1/4	15	3 1/4	3 1/4	5 1/4	5 1/4	7 1/4	9 1/4	7 1/4	3.188	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	355	4
6	†	8 1/4	8 1/4	16 1/4	4 1/4	4 1/4	6 1/4	6 1/4	8 1/4	10 1/4	8 1/4	3.375	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	600	6
8	†	9 1/4	9 1/4	17 1/4	5 1/4	5 1/4	7 1/4	7 1/4	9 1/4	11 1/4	9 1/4	3.625	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	920	8
10	†	10 1/4	10 1/4	18 1/4	6 1/4	6 1/4	8 1/4	8 1/4	10 1/4	12 1/4	10 1/4	4.000	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1245	10
12	†	11 1/4	11 1/4	19 1/4	7 1/4	7 1/4	9 1/4	9 1/4	11 1/4	13 1/4	11 1/4	4.375	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	1600	12
14	†	12 1/4	12 1/4	20 1/4	8 1/4	8 1/4	10 1/4	10 1/4	12 1/4	14 1/4	12 1/4	4.750	3/4	3/4	4-5/8	3	3 1/2	3/4	3/4	3/4	2260	14


† To be specified by purchaser. Sizes 12" and 14" up to 900 lbs. A.S.A. contain "DVS" Seal Vulcanized to plate.

REVISIONS			
REV	DESCRIPTION	CH.G. NO.	APP.D. DATE
AA	NEW RELEASE	E 0004688	00H 1/14/04



NOTES:

1. ROSEMOUNT INC. CERTIFIES THIS DRAWING IS IN ACCORDANCE WITH ROSEMOUNT ENGINEERING SPECIFICATIONS AND ACCURATELY REPRESENTS THE EQUIPMENT FURNISHED.
2. ORIFICE PLATE ORIENTATION SHOWN FOR DETAIL ONLY. FOR ACTUAL RECOMMENDED LOCATION AND ORIENTATION REFER TO INSTALLATION INSTRUCTION MANUAL 00809-0100-4732 AND PAGE 11 OF THIS DOCUMENT.
3. FOR MODEL SELECTIONS, MATERIALS, AND OPTIONS, REFER TO ROSEMOUNT PRODUCT DATA SHEET 00813-0100-4732.
4. MODEL 1495 MAXIMUM TEMPERATURE IS 850°F. (OBSERVE GASKET MATERIAL TEMPERATURE LIMITATIONS).
5. ORIFICE FLANGES, STUDS, NUTS AND GASKETS ARE NOT INCLUDED WITH MODEL 1495.

*UNLESS OTHERWISE SPECIFIED DIMENSIONS IN INCHES (MM) *ALL DIMENSIONS ARE NOMINAL AND ARE FOR REFERENCE ONLY	TYPE I DR. DIMK 1113383 APPROVAL DRAWING K. GREEN 12/20/03 T/LOGGING SPECIALS	ROSEMOUNT TITLE DIMENSIONAL DRAWING FOR MODEL 1495 PADDLE STYLE ORIFICE PLATE PRIMARY EXOLDER COLOR: 000 SIZE A DRAWING NO. 01495-1001 SCALE: NONE SHEET 1 OF 12
		

Electronic Master – PRINTED COPIES ARE UNCONTROLLED – Rosemount Proprietary

TABLE 1

LINE SIZE	'A' DIMENSION (PADDLER TYPE PLATE DIAMETER)											
	150#	300#	600#	900#	1500#	2800#	PN10	PN16	PN25	PN40	PN63	PN100
2" (DN50)	4.13	4.28	5.63	5.63	5.75	4.21					4.45	4.69
2-1/2" (DN65)	4.88	5.13	6.50	6.50	6.63	5.00					5.43	5.67
3" (DN80)	5.38	5.68	6.63	6.63	6.75	5.59					5.63	5.95
3-1/2"	6.38	6.50	6.38			N/A						
4" (DN100)	6.88	7.13	7.63	8.13	8.25	5.25	6.38				6.61	6.85
6" (DN150)	8.75	9.88	10.50	11.38	11.13	12.50	8.58				8.82	9.72
8" (DN200)	11.00	12.13	12.63	14.13	13.88	15.25	10.75	11.18	11.42	12.17	12.76	10.12
10" (DN250)	13.38	14.25	15.75	17.13	17.13	12.91	12.95	13.39	13.86	14.33	15.28	15.28
12" (DN300)	16.13	16.63	18.00	19.63	20.50	14.88	15.12	15.75	16.42	16.89	18.03	18.03
14" (DN350)	17.75	19.13	19.38	20.50	22.75	N/A	17.24	17.48	17.99	18.66	19.13	20.16
16" (DN400)	20.25	21.25	22.25	22.63	25.25	N/A	19.25	19.49	20.24	21.50	21.38	22.82
18" (DN450)	21.50	23.38	24.00	25.00	27.63	N/A	21.22	21.85	22.24	22.48		N/A
20" (DN500)	23.75	25.63	26.75	27.38	29.63	N/A	23.39	24.29	24.57	24.72	25.87	27.72
22" (DN550)	26.00	27.75	29.00			N/A						
24" (DN600)	28.13	30.38	31.00	32.88	35.50							

TABLE 2

LINE SIZE	'B' (HANDLE LENGTH)		'C' (HANDLE WIDTH)		'D' (DEPLT THICKNESS)	
	ANSI RANGES	DN	ANSI RANGES	DN	ANSI RANGES	DN
2" (DN50)	4.00	4.75	1.00	1.20	0.13	0.10
2-1/2" (DN65)	4.00	4.75	1.25	1.20	0.13	0.12
3" (DN80)	4.00	4.75	1.25	1.20	0.13	0.16
3-1/2"	4.00	N/A	1.25	N/A	0.13	N/A
4" (DN100)	4.00	5.50	1.25	1.60	0.13	0.16
6" (DN150)	5.00	5.50	1.50	1.60	0.13	0.16
8" (DN200)	5.00	5.50	1.50	1.60	0.25	0.16
10" (DN250)	6.00	5.50	1.50	1.60	0.25	0.16
12" (DN300)	6.00	5.50	1.50	1.60	0.38	0.16
14" (DN350)	6.00	5.50	1.50	1.60	0.38	0.16
16" (DN400)	6.00	5.50	1.50	1.60	0.38	0.16
18" (DN450)	6.00	5.50	1.50	1.60	0.38	0.16
20" (DN500)	6.00	6.50	1.50	2.35	0.38	0.25
22" (DN550)	6.00	N/A	1.50	N/A	0.38	N/A
24" (DN600)	6.00	N/A	1.50	N/A	0.38	N/A

ROSEMOUNT

BOGOTÁ, COLOMBIA

SEE 'B' COLUMN. DRAWING NO. 01495-1001

SCALE: NONE (M.T.) SHEET 2 OF 12

Electronic Master – PRINTED COPIES ARE UNCONTROLLED – Rosemount Proprietary

Hoja de datos del producto

00813-0109-4801, Rev. AA
Septiembre 2001

Modelo de la serie 3051S**Modelo de la serie 3051S**

- *Mejor rendimiento en su clase con precisión de 0,04%*
- *Mejor estabilidad después de 10 años de la industria bajo las condiciones actuales de proceso*
- *Fiabilidad sin precedentes respaldada por una garantía limitada de por vida*
- *Plataforma de diseño SuperModule™ permite una instalación y prácticas de mantenimiento más rentables*
- *Funcionalidad escalable para satisfacer sus necesidades en expansión*

**Contenido**

"Especificaciones"	página 5
"Certificaciones para zonas peligrosas"	página 12
"Dibujos dimensionales"	página 13
"Información sobre pedidos"	página 21
"Hoja de datos de la configuración del modelo 3051S HART"	página 33

ROSEMOUNT

www.rosemount.com



EMERSON.
Process Management

Hoja de datos del producto00813-0109-4801, Rev AA
Septiembre 2001**Modelo de la serie 3051S****El éxito va más allá del transmisor hasta una plataforma de habilitación**

Le presentamos la siguiente evolución en mediciones, los modelos de la serie 3051S. Esta plataforma escalable permite la implementación de las mejores prácticas de medición, desde el diseño y la instalación hasta el mantenimiento y los usos.

Mejor rendimiento en su clase con precisión de 0,04%

El modelo 3051S presenta un rendimiento de primera línea que empieza con la plataforma SuperModule. Entre las muchas mejoras, la tecnología de sensor Satum™ incorpora un sensor secundario para optimizar el rendimiento y ampliar la capacidad de diagnóstico.

Mejor estabilidad después de 10 años de la industria bajo las condiciones actuales de proceso

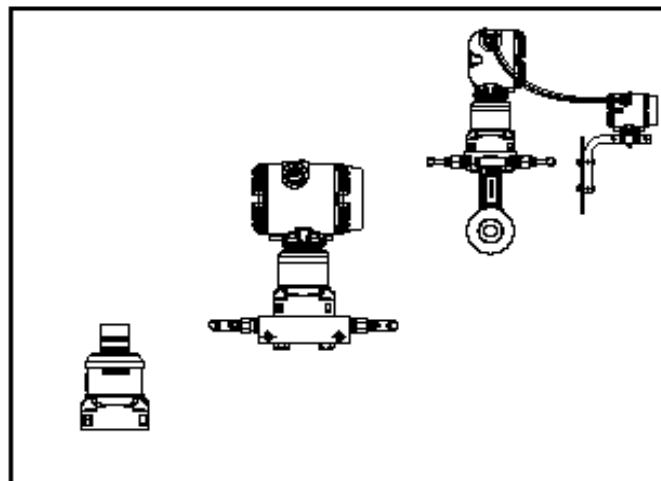
La estabilidad comienza con una plataforma SuperModule completamente soldada de acero inoxidable 316 herméticamente sellada que aloja el sistema electrónico de una sola placa, eliminando así los efectos de la humedad y los contaminantes.

Fiabilidad sin precedentes respaldada por una garantía limitada de por vida

El diseño SuperModule proporciona la plataforma más fiable para mejorar aún más las prácticas de instalación y la capacidad avanzada de diagnóstico.

La plataforma de diseño SuperModule permite una instalación y prácticas de mantenimiento más rentables

Una arquitectura escalable permite el montaje directo del SuperModule para obtener el máximo rendimiento y fiabilidad. El medidor de montaje remoto proporciona acceso a todos los diagnósticos y comunicaciones digitales.

**Funcionalidad escalable para satisfacer sus necesidades en expansión**

Desde la generación variable de procesos básicos a la funcionalidad PlantWeb™ avanzada y las soluciones de medición altamente integrada, los modelos de la serie 3051S cumple todos y cada uno de los requisitos de aplicación.

Soluciones de presión Rosemount®**Transmisor de caudal másico modelo 3095MV**

Mide con precisión la presión diferencial, la presión estática y la temperatura del proceso para calcular dinámicamente el caudal másico completamente compensado. Consultar las hojas de datos del producto 00813-0100-4716.

Llave múltiple integral modelos 305 y 306

Llaves múltiples montadas, calibradas y con sellos probados en fábrica reducen los costes de instalación in situ. Consultar las hojas de datos del producto 00813-0100-4733.

Sellos remotos modelo 1199

Proporciona mediciones confiables, remotas de la presión del proceso y protege el transmisor de los fluidos calientes, corrosivos o viscosos. Consultar las hojas de datos del producto 00813-0100-4016.

Caudalímetros con orificio integral y ProPlate/Mass ProPlate modelos 1195

Montaje conveniente listo para instalar diseñado para la medición de caudal de orificio pequeño de cualquier gas, líquido o vapor. Consultar las hojas de datos del producto 00813-0100-4686.

Serie de caudalímetros Annubar

Una serie de caudalímetros de alta precisión y de tipo inserción repetitiva disponibles en líneas de 2 a 72 pulg. (50.8 a 1829 mm). Consultar las hojas de datos del producto 00813-0100-4809.

Orificio compacto modelo 405P

Un elemento primario de disco con una llave de paso integral de tres válvulas. Consultar las hojas de datos del producto 00813-0100-4810.

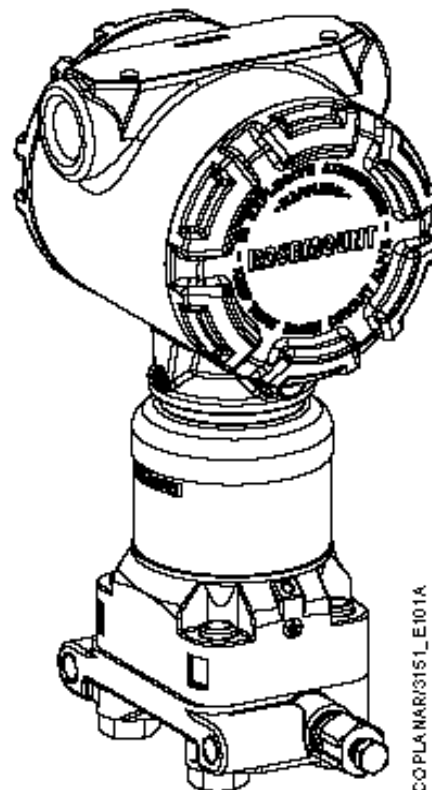
Hoja de datos del producto

00813-0109-4801, Rev AA
Septiembre 2001

Modelo de la serie 3051S**Guía de selección del modelo 3051S****SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE UN INSTRUMENTO****Modelo 3051S_C Coplanar™ Diferencial, Manométrico y Absoluto**

Ver la información de pedido en la página 21.

- Rendimiento con una precisión de hasta 0,04% con reducción 200:1
- Estabilidad después de 10 años y garantía limitada de por vida disponibles.
- La plataforma Coplanar admite llave múltiple integrada, elemento primario y sello de diafragma.
- Spans calibrados entre 0.1 inH₂O a 4000 psi (0,25 mbar y 276 bar)
- Aislantes de proceso de acero inoxidable 316L, Hastelloy® C, Monel®, Tantalum, Monel bañado en oro o acero inoxidable 316L bañado en oro

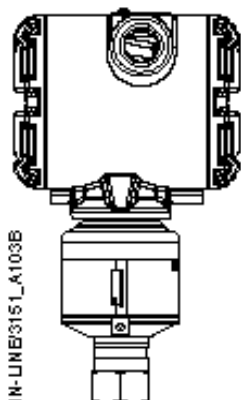


COPLANAR/3151_E101A

Modelo 3051S_T In-Line manométrico y absoluto

Ver la información de pedido en la página 25.

- Rendimiento con una precisión de hasta 0,04% con reducción 200:1
- Estabilidad después de 10 años y garantía limitada de por vida disponibles.
- Spans calibrados entre 0.15 a 10000 psi (10,3 mbar y 689 bar)
- Conexiones de proceso múltiples disponibles
- Aislantes de proceso de acero inoxidable 316L y Hastelloy C

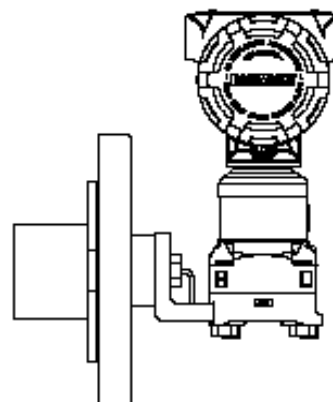


IN-LINE/3151_A103B

Modelo 3051_L de nivel líquido

Ver la información de pedido en la página 27.

- Rendimiento con una precisión de hasta 0,065% con reducción 100:1
- Rasante, diafragmas ampliados de 2, 4 y 6 pulg.
- Disponibles múltiples fluidos de relleno
- Materiales en contacto con el proceso de acero inoxidable 316L, Hastelloy o Tantalum



COPLANAR/3151_E27B

00810-0177-4724
 Agosto de 1997



Models 3144 and 3244MV Smart Temperature Transmitters (EN)

**Transmisores de temperatura Smart (inteligentes)
 modelos 3144 y 3244MV** (E)

**Transmetteurs de température intelligents
 modèles 3144 et 3244MV** (F)

**Transmissores de Temperatura Inteligentes
 Modelos 3144 e 3244MV** (P)

ROSEMOUNT

ROSEMOUNT Managing The Process Better



MANUAL
DE CAMPO

Modelos 3144 y 3244MV Transmisores de temperatura Smart (inteligentes)

ADVERTENCIA

Leer en su totalidad el manual del producto antes de instalar, hacer funcionar o realizar el mantenimiento de los modelos 3144 ó 3244MV del transmisor de temperatura Smart (inteligentes). La negligencia en el cumplimiento de medidas de seguridad en la instalación y el funcionamiento de transmisores puede ocasionar lesiones graves o la muerte.

La información que abarca este manual de campo abreviado tiene la finalidad exclusiva de ayudar a los usuarios capacitados que dispongan de los manuales completos del producto y ya estén familiarizados con la instalación y el funcionamiento de los modelos 3144 y 3244MV del transmisor de temperatura Smart (inteligentes).

Comunicarse con la oficina más próxima de Fisher-Rosemount para obtener más información o asesoramiento sobre la instalación y el funcionamiento sin riesgo de los modelos 3144 y 3244MV del transmisor de temperatura Smart (inteligente).

sul Misuratore Radar APEX Rosemount Espana SA

Ctra. Fuencarral-Alcobendas
Km. 12.200;Edificio AUGÉ 1
28049 MADRID
Tel (91) 358 91 41
Fax (91) 358 91 45

Rosemount Inc. Measurement Division

8200 Market Boulevard
Chanhassen, MN 5531 7 EE.UU.
Teléfono: 1-800-999-9307
Teléx: 431001 2
Fax (612) 949-7001

00810-0177-4724

© Rosemount Inc., 1996.

Los modelos 3144 y 3244MV del transmisor de temperatura Smart (inteligentes) de Rosemount pueden estar protegidos bajo una o más patentes estadounidenses. Pendientes otras patentes en el extranjero.

Rosemount y el logotipo de Rosemount son marcas registradas de Rosemount Inc.

HART es marca registrada de HART Communications Foundation.

Inconel es una marca registrada de International Nickel Co.

Photo Cover: 3144-006AB



Fisher-Rosemount cumple con todas las obligaciones provenientes de la legislación para compaginar los requisitos de productos en la Unión Europea.



ROSEMOUNT

FISHER-ROSEMOUNT Managing The Process Better

00813-0109-4690
Español
Mayo de 1997

Transmisores de presión absoluta y manométrica Modelo 2088



ROSEMOUNT

PRECISION MEASUREMENT™ Managing The Process Better.

Transmisores de presión absoluta y manométrica Modelo 2088

Características

Estándar en los transmisores smart (inteligentes)

- *Listo para el protocolo HART*
- *Rangeabilidad de 20:1*
- *Ajustes externos de cero y span*
- *Precisión de referencia de un 0,20%, incluyendo linealidad, histéresis y repetibilidad*
- *Puentes de seguridad*

Estándar en los transmisores convencionales analógicos

- *Circuito de calibración patentado*
- *Rangeabilidad de 10:1*
- *Terminales de prueba del módulo electrónico*
- *Precisión de referencia de un 0,25%, incluyendo linealidad, histéresis y repetibilidad*

Estándar en los transmisores analógicos y "smart" (inteligente)

- *Basado en microprocesador*
- *Electrónica avanzadísima que ofrece Tecnología ASIC y de montaje sobre superficie*
- *Alojamiento de doble compartimento (compartimento impermeable del módulo electrónico)*
- *Diseño modular que permite reparaciones rápidas y económicas*
- *Sensor de polisilicio fabricado por Rosemount, Inc.*
- *Dos conexiones eléctricas*
- *Protección de RFI*
- *Caracterización individual y compensación digital dirigidas al rendimiento óptimo a lo largo de la vida de funcionamiento.*
- *Diseño de conexión del proceso totalmente soldado*

A la medida de cada aplicación

- *Presión manométrica o absoluta*
- *Piezas de acero inoxidable o Hastelloy® en contacto con el proceso*
- *Llenado de sílica o de aceite inerte*
- *Variedad de conexiones de proceso:*
 ½—Hembra 14 NPT
 Hembra RC ½
 Macho M 20 x 1.5
 Macho DIN 16288 G ½

Opcional

- *Indicador LCD configurable*
- *Sellos remotos (de montaje directo y capilares)*
- *Soportes de montaje de acero inoxidable*
- *Aprobación de zonas peligrosas*
- *Niveles de alarma que cumplen con NAMUR exclusivamente en la versión "smart" (inteligente)*

INTRODUCCIÓN

Los transmisores de presión analógicos y "smart" (inteligentes) del modelo 2088 de Rosemount® constituyen un complemento económico a la gama de instrumentos de transmisión de presión de Rosemount. Están diseñados con seguridad, rendimiento a largo plazo y facilidad de servicio técnico y ambos mantienen un rendimiento estipulado de un mínimo de $3\sigma^{(1)}$. El rendimiento firme y seguro que ha hecho famosos a los transmisores Rosemount, unido a la capacidad del modelo 2088 smart (inteligente), convierten a estos transmisores en valores excepcionales.

Construidos de modo que ofrezcan seguridad y duración

Sellos de proceso

Al igual que todos los transmisores Rosemount, el modelo 2088 se ha diseñado para que funcione con seguridad en el caso de que el diafragma del sensor se dañe o falle. El compartimento de los componentes electrónicos está aislado del proceso con dos sellos y un tercer sello aísla los terminales de campo y las entradas del conducto de cables. El diseño y emplazamiento de los sellos de proceso garantizan la protección contra la presurización del alojamiento y la contaminación del proceso del sistema del conducto de cables a través del compartimento de terminales de campo.

Alojamiento de doble compartimento

El modelo 2088 presenta un diseño de alojamiento de doble compartimento de Rosemount Inc. con el transmisor de presión modelo 1151. El diseño de doble compartimento aísla por completo del entorno externo al módulo electrónico para prevenir que el transmisor sufra daños a causa de la condensación en el sistema del conducto de cables o a la humedad en el entorno del transmisor. Característicamente, tampoco hará falta que se disponga de sello del conducto de cables a fin de satisfacer los códigos de electricidad. Además, el alojamiento de doble compartimento garantiza que los terminales de campo y el sistema del conducto de cables permanezcan aislados del proceso en el caso de que se produzca un fallo general del módulo sensor.

(1) Sigma (σ) es un símbolo estadístico que se utiliza para indicar la desviación estándar del valor principal de una distribución normal.



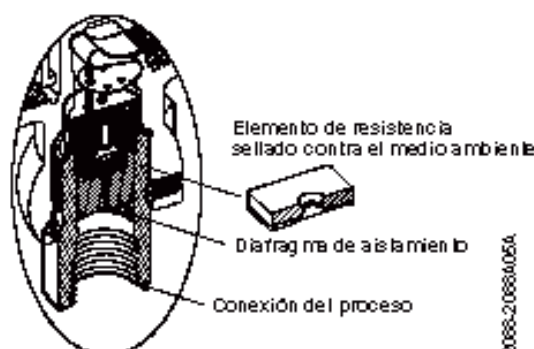


FIGURA 1. Sensor de película delgada de polisilicio del modelo 2088.

FUNCIONAMIENTO

Módulo sensor

La presión aplicada a un diafragma de aislamiento se transmite al sensor de polisilicio mediante silicona o llenado de fluido inerte, según se muestra en Figura 1. Con un transmisor manométrico, la sección de referencia del sensor se compara con la presión atmosférica. Los transmisores de presión absoluta cuentan con una referencia al vacío sellada.

La presión del proceso aplicada al sensor ocasiona una deformación diminuta del diafragma sensible, la cual a su vez aplica esfuerzo al circuito en puente Wheatstone del sensor. La variación de la resistencia se detecta y se convierte en una señal digital para que la procese el microprocesador.

Módulo electrónico

El módulo electrónico incorpora tecnología ASIC y de montaje sobre superficie. Acepta la señal digital procedente del módulo sensor, junto con los coeficientes de corrección, a continuación corrige y linealiza la señal. La sección de salida del módulo electrónico convierte la señal digital a una salida analógica. En la versión smart (inteligente), la sección de salida se encarga asimismo de la comunicación con el comunicador HART[®], con el sistema de control basado en HART o con el software Asset Management Solutions.

Almacenamiento de datos

Los datos de configuración van almacenados en la memoria permanente EEPROM del módulo electrónico del transmisor. Estos datos permanecerán en el transmisor cuando se interrumpa la corriente, de forma que el mismo esté funcional inmediatamente al volver a activarse la corriente.

FUNCIONALIDAD DEL SOFTWARE EN EL MODELO SMART (INTELIGENTE) 2088

El protocolo HART permite el acceso fácil a la configuración, prueba y a las capacidades detalladas de configuración del modelo smart (inteligente) 2088.

Configuración

El modelo smart (inteligente) 2088 puede configurarse sencillamente valiéndose del comunicador HART o de otro dispositivo de comunicación basado en HART. La configuración consta de dos partes. Primero, se fijan los parámetros operativos del transmisor, los cuales incluyen:

- + Magnitudes establecidas de cero y span
- + Amortiguación
- + Selección de la unidad técnica

Segundo, podrán registrarse datos en el transmisor para permitir su identificación y descripción física. Esta información incluye:

- + Marcaje: 8 caracteres alfanuméricos
- + Descriptor: 16 caracteres alfanuméricos
- + Mensaje: 32 caracteres alfanuméricos
- + Fecha
- + Instalación del medidor incorporado
- + Información de sello remoto

Junto con los parámetros configurables, el software del modelo smart (inteligente) 2088 contiene información que el usuario no podrá modificar. Esta información incluye: el tipo de transmisor, los límites del sensor, el span mínimo, el fluido de llenado, el material aislante, el N° de serie del módulo y el nivel de revisión del software.

Prueba

El modelo smart (inteligente) 2088 realiza pruebas automáticas continuas. Si hay problemas, el transmisor activará la advertencia de salida analógica que seleccione el usuario. Un comunicador HART u otro dispositivo de comunicación basado en HART podrá, a continuación, interrogar al transmisor a fin de establecer el problema. El transmisor envía información concreta al comunicador que identifica el problema de forma que puedan tomarse medidas correctivas rápidas y fáciles. Si un operario considera que hay problemas de circuito, es posible dar directrices al transmisor con el objeto de que provea salidas específicas para las pruebas cíclicas.

Transmisores de presión absoluta y manométrica Modelo 2088

DATOS TÉCNICOS

Datos técnicos de funcionamiento

Mantenimiento

Aplicaciones con fluido, gas y vapor.

Rangos

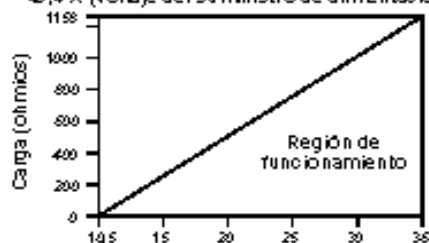
Rango	Span mínimo (analógico)	Span mínimo smart (inteligente)	URL/Span máx./ Límite del sensor
0	1 psi (7 kPa)	N/A	8 psi (55 kPa)
1	3 psi (21 kPa)	1,5 psi (10 kPa)	30 psi (207 kPa)
2	15 psi (103 kPa)	7,5 psi (52 kPa)	150 psi (690 kPa)
3	80 psi (552 kPa)	40 psi (276 kPa)	800 psi (5515 kPa)
4	400 psi (2758 kPa)	200 psi (1379 kPa)	4000 psi (27579 kPa)

Salida

Códigos A y S: 4–20 mA CC.

Código M: 1–5 voltios CC, baja potencia.

(Las salidas son directamente proporcionales a la presión de entrada.)

Limitaciones de carga⁽¹⁾Resistencia máxima del circuito =
45,4 x (voltaje del suministro de alimentación – 10,5)

Código A de salida de fuente de alimentación (voltios CC)

Fuente de alimentación

Se requiere fuente externa de alimentación⁽²⁾. El transmisor funciona a 10,5–36 V CC sin carga. La protección de polaridad inversa es convencional.

Elevación y supresión de cero

Podrá suprimirse el cero entre atmósferas (2088AG, 2088SG) ó 0 psia (2088AA, 2088SA) y el límite superior del rango, a condición de que el span calibrado sea igual a o mayor que el span mínimo y de que el valor superior del rango no sobrepase el límite superior del rango. No se permitirán calibraciones de vacío en el transmisor del modelo 2088G.

Límites de exceso de presión

Rangos de 0 y 1: máximo de 120 psig

Los demás rangos: el doble del límite superior del rango.

(1) La impedancia de carga mínima correspondiente al código M de salida es de 100 kilohmios.

(2) Para la protección de seguridad intrínseca y antiexplosiones CENELEC, la fuente de alimentación no deberá exceder de 30 voltios.

Límites de temperatura

Proceso

Sensor de llenado de silicona:

–40 a 121 °C (–40 a 250 °F).

Sensor de llenado inerte:

–30 a 121 °C (–22 a 250 °F).

Temperatura ambiente:

–40 a 85 °C (–40 a 185 °F).

–20 a 80 °C (–4 a 175 °F) con indicador LCD.

Almacenaje:

–46 a 110 °C (–50 a 230 °F).

–40 a 85 °C (–40 a 185 °F) con indicador LCD.

Las temperaturas de proceso que excedan de los 85 °C (185 °F) exigirán la disminución nominal de los límites de temperatura ambiente en una proporción de 1,5:1

$$\text{Temperatura ambiente máxima en } ^\circ\text{F} = 185 - \frac{(\text{Temp. proceso} - 185)}{1,5}$$

$$\text{Temperatura ambiente máxima en } ^\circ\text{C} = 85 - \frac{(\text{Temp. proceso} - 85)}{1,5}$$

Límites de humedad

Humedad relativa de 0–100%.

Desplazamiento volumétrico

Menos de 0,00042 cm³.

Tiempo de activación

Códigos de salida A y S

2,0 segundos, sin necesidad de precalentamiento.

Código de salida M

Máximo de 0,3 segundos al nivel bajo condiciones de funcionamiento de referencia.

Modo de fallo

Código de salida S

Si el diagnóstico automático detecta un fallo del sensor o del microprocesador, el estímulo de la señal analógica ascenderá o descenderá a fin de alertar al usuario. El usuario selecciona los modos de fallo alto o bajo mediante un interruptor en el transmisor. Los valores a los que el transmisor dirige sus salidas en el modo de fallo dependen de si está configurado en fábrica para el funcionamiento estándar para conformarse con NAMUR. Los valores para cada uno son:

Funcionamiento estándar

salida lineal: 3,9 ≤ I ≤ 20,5

fallo alto: 21,0 ≤ I ≤ 23,0 mA

bajo: I ≤ 3,75 mA

Funcionamiento conforme con NAMUR

salida lineal: 3,8 ≤ I ≤ 20,5

fallo alto: 21,0 ≤ I ≤ 23,0 mA

bajo: I ≤ 3,6 mA

Códigos de salida A y M

Si el diagnóstico automático detecta un fallo del sensor o del microprocesador, el estímulo de la señal analógica descenderá a fin de alertar al usuario (I ≤ 3,5 mA).

Especificaciones de rendimiento

(Spans en base a cero, condiciones de referencia, llenado de aceite de silicona y diafragma de aislamiento 316 SST.)

Precisión de referencia

Código de salida S

$\pm 0,20\%$ del span calibrado. Incluye los efectos combinados de linealidad, histéresis y repetibilidad.

Códigos de salida A y M

$\pm 0,25\%$ del span calibrado. Incluye los efectos combinados de linealidad, histéresis y repetibilidad.

Efecto de la temperatura ambiente

Expresado como efecto total por 100 °F

Código de salida S

$\pm (0,3\% \text{ URL} + 0,3\% \text{ del span})$ entre -40 y 185 °F

Códigos de salida A y M

Temperatura	Rangos 1-4	Rango 0
-40 a 0 °F (-40 a -18 °C)	$\pm(0,7\% \text{ URL} + 0,8\% \text{ Span})$	$\pm(1,3\% \text{ URL} + 0,5\% \text{ Span})$
0 a 140 °F (-18 a 60 °C)	$\pm(0,5\% \text{ URL} + 0,5\% \text{ Span})$	$\pm(1,0\% \text{ URL} + 0,5\% \text{ Span})$
140 a 185 °F (60 a 85 °C)	$\pm(0,7\% \text{ URL} + 0,8\% \text{ Span})$	$\pm(1,3\% \text{ URL} + 0,5\% \text{ Span})$

El efecto total incluye los efectos de cero y span.

Estabilidad

Código de salida S

$\pm 0,10\%$ del límite superior del rango durante 12 meses.

Códigos de salida A y M

$\pm 0,25\%$ del límite superior del rango durante 12 meses.

Efecto de la vibración

Menos de un $\pm 0,1\%$ del límite superior del rango al verse sometidos a una vibración de: desplazamiento constante de pico a pico de 4 mm (5–15 Hz) y aceleración constante de 2 g (15–150 Hz) y 1 g (150–2000 Hz).

Efecto de la fuente de alimentación

Menos de un 0,01% del span calibrado por voltio.

Efecto de la posición de montaje

Desplazamiento del cero de hasta 1,2 mH₂O (0,30 kPa), el cual podrá calibrarse. Sin efecto de span.

Efecto RFI

Menos de un $\pm 0,25\%$ del límite superior del rango a partir de 20–1000 MHz a 30 V/m con conductores en el conducto de cables. Menos de un $\pm 0,25\%$ del límite superior del rango a 10 V/m con par trenzado sin blindaje (sin conducto de cables).

Límites de protección contra transitorios

IEEE 587 categoría B

Cresta de 6 kV ($1,2 \times 50 \mu\text{s}$).

Cresta de 3 kV ($8 \times 20 \mu\text{s}$).

Cresta de 6 kV ($0,5 \mu\text{s}$ by 100 kHz).

IEEE 472

Cresta SWC de 2,5,

forma de onda de 1 MHz.

Datos técnicos generales

Probado con la norma IEC 801-3.

Certificado de lugar convencional⁽¹⁾

Aprobación "FM"

Al nivel convencional, el transmisor se ha examinado y probado para establecer que el diseño satisfaga los requerimientos básicos eléctricos, mecánicos y antiincendios de FM, un laboratorio de ensayos de renombre nacional (NRTL) según OSHA.

Certificados para zonas peligrosas⁽¹⁾

Aprobación de Factory Mutual (FM)

E5 Antiexplosiones para la clase I, división 1, grupos B, C y D. Antideflagrante contra polvo para la clase II, división 1, grupos E, F y G. Apto para la clase III, división 1, zonas peligrosas cerrados y al aire libre (NEMA 4X), con sello de fábrica.

I5 De seguridad intrínseca para empleo en la clase I, división 1, grupos A, B, C y D, clase II, división 1, grupos E, F y G y clase III, división 1 cuando se conecte en conformidad al dibujo 02088-1018 de Rosemount. Antideflagrante para la clase I, división 2, grupos A, B, C y D.

Aprobaciones

Canadian Standards Association (CSA)

C6 Antiexplosiones para la clase I, división 1, grupos B, C y D. Antideflagrante contra polvo para la clase II, división 1, grupos E, F y G. Apto para la clase III, zonas peligrosas cerradas y al aire libre, tip 4X de caja CSA, con sello de fábrica. Aprobado para la clase I, división 2, grupos A, B, C y D.

De seguridad intrínseca para la clase I, división 1, grupos A, B, C y D. Provisional. Código T3C. (de seguridad intrínseca cuando se conecte con barreras autorizadas en conformidad con el dibujo 02088-1024 de Rosemount.

Aprobación Antideflagrante

Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano (CESI)

E8 Nº de certificado Ex 91C120.

EEx d IIC T6

EEx d IIC T4 ($T_{amb} = 80$ °C).

Aprobaciones BASEEFA

I1 Seguridad intrínseca BASEEFA/CENELEC (Ex 90C2158).

EEx ia IIC T5 ($T_{amb} = 40$ °C).

EEx ia IIC T4 ($T_{amb} = 70$ °C).

N1 Certificado BASEEFA tipo N (Ex 90Y4159). Ex N IIC T5 ($T_{amb} = 70$ °C).

(1) Los certificados para zonas ordinarias y peligrosas están pendientes para el transmisor smart (inteligente) del modelo 2088.

Transmisores de presión absoluta y manométrica Modelo 2088

Datos técnicos de carácter físico

Conexión eléctrica

Entrada de conducto de cables 1/2-14 NPT, M20 x 1,5 (CM20), PG 13,5 ó G 1/2 hembra (hembra 1/2 PF).

Conexión al proceso

1/2-Hembra 14 NPT, macho DIN 16288 G 1/2, hembra RC 1/2 (hembra 1/2 PT), macho M20 x 1,5 (CM20).

Piezas en contacto con el proceso

Diafragma de aislamiento

Acero inoxidable 316L o Hastelloy.

Conector del proceso

Acero inoxidable 316L o Hastelloy.

Piezas sin contacto con el proceso

Alojamiento del módulo electrónico

Caja tipo 4X de CSA de aluminio con bajo contenido de cobre, NEMA 4X, IP65, IP67.

Pintura

Poliuretano.

Juntas tóricas de las tapas

Buna-N.

Fluido de llenado

Llenado de silicona o inerte.

Peso

Aproximadamente 0,9 kg (2 lb).

Identificación

El transmisor se marcará, sin cargo, según los requerimientos del cliente. Todas las identificaciones son de acero inoxidable. La identificación estándar se ata con alambre al transmisor. La altura de los caracteres de la etiqueta es de 0,318 cm (1/8 pulgadas). Hay disponible una identificación permanente, bajo pedido.

manifold y válvula de purga⁽¹⁾

Nº de pieza 02088-0047-0001:

manifold y válvula de purga, acero al carbono. (Anderson, Greenwood & Co., M9VIC-4M).

Nº de pieza 02088-0047-0002:

manifold y válvula de purga, acero inoxidable 316. (Anderson, Greenwood & Co., M9VIS-4M).

NOTA

Cada envío incluirá un manual del producto.

(1) Los bloques de accesorios y las válvulas de purga se embaladas por separado.

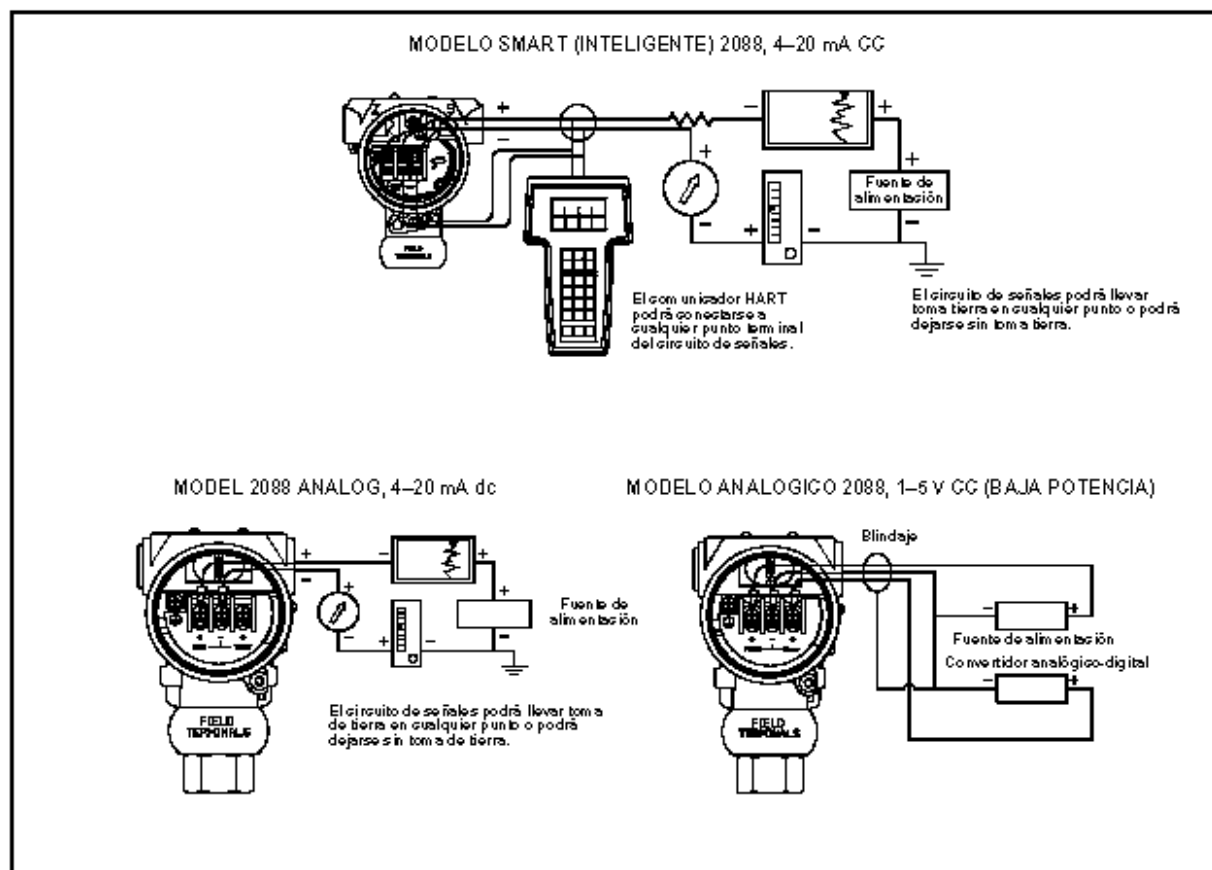


FIGURA 2. Cableado de campo del transmisor.

210665-2088002B; 21066-21068B02A, B02F

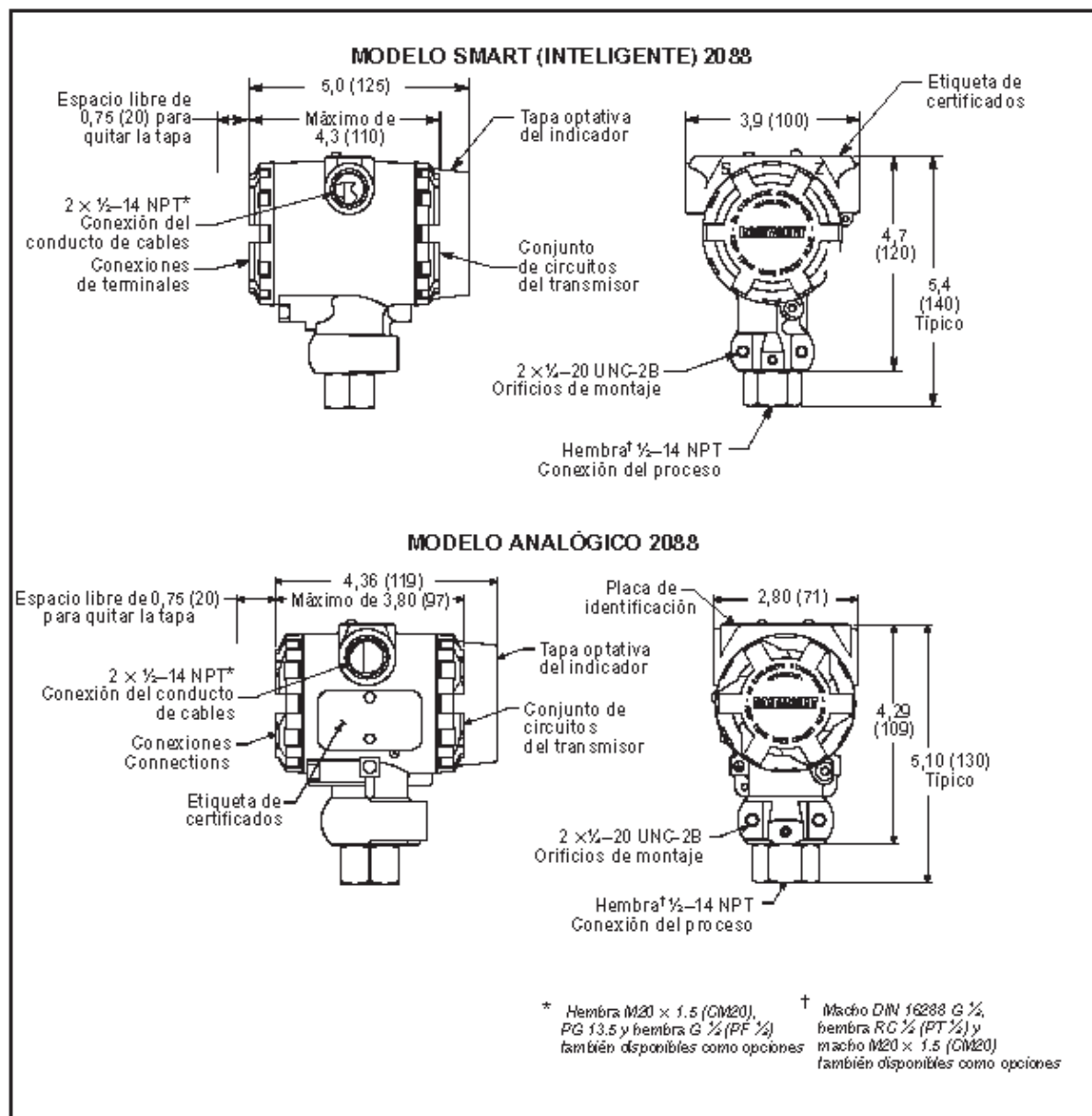


FIGURA 3. Dibujos acotados del transmisor.

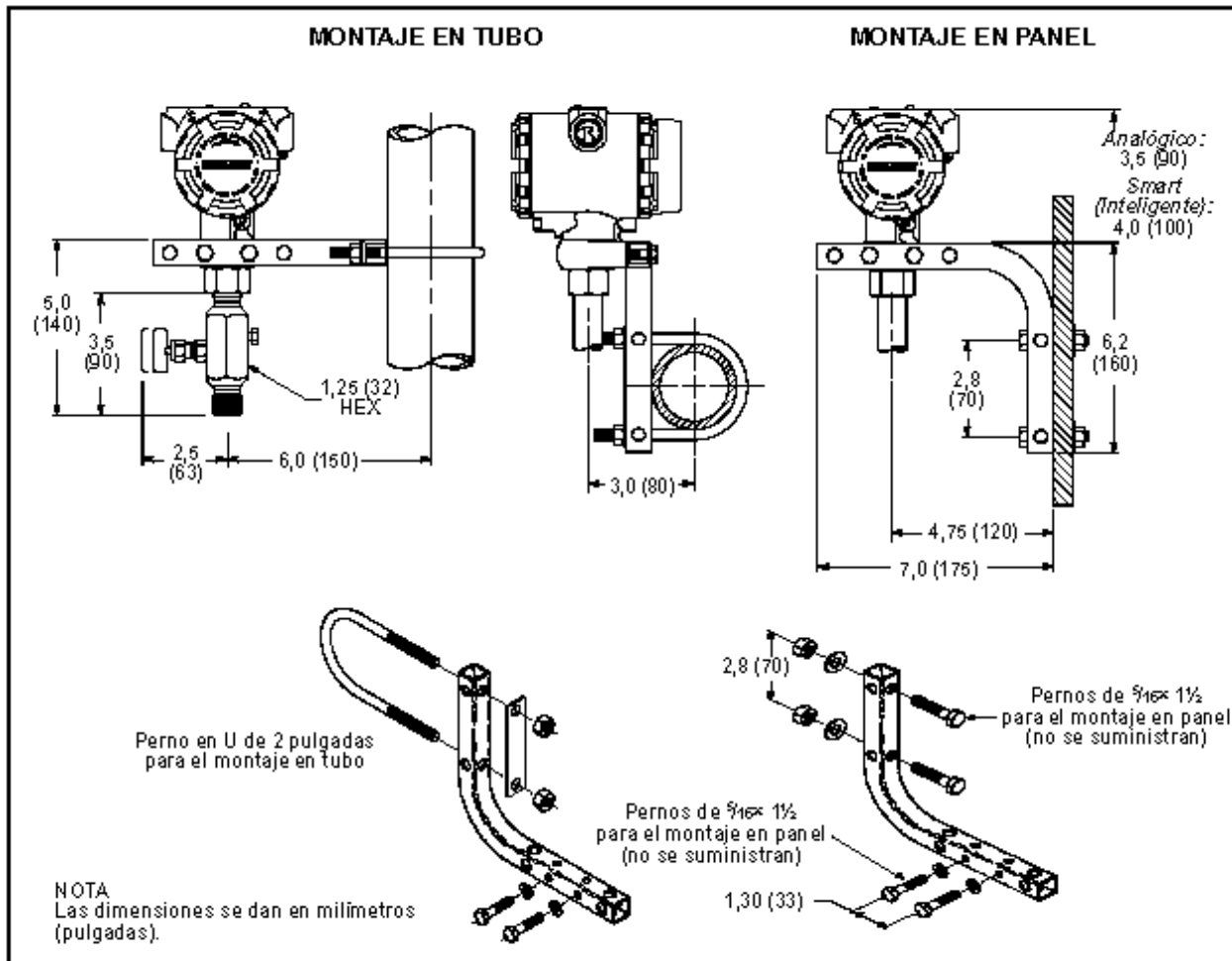


FIGURA 4. Configuraciones de montaje de transmisores con soporte optativo de montaje.

INFORMACION PARA PEDIDO DEL MODELO 2088

Modelo	Descripción del producto		
2088	Transmisor de presión		
Código	Tipo de transmisor		
A G	Absoluta Manométrica		
Código	Rango		
0 ⁽¹⁾ 1 2 3 4	1, 4, 1, 2, 2, 1 0-3 a 0-30 psi (0-20,68 a 0-206,84 kPa) 0-1 s a 0-180 psi (0-103,42 a 0-1.034,22 kPa) 0-80 a 0-800 psi (0-551,68 a 0-5.516,84 kPa) 0-400 a 0-4.000 psi (0-2.757,92 a 0-27.579,2 kPa)		
Código	Salida		
A M S	4-20 mA dc 1-5 V CC de bajo consumo (no está disponible con las aprobaciones II ni III) 4-20 mA CC/Protocolo digital HART		
MATERIALES DE CONSTRUCCION			
Código	Conexión al proceso	Diafragma de aislamiento	Llenado de aceite
22 ⁽²⁾ 33 ⁽²⁾ 2B ⁽²⁾ 3C ⁽²⁾	Acer inoxidable 316 Hastelloy C-276 Acer inoxidable 316 Hastelloy C-276	Acer inoxidable 316 Hastelloy C-276 Acer inoxidable 316 Hastelloy C-276	Silicona Silicona Inerte ⁽³⁾ Inerte ⁽³⁾
Código	Conexión al proceso		
A B C D	½-14 NPT hembra Macho DIN 16298 G ½ Hembra RC ½ (hembra PT ½) Macho M20 x 1,5 (macho G1/2)		
Código	Rosca del conducto		
1 2 3 4	½-14 NPT Hembra M20 x 1,5 (G1/2) PG 13,5 G ½ Hembra (PF ½ Hembra)		
Código	Conexión de sello de diafragma		
S1	Un sello de diafragma (elegir de la hoja de datos de producto 00813-0100-4016)		
Código	Opciones		
T1 ⁽⁴⁾ M5 M7 B4 H ⁽⁵⁾ N1 ⁽⁵⁾ E5 ⁽⁵⁾ C6 ⁽⁵⁾ K5 ⁽⁵⁾ E5 ⁽⁵⁾ I5 ⁽⁵⁾ K5 ⁽⁵⁾ E4 ⁽⁵⁾ E7 ⁽⁵⁾ I7 ⁽⁵⁾ N7 ⁽⁵⁾ P2 Q4 Q8	Opciones de accesorios Protección contra señales transitorios Medidor de pantalla de cristal fluido, ajustado a escala de 0-100% Medidor de pantalla de cristal fluido, configuración especial Soporte de montaje de acero inoxidable con pernos de acero inoxidable Opciones de certificaciones para zonas peligrosas Aprobación de seguridad intrínseca BASEEFA Certificación BASEEFA tipo N Aprobación antiexplosiones C-ESI (GENELEC) Aprobación de seguridad antiexplosiones, intrínseca y antiexplosiones GSA Aprobación de seguridad intrínseca y antiexplosiones C-SA/GENELEC Aprobación de seguridad antiexplosiones FM Aprobación de seguridad intrínseca y antiexplosiones FM Combinación de E5 e I5 Certificación de seguridad antiexplosiones JIS Aprobación antiexplosiones SAA Certificación de seguridad intrínseca SAA Certificación antiexplosiones SAA Opciones de configuración Limpieza para servicios especiales Certificado de calibración Trazabilidad del material por EN 10204 3.1B		
Número típico de modelo: 2088A 1 A 22 A 1			

(1) El rango 0 no está disponible con el código S de salida.

(2) Satisface las recomendaciones de material NACE.

(3) El fluido inerte de llenado no está disponible con los transmisores del rango 0.

(4) Disponible exclusivamente con las aprobaciones E5, I5, C6 y K5 de FM y GSA.

(5) Los certificados de lugares peligrosos están pendientes con respecto al modelo smart (inteligente) 2088.

(6) No está disponible con la opción de bajo consumo (código de opción M).

Termopozos para los termómetros de varilla y termómetros capilares



Medir
+
Monitorear
+
Analizar



- Material: acero inoxidable 1.4301
otros materiales bajo pedido
- Conexión: rosca o
niple para soldadura

Las oficinas de KOBOLD existen en los siguientes países:

ARGENTINA, AUSTRIA, BELGICA, CANADA, CHINA,
FRANCIA, ALEMANIA, INGLATERRA, PAISES BAJOS,
POLONIA, ITALIA, SUIZA, USA, VENEZUELA

KOBOLD Messring GmbH
Nordring 23-24
D-65719 Hofheim / TS.
☎ +49 (0) 6192 1239-0
☎ +49 (0) 6192 1239-98
E-mail: info.de@kobold.com
Internet: www.kobold.com

Modelo:
TSH

Termopozos para termómetros



Descripción

Termopozos son hechos de un material térmico conductivo que sirve para separar el termómetro del medio de medición. Un termopozo es recomendado especialmente para medir sustancias. Además un termopozo

protege al termómetro contra la medición de sustancias agresivas y permite al termómetro que sea fácilmente reemplazado. Otras fundas de protección bajo pedido.

Termopozo enroscado

	para termómetros con G 1/2 unión doble (sonda ...0B1..) Material: acero inoxidable 1.4 301, terminales soldados, P _{max.} : 25 bar							
	Modelo	Conexión Manga/termómetro d2 d1		Diámetro Manga d3/D termómetro		SW	Longitud(mm) Manga L	Longitud (mm) termómetro sonda L1
	TSH 2C32..	G 1/2	G 1/2	10.5/12.5	10	22	..10=100	120
	TSH 2C33..	G 3/4	G 1/2	10.5/12.5	10	27	..16=160	180
	TSH 2C34..	G 1	G 1/2	10.5/12.5	10	41	..25=250	270
	TSH 2F32..	G 1/2	G 1/2	13/15	12.5	22	..40=400	420
	TSH 2F33..	G 3/4	G 1/2	13/15	12.5	27	..xx=longitudes especiales	xx + 20

Termopozo enroscado

	para termómetros con G 1/2 rosca externa (sonda ..0C1.., ..041..) Material: acero inoxidable 1.4 301, terminales soldados, P _{max.} : 25 bar							
	Modelo	Conexión Manga/termómetro d2 d1		Diámetro Manga d3/D termómetro.		SW	Long. (mm) Manga L	Long. del (mm) termómetro L1 ..0C1 ..041
	TSH 3C32..	G 1/2	G 1/2	10.5/12.5	10	27	..10=100	100 100
	TSH 3C33..	G 3/4	G 1/2	10.5/12.5	10	32	..16=160	160 160
	TSH 3C34..	G 1	G 1/2	10.5/12.5	10	41	..25=250	250 250
	TSH 3F32..	G 1/2	G 1/2	13/15	12.5	27	..40=400	400 400
	TSH 3F33..	G 3/4	G 1/2	13/15	12.5	32	..xx=longitudes especiales	xx xx

Termopozo enroscado

	para termómetros con G 1/2 rosca interna (sonda ...0B1..) Material: acero inoxidable 1.4 301, terminales soldados P _{max.} : 25 bar							
	Número del modelo	Conexión Manga/termómetro d2 d1		Diámetro Manga d3/D termómetro.		SW	Long. (mm) Manga L	Long. del (mm) termómetro Sonda L1
	TSH 4C32..	18 mm	G 1/2	10.5/12.5	10	22	..10=100	120
	TSH 4C33..	23 mm	G 3/4	10.5/12.5	10	27	..16=160	180
	TSH 4C34..	28 mm	G 1	10.5/12.5	10	36	..25=250	270
	TSH 4F32..	18 mm	G 1/2	13/15	12.5	22	..40=400	420
	TSH 4F33..	23 mm	G 3/4	13/15	12.5	27	..xx=longitudes especiales	xx + 20

Termopozo enroscado

	para termómetros con G 1/2 rosca externa (sonda ..0C1.., ..041..) Material: acero inoxidable 1.4 301, terminales soldados, P _{max.} : 25 bar							
	Número del modelo	Conexión Manga/termómetro d2 d1		Diámetro Manga d3/D termómetro.		SW	Long. (mm) Manga L	Long. del (mm) termómetro. L1 ..0C1 ..041
	TSH 5C32..	18 mm	G 1/2	10.5/12.5	10	27	..10=100	100 100
	TSH 5C33..	23 mm	G 3/4	10.5/12.5	10	32	..16=160	160 160
	TSH 5C34..	28 mm	G 1	10.5/12.5	10	41	..25=250	250 250
	TSH 5F32..	18 mm	G 1/2	13/15	12.5	27	..40=400	400 400
	TSH 5F33..	23 mm	G 3/4	13/15	12.5	32	..xx=longitudes especiales	xx xx

Por favor especificar las longitudes especiales por escrito cuando se ordene.

Termómetros Bimetálicos

para Aplicaciones Industriales, Clase de precisión 1



Medir
+
Monitorear
+
Analizar



- Tiempo de respuesta rápida
- Gran selección de versiones estándar
- Versiones especiales a petición del cliente
- Tamaños nominales: 63, 80, 100 y 160 mm
- Temperaturas: -30 a +50°C a 0 a +500°C

Las oficinas de KOBOLD existen en los siguientes países:

ARGENTINA, AUSTRIA, BELGICA, CANADA, CHINA,
FRANCIA, ALEMANIA, INGLATERRA, PAISES BAJOS,
POLONIA, ITALIA, SUIZA, USA, VENEZUELA

KOBOLD Messing GmbH
Nordring 22-24
D-65719 Hofheim/Ts.
☎ (06192) 239-0
☎ (06192) 233 98
E-mail: info.de@kobold.com
Internet: www.kobold.com

Modelo:
TBI-L...
TBI-S...

Termómetro Bimetálico con Sonda de Inmersión y Termopozos



Aplicación y Descripción

Los termómetros bimetálicos se utilizan en el lugar para la medida directa de temperatura. Una amplia gama de versiones estándares permiten una variedad de aplicaciones. Además, versiones especiales se fabrican a la especificación del cliente. Áreas especiales de aplicación: plantas industriales pesadas, tuberías y recipientes, máquinas etc.

Los dispositivos son instalados en una termopozo con un tornillo de ajuste. Simplemente atornille en el termopozo, enchufe el termómetro y sujete con el tornillo de ajuste.



Método de Operación

El elemento de medida del termómetro bimetálico es una hélice bimetálica de respuesta rápida. Es fabricado a partir de dos tiras de metal soldadas en frío con diversos coeficientes térmicos de expansión, que se tuercen en función de la temperatura. El movimiento rotatorio se transfiere con baja fricción a la punta indicadora.

Características

- Sistema bimetálico de alta calidad y baja fricción particularmente estable. Clase de precisión 1.
- Corto tiempo de amortiguación de temperatura, con adaptación optimizada del tubo protector al bulbo especial de metal liviano.
- Efectos de vibración reducida con elemento bimetálico endurecido protegido contra exceso de temperatura.
- Extremadamente sólido y una cubierta torsionalmente fuerte.
- Perfecto y rápido sellado del punto de medición con una rosca de tubo protector especialmente áspera.

Detalles Técnicos

Presión permisible de operación

del termopozo: 6 bar con aleación de cobre
25 bar con ac. inox. 35 o ac.inox. 1.4571

Elemento de Medición: hélice bimetálica
Angulo del dial: aproximadamente 270°
Rango de aplicación: continuo: rango de medición
corto tiempo (< 1h): 1.1 rango de medición categoría 1 (según DIN 16203)

Precisión:
Indicación de arreglo: puntero de ajuste
Cuerpo: acero inoxidable 1.4301
Conexión: abajo o centrado o atrás
Tubo Protector: aleación de cobre, Ac 35, ac. inox 1.5471

Construcción de conexión: lisa, D=8 mm con collar para tubo protector

Ventana: vidrio de instrumentos
Cara del dial: aluminio de acabado mate con graduación fina, dial e inscripción negra

Indicador: aluminio negro, puntero de ajuste
Opcional: escala dual °C/ °F
escalamiento °F

Datos de pedido (Ejemplo: TBI-SRD 35 045 1 R)

Modelo	Tam. nominal	Conexión	Rango de medición	Long. (L1/L2)	con termopozo Material	Conexión
TBI-SRD..	63mm	centro, atrás	..35 ..= -30...+ 50 °C, división 0.5 °C	..045 ..= 45mm	..00.. = sin termopozo	..R= G 1/2 AG
			..26 ..= -20...+ 60 °C, división 0.5 °C	..063 ..= 63mm	acinox 1.4571	
TBI-SRE..	80mm		..06 ..= 0...+ 60 °C, división 0.5 °C	..100 ..=100mm	..1.. = aleación de cobre	
			..08 ..= 0...+ 80 °C, división 0.5 °C	..160 ..=160mm	..2.. = Ac 35	
TBI-SRF..	100mm	bajo	..10 ..= 0...+100 °C, división 1 °C	..200 ..=200mm	..3.. = ac. inox 1.4571	
			..12 ..= 0...+120 °C, división 1 °C			
			..16 ..= 0...+160 °C, división 1 °C			
			..20 ..= 0...+200 °C, división 2 °C			
TBI-SUF..	100mm		..25= 0...+250 °C, división 2 °C	..043 ..= 43mm	..00.. = sin termopozo	
			..080 ..= 80mm	acinox 1.4571		
			..140 ..=140mm	..2.. =Ac 35		
			..180 ..=180mm	..3.. =ac. inox 1.4571		

Especificar opciones por escrito

Aplicación y Descripción

Los termómetros bimetalicos se utilizan en el sitio para la medida directa de la temperatura. Una amplia gama de versiones estándares permite una variedad de aplicaciones. Además las versiones especiales se fabrican según especificación del cliente. El dispositivo es instalado directamente o atornillado en un termopozo según el DIN.

Método de Operación

El elemento de medida del termómetro bimetalico es una hélice bimetalica de respuesta rápida. Es fabricado a partir de dos tiras de metal soldadas en fijo con diversos coeficientes térmicos de expansión, que se tuercen en función de temperatura. El movimiento rotatorio se transfiere con baja fricción a la punta indicadora



Características

- Sistema bimetalico de alta calidad y baja fricción particularmente estable. Clase de precisión 1.
- Corto tiempo de amortiguación de temperatura, con adaptación optimizada del tubo protector al bulbo especial de metal liviano.
- Efectos de vibración reducida con elem. bimetálico endurecido protegido contra exceso de temperatura.
- Extremadamente sólido y cubierta fuerte.
- Perfecto y rápido sellado del punto de medición con rosca especialmente endurecida.

Detalles Técnicos:

- Presión de operación permisible del termopozo: max. 25 bar
 Elemento de medición: hélice metálica
 Ángulo de la esfera: aproximadamente 270 °
 Rango de aplicación: continuo: rango de medición corto tiempo (< 1h): 1.1 rango de medición categoría 1 (según DIN 16203)
 Precisión: puntero de ajuste
 Indicación de arreglo: acero inoxidable 1.4301
 Cuerpo: abajo o centrado y atrás
 Conexión: construcción de la conexión: 1/2 rosca macho
 Inmersión probe: D= 8 mm
 Ventana: vidriodeinstrumentos
 Cara de la esfera: aluminio de acabado mate con graduación fina, esfera e inscripción negra
 Indicador: aluminio negro, puntero de ajuste
 Opcional: escala doble °C/°F
 escalamiento °F
 puntero marcador de deslizamiento suave
 puntero máximo

Datos de pedido (Ejemplo: TBI-IRD35 045 3G)

Modelo	Tam. nominal	Conexión	Rango de Medición	Long. (L1/L2)	Bulbo Material	Conexión
TBI-IRD..	63 mm	centro y atrás	..35..=-30...+ 50°C, división 0.5°C	..045..= 45 mm	..3..= ac. inox 1.4571	..G=G 1/2 AG
TBI-IRE..	80 mm		..26..=-20...+ 60°C, división 0.5°C	..063..= 63 mm		
TBI-IRF..	100 mm		..08..= 0...+ 80°C, división 0.5°C	..100..=100mm		
			..10..= 0...+100°C, división 1°C	..160..=160mm		
TBI-IUF..	100 mm	abajo	..12..= 0...+120°C, división 1°C	..250..=250mm		
			..16..= 0...+160°C, división 1°C			
			..20..= 0...+200°C, división 2°C			
			..25..= 0...+250°C, división 2°C			
			..30..= 0...+300°C, división 2°C			
			..40..= 0...+400°C, división 2°C			
			..50..= 0...+500°C, división 2°C			

) con conexión posterior solamente

No se responsabiliza por los errores editados; sujeto a cambios sin previo aviso.

www.kobold.com

11

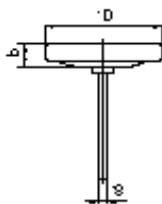
Termómetros Bimetálicos



Dimensiones

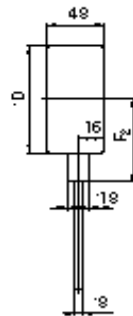
con sondas de inmersión y termopozos lisos

Modelo
TBI-SR...



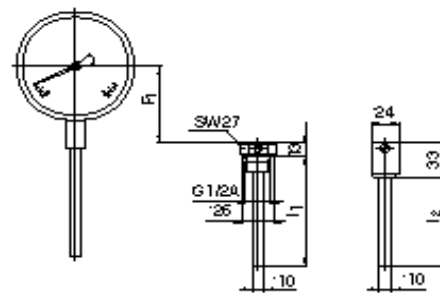
Dimensiones (mm)	
D (NG)	b
63	16
80	17
100	21
160	25

Modelo
TBI-SU...



Dimensiones (mm)		
D (NG)	F ₁	F ₂
100	70	78
160	100	108

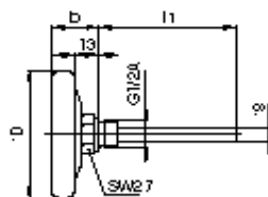
Termopozos
para enroscar en para soldar en



Ver dimensiones en datos de pedido

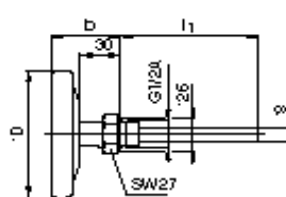
Para conexiones enroscadas para termopozos según DIN

Modelo
TBI-IR... (hasta 250 °C)



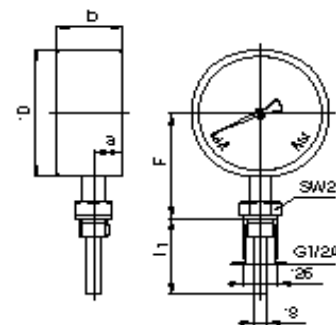
Dimensiones (mm)	
D (NG)	b
63	29
80	30
100	35
160	39

Modelo
TBI-IR... (desde 300 °C)



Dimensiones (mm)	
D (NG)	b
63	46
80	47
100	52
160	57

Modelo
TBI-IU...



Dimensiones (mm)			
D (NG)	a	b	F
100	17	44	83
160	19	46	113

Manómetros de presión tipo tubo de Bourdon con relleno de glicerina

Diámetro nominal 100
Conexión posterior excéntrica



FLUJO
PRESIÓN
NIVEL
TEMPERATURA

Medir
Monitorizar
Controlar



Características

- Alta confiabilidad y durabilidad
- Protección IP 65
- Clase de precisión 1.0
- Cuerpo de aluminio
- Mecanismo de aleación de cobre
- Indicador libre de vibración

Descripción

Los manómetros de presión con relleno de glicerina son usados en posiciones altas cargas dinámicas alternantes, fuertes vibraciones y pulsos. El relleno de glicerina

asegura fácil legibilidad, dando un movimiento de indicador estable, incluso sujeto a carga extrema y vibración pesada. El efecto lubricante de la glicerina también

mantiene el desgaste a un mínimo.


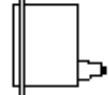

Rangos

-1...0 bar a 0...1000 bar

Aplicaciones

Sistemas hidráulicos; compresores; construcción de máquinas, centrales de energía, industrias del acero y hierro, plantas de tratamientos de aguas residuales, bombas.

Datos técnicos

Modelo	MAN	RF64...	RF64...V	RF64...K	Opciones
Tamaño nominal			100mm		
Símbolo					
Clase de precisión			1.0		
Rangos		-1...0 bar a 0...1000 bar			
Presión máx.		carga estática: hasta el rango máximo carga alternante: hasta 0.9 veces el rango máximo			
Protección contra sobrerango		coef. plazo: 1.15...1.3 veces el rango máximo			
Cuerpo		aluminio			1.4301
Aro		negro	negro	cromo plateado	1.4301
Instalación			brida frontal	aro frontal triangular	
Ventana		plexiglas			
Dial		aluminio, blanco			
Aguja		aluminio, negro			
Mecanismo		Cu Zn (latón)			
Elemento de medición		hasta 60 bar: aleación de Cu; sobre 100 bar: acero inoxidable			
Conexión		aleación de Cu			
- posición		posterior excéntrica			
- rosca		G 1/2 macho			
Relleno		glicerina			
Protección		IP 65			
Temperaturas					
- del medio		máx. 80°C			
- ambiente		máx. 60°C			

Diagramas de las dimensiones

