



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

“DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y  
MEDICIÓN DE GAS NATURAL PARA UNA CENTRAL  
DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO

P R E S E N T A :

JAVIER ALEJANDRO BERMÚDEZ HERNÁNDEZ



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

## DEDICATORIAS

*A mi padre, el profesor Ángel Bermúdez, por todas las enseñanzas que me inculcó y por dedicarme su vida para mi desarrollo como ser humano.*

*A mi madre Virginia Hernández por su tenacidad al dedicarme su vida dentro del hogar y por enseñarme cada día a superarme más.*

*A mi novia Maribel Padilla por estar siempre a mi lado impulsándome como la pareja completa que es.*

## AGRADECIMIENTOS

*Al Ing. Rodrigo De Bengoechea por su tiempo y dedicación a este trabajo y por compartir sus enseñanzas y como ingeniero y como ser humano.*

Este trabajo se deposita en la Dirección General de Bibliotecas de la  
UNAM para su difusión en formato electrónico e impreso el  
día 15 de junio de 2004.

Nombre del autor: Javier Bermúdez

Fecha: 15/06/04

Nombre del editor: Javier Bermúdez



## ÍNDICE

### ÍNDICE DE TABLAS.

### ÍNDICE DE GRÁFICAS, FIGURAS Y MAPAS.

<b>CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.</b>	1
<b>CAPITULO II. EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y EN EL MUNDO.</b>	3
2.1 EL GAS NATURAL.	3
2.2 EL GAS NATURAL EN MÉXICO 1945-1970.	3
2.3 PANORAMA INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL EN EL MUNDO 1991-1997.	5
2.4 CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ACTUAL EN MÉXICO.	9
2.5 PROYECCIONES DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y EN EL MUNDO.	11
<b>CAPITULO III. ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GAS NATURAL.</b>	13
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GAS NATURAL.	13
3.1.1 Clasificación general de las estaciones de gas natural.	13
3.1.2 Principales parámetros físicos para el diseño de una estación de gas natural.	13
3.2 CONFIGURACIONES DE TUBERÍA Y TIPOS DE VÁLVULAS.	14
3.2.1 Conceptos generales de tubería y cabezales.	14
3.2.2 Consideraciones geométricas de cabezales.	15
3.2.3 Pérdidas de presión por accesorios.	17
3.2.4 Tipos de válvulas.	19
3.3 SEPARADORES Y FILTROS.	21
3.3.1 Principales impurezas en el gas natural..	21
3.3.2 Filtros de cartuchos para partículas sólidas.	22
3.3.3 Separadores ciclónicos de partículas.	23
3.3.4 Filtros coalescentes.	25
3.4 REGULADORES DE PRESIÓN.	27
3.4.1 Reguladores de tipo acción directa.	29
3.4.2 Reguladores de tipo operados por piloto.	30
3.4.3 Reguladores de tipo monitor.	33
3.4.4 Válvulas de relevo de presión	33
3.4.5 Válvulas de corte por baja y alta presión.	34

3.5	MEDIDORES.	34
3.5.1	Medidores de tipo pistones rotativos.	35
3.5.2	Medidores de tipo turbina.	36
3.5.3	Medidores de tipo ultrasónico.	43
3.6	CROMATÓGRAFOS DE GASES.	51
3.7	ANALIZADORES DE H <sub>2</sub> S	54
3.8	ANALIZADORES DE HUMEDAD.	55
3.8.1	Analizador de agua electrolítico.	56
3.8.2	Conductividad higroscópica.	56
3.8.3	Analizador de óxido de aluminio	56
3.9	CALENTADORES.	57
3.9.1	Calentadores de tipo baño de agua de fuego indirecto.	58
3.9.2	Calentadores de tipo infrarrojo de combustión catalítica	58
<b>CAPITULO IV. MEMORIA DESCRIPTIVA FUNCIONAL Y MEMORIA DE CÁLCULO.</b>		<b>59</b>
4.1	CONDICIONES DE OPERACIÓN, ESPECIFICACIONES Y DATOS BÁSICOS DE DISEÑO.	59
4.1.1	Características del gasoducto para el suministro del gas natural.	59
4.1.2	Especificación y composición del gas natural.	59
4.1.3	Condiciones de diseño de la EAMR.	61
4.2	DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LA EAMR.	62
4.2.1	Entrada a la EAMR.	62
4.2.2	Separación de líquidos y sólidos de 10 µm y mayores.	64
4.2.3	Separación de líquidos y sólidos de 4 µm y mayores.	65
4.2.4	Filtración de líquidos de 0.3 µm y mayores y de sólidos de 3 µm y mayores.	66
4.2.5	Medición del gas natural.	67
4.2.6	Corrección de la medición.	68
4.2.7	Cromatografía y análisis.	69
4.2.8	Control de la temperatura.	70
4.2.9	Regulación de presión.	72
4.2.10	Salida de la EAMR.	75
4.2.11	Suministro de energía eléctrica a la EAMR.	75
4.2.12	Sistema de control de la EAMR, comunicación al sistema DCS de la Central y al sistema SCADA del proveedor del gas natural.	76
4.3	MEMORIAS DE CÁLCULO DE LA EAMR.	77
4.3.1	Memoria de cálculo del diámetro de la tubería y de la velocidad del gas.	77

## ÍNDICE.

---

4.3.2	Memoria de cálculo del espesor de tuberías.	85
4.3.3	Memoria de cálculo de la caída de presión de la EAMR.	87
4.3.4	Cálculo del nivel de ruido en tuberías.	92
4.3.5	Memoria de cálculo del filtro separador FS-01.	94
4.3.6	Memoria de cálculo de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C.	97
4.3.7	Memoria de cálculo de los filtros coalescentes FC-01A/B/C.	98
4.3.8	Selección de los medidores de tipo ultrasónico FE-0341A/B/C y del medidor de tipo pistones rotativos FE-0342.	100
4.3.9	Selección de los reguladores de presión PCV-0345A/B/C, PCV-0347A/B/C y PCV-0349.	102
4.3.10	Memoria de cálculo de las válvulas de seguridad PSV-0325, PSV-0342A/B/C y PSV- 0350A/B/C.	107
<b>CAPITULO V. CONCLUSIONES.</b>		111
<b>BIBLIOGRAFÍA.</b>		114
<b>ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341.</b>		119
<b>ANEXO B. LISTA DE SEÑALES DEL PLC.</b>		129
<b>ANEXO C. PLANOS DE LA EAMR.</b>		133
	DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTACIÓN.	134
	DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO.	135
	ARREGLO MECÁNICO GENERAL.	136
	ARREGLO DE EQUIPOS EN EL CUARTO DE CONTROL.	137
	DIAGRAMA ELÉCTRICO UNIFILAR.	138
<b>ANEXO D. GRAFICA DE FLUJO DE AIRE DEL FILTRO SEPARADOR FS-01 Y DE LOS SEPARADORES CICLÓNICOS SC-01A/B/C.</b>		139
<b>ANEXO E. DIMENSIONES Y PESOS DEL FILTRO SEPARADOR FS-01 Y DE LOS SEPARADORES CICLÓNICOS SC-01A/B/C.</b>		141

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 1938-1970.	5
TABLA 2. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS SECO 1991-1997.	6
TABLA 3. CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL 1991-1997.	7
TABLA 4. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA.	9
TABLA 5. CONVERSIÓN DE PLANTAS A GAS NATURAL 1997-2001.	11
TABLA 6. FACTORES "K" PARA ACCESORIOS SOLDABLES.	19
TABLA 7. PRINCIPALES CONTAMINANTES DEL GAS NATURAL.	21
TABLA 8. TAMAÑOS DE PARTÍCULAS ACARREADAS EN EL GAS NATURAL.	22
TABLA 9. CAPACIDADES TÍPICAS DE LOS FILTROS DE CARTUCHOS DE TELA.	22
TABLA 10. VELOCIDAD DEL SONIDO A TRAVÉS DE DISTINTOS TIPOS DE GASES BAJO DIFERENTES CONDICIONES.	44
TABLA 11. ERROR EN LA VELOCIDAD COMO UNA FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA PARA UNA INCERTIDUMBRE DE 10 ns EN LA MEDICIÓN DEL TIEMPO.	48
TABLA 12. COMPOSICIÓN QUÍMICA PROMEDIO DEL GAS NATURAL.	59
TABLA 13. PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS NATURAL.	60
TABLA 14. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL GAS NATURAL ESTABLECIDAS POR LA C.R.E. EL 27 DE ENERO DE 1998.	61
TABLA 15. CONDICIONES DE FLUJO, PRESIÓN Y TEMPERATURA PARA EL DISEÑO DE LA EAMR.	61
TABLA 16. CONDICIONES DEL SITIO DE UBICACIÓN DE LA EAMR.	62
TABLA 17. VARIABLES MANEJADAS POR LOS REGISTRADORES GRÁFICOS.	68
TABLA 18. LISTA DE CARGAS ELÉCTRICAS DE LA EAMR.	76
TABLA 19. COMPOSICIONES QUÍMICAS Y PROPIEDADES DE DISTINTOS TIPOS DE GAS NATURAL.	79

## ÍNDICE.

---

TABLA 20.	FACTORES DE COMPRESIBILIDAD “Z” PARA DISTINTOS TIPOS DE GAS NATURAL.	79
TABLA 21.	FACTORES DE COMPRESIBILIDAD “Z” PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA EAMR.	80
TABLA 22.	CALORES ESPECÍFICOS A PRESIÓN CONSTANTE “ $C_p$ ” PARA DISTINTOS TIPOS DE GAS NATURAL.	81
TABLA 23.	CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE ENTRADA A LOS CALENTADORES PC-01A/B/C.	82
TABLA 24.	DIÁMETROS Y VELOCIDADES DE LA EAMR.	84
TABLA 25.	CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DE LA TUBERÍA ASTM-A-106 GR.B.	85
TABLA 26.	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LA TUBERÍA ASTM-A-106 GR.B.	85
TABLA 27.	ESPEORES DE TUBERÍA DE LA EAMR.	87
TABLA 28.	FACTORES DE FRICCIÓN “ $f_f$ ” PARA TUBERÍA COMERCIAL DE ACERO CON FLUJO EN ZONA TURBULENTA.	88
TABLA 29.	FACTORES “K” PARA LOS DISTINTOS COMPONENTES DE LA EAMR.	89
TABLA 30.	CAÍDAS DE PRESIÓN DE LOS EQUIPOS COMPONENTES DE LA EAMR.	89
TABLA 31.	CAÍDA DE PRESIÓN EN DISTINTOS PUNTOS DE LA EAMR.	91
TABLA 32.	NIVEL DE RUIDO “ $L_A$ ” PARA LOS DISTINTOS DIÁMETROS DE TUBERÍA DE LA EAMR.	94
TABLA 33.	FACTORES DE CORRECCIÓN POR GRAVEDAD ESPECÍFICA PARA EL FILTRO SEPARADOR FS-01.	95
TABLA 34.	FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA EL FILTRO SEPARADOR FS-01.	96
TABLA 35.	RELACIÓN ENTRE EL DIÁMETRO DE CONEXIÓN, EL NÚMERO DE CARTUCHOS FILTRANTES, EL GRADO DE FILTRACIÓN Y EL FLUJO MÁXIMO DE OPERACIÓN PARA LA SELECCIÓN DE LOS FILTROS COALESCENTES.	98
TABLA 36.	ESPECIFICACIONES DEL MEDIO FILTRANTE DE LOS FILTROS COALESCENTES.	98
TABLA 37.	CAPACIDADES Y TAMAÑOS DE LOS MEDIDORES DE TIPO ULTRASÓNICO.	100

## ÍNDICE.

---

TABLA 38.	CAPACIDADES Y TAMAÑOS DE LOS MEDIDORES DE TIPO PISTONES ROTATIVOS.	101
TABLA 39.	RELACIÓN ENTRE EL DIÁMETRO NOMINAL DE CONEXIÓN Y EL VALOR DEL COEFICIENTE “ $C_g$ ” Y “ $KG$ ”.	102
TABLA 40.	VALORES DE “ $KG$ ” PARA LOS DISTINTOS VALORES DE “ $P_e$ ” Y “ $P_a$ ”.	104
TABLA 41.	DESIGNACIÓN ESTÁNDAR DE ORIFICIOS PARA VÁLVULAS DE SEGURIDAD.	107
TABLA 42.	MODELOS DE LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE ACUERDO A SU APLICACIÓN, PRESIÓN DE AJUSTE Y TEMPERATURA DE RELEVO.	109
TABLA 43.	MODELOS DE LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE ACUERDO A SU COEFICIENTE “ $K$ ” Y A SU DESIGNACIÓN DE ÁREA DE ORIFICIO.	109
TABLA 44.	LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341	120
TABLA 45.	LISTA DE SEÑALES DEL PLC	130
TABLA 46.	DIMENSIONES Y PESOS DEL FILTRO SEPARADOR FS-01	141
TABLA 47.	DIMENSIONES Y PESOS DE LOS SEPARADORES CICLÓNICOS SC-01A/B/C	142

**ÍNDICE DE GRÁFICAS, FIGURAS Y MAPAS.**

GRÁFICA 1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, 1930-1980.	4
GRÁFICA 2. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN MÉXICO 1989-2005 (MBD).	12
GRÁFICA 3. RELACIÓN ENTRE LA CAÍDA DE PRESIÓN Y LA ESPERANZA DE VIDA DE UN CARTUCHO COALESCENTE.	27
GRÁFICA 4. COMPORTAMIENTO REAL DE UN REGULADOR.	30
GRÁFICA 5. COMPARACIÓN ENTRE UN REGULADOR DE TIPO ACCIÓN DIRECTA Y UN REGULADOR DE TIPO OPERADO POR PILOTO.	33
GRÁFICA 6. CURVA DE EXACTITUD TÍPICA DEL MEDIDOR DE TIPO PISTONES ROTATIVOS.	36
GRÁFICA 7. CURVA DE DESEMPEÑO DE UN MEDIDOR DE TIPO TURBINA GRAFICADA CONTRA LA RAZÓN DE FLUJO “ACTUAL” A PRESIÓN ATMOSFÉRICA DE AIRE.	41
GRÁFICA 8. GRÁFICA DE DESEMPEÑO DE UN MEDIDOR DE TIPO ULTRASÓNICO.	49
GRÁFICA 9. DIAGRAMA DE NIVEL DE RUIDO “ $L_A$ ” DE ACUERDO A LA VELOCIDAD, LA PRESIÓN DE OPERACIÓN DEL GAS Y EL DIÁMETRO NOMINAL DE TUBERÍA.	93
GRÁFICA 10. EMISIONES DE RUIDO POR FLUJO DE GAS NATURAL EN SISTEMAS DE REGULACIÓN DE PRESIÓN.	106
GRÁFICA 11. GRÁFICA DE FLUJO DE AIRE DEL FILTRO SEPARADOR FS-01 Y DE LOS SEPARADORES CICLÓNICOS SC-01A/B/C.	140
FIGURA 1. CABEZAL TIPO MODULAR.	15
FIGURA 2. CABEZAL TIPO “CAJA”.	16
FIGURA 3. SEPARADOR CICLÓNICO HORIZONTAL DE DOS FASES.	23
FIGURA 4. SEPARADOR CICLÓNICO VERTICAL DE DOS FASES.	24
FIGURA 5. BALANCE DE FUERZAS DE UN REGULADOR TIPO ACCIÓN DIRECTA.	29
FIGURA 6. ESQUEMA GENERAL DE UN REGULADOR OPERADO POR PILOTO.	32
FIGURA 7. ROTACIÓN DE LOS IMPULSORES Y FLUJO A TRAVÉS DE UN MEDIDOR TIPO PISTONES ROTATIVOS.	35
FIGURA 8. CORTE LONGITUDINAL DE UN MEDIDOR DE TIPO TURBINA.	37

**ÍNDICE.**

---

FIGURA 9. INSTALACIÓN RECOMENDADA EN LÍNEA PARA UN MEDIDOR DE TIPO TURBINA (DISTANCIAS MÍNIMAS).	38
FIGURA 10. INSTALACIÓN EN LÍNEA CON LÍMITE DE ESPACIO PARA UN MEDIDOR DE TIPO TURBINA (DISTANCIAS MÍNIMAS).	39
FIGURA 11. GEOMETRÍA SIMPLE DE UN MEDIDOR DE TIPO ULTRASÓNICO.	45
FIGURA 12. DIAGRAMA FUNCIONAL DE UN SISTEMA CROMATOGRÁFICO	52
FIGURA 13. PRESIONES DE CALIBRACIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE LA EAMR.	74
MAPA 1. DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL 1997.	8
MAPA 2. RED DE DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL SECO.	10



## CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la industria del gas está ligado con el crecimiento de la economía de un país. Para que el país pueda crecer a ritmos sostenidos es necesario contar con energéticos suficientes a precios competitivos. El gas natural, que ha sufrido un incremento en el consumo por parte de las industrias, las plantas de generación y a nivel residencial y comercial, presenta retos y oportunidades para México; por lo que, el Estado junto con las Organizaciones, Comisiones, Secretarías y otros Organismos tienen la necesidad de promover, otorgar y aprobar permisos y reformas para aprovechar las grandes reservas con que cuenta el país y ponerlas a la disposición de los consumidores.

Para cumplir con los requerimientos de inversión del sector energético que demanda el crecimiento demográfico e industrial se requiere de la presencia de capital nacional y privado. El avance y consolidación del gas natural contempla un pronóstico de crecimiento sostenido en la demanda a ritmos superiores al económico. En el marco de la nueva regulación se han hecho avances importantes en el transporte, almacenamiento y distribución de gas mediante la participación de empresas privadas.

Las reservas probadas de gas natural son abundantes y han crecido considerablemente en las últimas décadas, a pesar de haberse más que doblado el consumo de este combustible desde 1990. Continuamente se efectúan nuevos hallazgos de gas natural por las mejoras en las técnicas de producción. Las reservas totales probadas en el mundo cubrirían la demanda de más de 60 años a los niveles actuales de consumo, lo que asegura que el gas natural puede actuar como una energía puente hacia otro sistema energético en un futuro lejano.

Una oportunidad de negocio para la industria del gas natural se encuentra en el sector eléctrico. Las plantas de generación de ciclo combinado que utilizan gas natural han evolucionado la industria eléctrica en el mundo, ya que tienen bajos costos de inversión y su construcción es relativamente rápida. Además, tienen una alta eficiencia térmica en operación y son muy limpias desde el punto de vista ambiental.

Nos encontramos ante una transformación mundial en el uso del gas natural. Proyectos en los que antes era imposible pensar, hoy son realizables gracias a los avances tecnológicos que incorporan el uso de este combustible. Esta transformación genera ventajas para los consumidores y, en el caso de México, abre espacios a las empresas. Existen amplias oportunidades de inversión en un país con grandes reservas de gas natural e importantes polos de desarrollo que prácticamente no conocen este combustible.

En la mayor parte de los casos, el objetivo de reducir la emisión de contaminantes de los diferentes usos energéticos y procesos va de la mano con el ahorro de energía. La promoción del uso racional de la energía y la reducción de la contaminación son considerados de máxima prioridad por las compañías de gas natural. Los ahorros de energía que se obtienen por la aplicación de las técnicas que utilizan preferentemente el gas natural dan lugar a un menor consumo y por consiguiente menor contaminación.

La tecnología de la combustión del gas natural ofrece numerosas ventajas medioambientales en todas sus aplicaciones. Algunas de estas ventajas son: el gas natural tiene una combustión muy limpia; es decir, no emite cenizas ni partículas sólidas a la atmósfera; genera una reducida emisión de óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e hidrocarburos reactivos y virtualmente no genera dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ); dichas características le dan una mayor ventaja respecto de otros combustibles fósiles como el carbón y el combustóleo. El gas natural es seguro de transportar, es más ligero que el aire, no es corrosivo, no hay necesidad de descargarlo, el combustible se encuentra permanentemente disponible, brinda un ahorro del 30% a comparación del gas G.L.P. (comparando costo por la misma energía) y se requiere un 5 % en el aire para tener una mezcla explosiva; mientras que el gas G.L.P. requiere de un 2%.

Como ventajas económicas encontramos que el gas natural tiene un precio muy competitivo comparado con el de otros combustibles, reduce costos de mantenimiento de equipos de combustión, incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía y es abundante. Estas ventajas han propiciado que sea utilizado como combustible en distintos sectores tales como: el residencial, el comercial, el distrital, el industrial y para suministro a ciudades y plantas de generación eléctrica. Para proporcionar este servicio se requieren de instalaciones que acondicionen, midan y controlen dicho combustible.

El propósito de este trabajo es presentar las bases principales de diseño así como la ingeniería básica de una Estación de Acondicionamiento, Medición y Regulación (EAMR) para suministro de gas combustible a una central de generación eléctrica y que dicha ingeniería cumpla con los requerimientos de las Normas Oficiales Mexicanas haciendo referencia a los aspectos técnicos, a las normas internacionales, a las especificaciones y consideraciones del cliente final y a los requerimientos por parte de un Organismo Certificador (Unidad Verificadora). Además de lo anterior, el presente trabajo pretende dar una perspectiva del desarrollo, del potencial energético y de las ventajas del gas natural en México.

## CAPITULO II. EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y EN EL MUNDO.

### 2.1 EL GAS NATURAL.

El gas natural es una mezcla de formación natural compuesta de gases hidrocarburos y no hidrocarburos, la cual está localizada en formaciones porosas debajo de la superficie de la Tierra, a menudo en asociación con el petróleo crudo. El principal componente del gas natural es el metano ( $\text{CH}_4$ ), los menores constituyentes son hidrocarburos ligeros como: etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ), hexano ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ) y no hidrocarburos como: nitrógeno ( $\text{N}_2$ ), bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), helio (He), oxígeno ( $\text{O}_2$ ) y argón (Ar).

El calor específico del gas natural se encuentra entre 33,530 kJ/m<sup>3</sup> y 44,715 kJ/m<sup>3</sup>, la masa molecular puede variar entre 16.58 y 18.59 kg/kgmol. El gas natural comercial que se suministra como combustible generalmente contiene entre 80% y 95% de metano y pequeñas cantidades de etano y propano.

### 2.2 EL GAS NATURAL EN MÉXICO 1945-1970.

En 1945, el descubrimiento del yacimiento Misión en el norte del país da inicio de cierta manera a la historia del gas natural en México. Las actividades ligadas al aprovechamiento de este hidrocarburo son iniciadas en años posteriores, al realizarse las obras de reinyección al yacimiento Poza Rica y particularmente con las construcciones de los gasoductos entre la planta de absorción allí ubicada y el Distrito Federal y desde Reynosa hasta Monterrey, al desarrollarse los campos productores de gas al noroeste de Tamaulipas. Desde aquel entonces, las dificultades que afrontó Petróleos Mexicanos (PEMEX) para desarrollar las actividades ligadas al aprovechamiento del gas son las que normalmente se encuentran en este tipo de industria incipiente, a saber: la construcción de sistemas de transportes y el establecimiento de mercados. En este sentido, los problemas a los cuales tiene que enfrentarse la empresa son más de índole económica y de inversión que de orden técnico para descubrir y producir gas natural. Este tipo de problemas se debieron, en buena parte, a que la producción de gas natural adquiere en México una importancia relativamente tardía como fuente de suministro energético, tomando en cuenta el auge temprano de la explotación petrolera.

A finales de los años cuarenta no se comercializaba el gas natural, las líneas para la conducción eran de longitud menor a 100 km y de diámetro reducido, menos de 304 mm (12 pulg.), las cuales sólo se utilizaban para abastecer de combustible las instalaciones de PEMEX. Sin embargo, existían gasoductos de propiedad privada cuya extensión era cercana a 300 km y unían la frontera de Estados Unidos de América (E.U.A) con Monterrey.

La situación anteriormente descrita comenzó a cambiar en forma significativa a partir de los años cincuenta y particularmente durante los sesenta, como puede apreciarse en la gráfica 1.

La producción de gas natural entre los años 1952 y 1964 pasó de 302,046 a 1'563,326 m<sup>3</sup>/h (256 a 1325 MMPCD<sup>1</sup>) en correspondencia con el significativo aumento que había conocido la producción de crudo como se muestra en la tabla 1. Igual fenómeno experimentaron las reservas. A fines de 1952, las reservas totales de hidrocarburos alcanzaban la cifra de 2,241 MMB<sup>2</sup> correspondiendo alrededor de 40 % al gas natural. Las ventas internas pasan de 54,274 m<sup>3</sup>/h (46 MMPCD) en 1952, a 580,495 m<sup>3</sup>/h (492 MMPCD) en 1964.

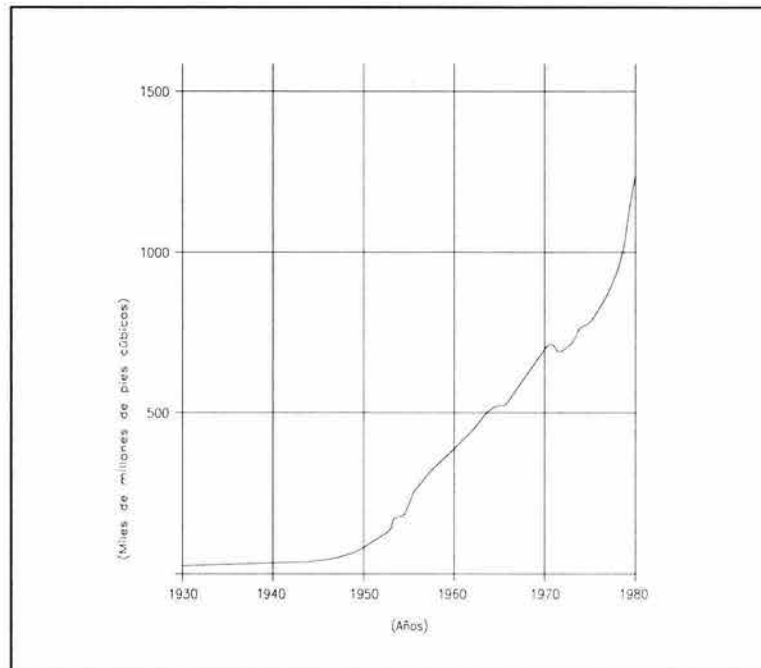
---

<sup>1</sup> MMPCD: millones de pies cúbicos por día.

<sup>2</sup> MMB: millones de barriles.

La red de gasoductos aumentó en forma considerable no sólo en términos de kilómetros, sino también en cuanto al diámetro de las tuberías. A fines de los sesenta, se contaba con más de 4,000 km de líneas de conducción, proviniendo el fluido en más de 70% de los campos asociados al crudo y con tuberías que alcanzaron hasta 610 mm (24 pulg.) de diámetro.

**Gráfica 1. Evolución de la producción de gas natural, 1930-1980.**



Fuente: Miguel H. Márquez D. *El Gas Natural en México 1945-1970*. La Historia del Gas Natural 1970-1985. Ciudad de México, E.U.M., 1989.

El aumento en el consumo del gas natural, los descubrimientos de nuevos yacimientos y la utilización restringida de los líquidos, así como de las fuentes suplementarias de aprovisionamiento de hidrocarburos en esos tiempos, justificaron ampliamente las inversiones realizadas con el fin de aprovechar el gas natural; lo que permitió, en forma paulatina, la conformación de una verdadera industria gasera.

En 1970, el metro cúbico utilizado tanto por el sector industrial como por el sector residencial, tenía un precio uniforme de 0.12 pesos; dicho precio no sólo hacía incosteable las grandes inversiones necesarias para el aprovechamiento y transporte del gas natural, sino estimulaba su consumo. Esto se veía reforzado por los precios fijados a su sustituto directo, el combustóleo, los cuales eran de 117.05 y 135.90 pesos por metro cúbico (pesado y ligero respectivamente). Tal aberración, en lo que a los precios relativos se refiere, haría que el precio del gas por unidad calorífica fuese casi igual al del combustóleo (\$ 0.14 / 10,000 kcal), lo que estimulaba la demanda de gas natural.

**Tabla 1. Producción de petróleo crudo y gas natural, 1938-1970.**

Año	Gas natural		
	Crudo ( $1 \times 10^3$ [m <sup>3</sup> ])	( $1 \times 10^6$ [m <sup>3</sup> ]) [MMPCD]	
1938	6,118	682	66
1940	7,002	926	89
1946	7,828	738	71
1952	12,286	2,649	256
1958	14,870	7,438	720
1964	18,375	13,734	1,325
1965	18,735	13,965	1,351
1966	19,261	14,984	1,450
1967	21,152	16,221	1,569
1968	22,633	16,335	1,576
1969	23,825	17,247	1,668
1970	24,894	18,832	1,822

Fuente: Miguel H. Márquez D. *El Gas Natural en México 1945-1970*. La Historia del Gas Natural 1970-1985. Ciudad de México, E.U.M., 1989.

### 2.3 PANORAMA INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL EN EL MUNDO 1991-1997.

La producción mundial de gas natural seco registró un crecimiento promedio anual de 1.6% entre 1991 y 1997. El principal productor ha sido la extinta Unión Soviética, mientras que el segundo productor más importante fue E.U.A. Entre los principales productores también se encuentra Canadá, con una tasa media de crecimiento de 6.8%. México se ubica en el duodécimo lugar, con una producción de 90.7 mmm<sup>3</sup>d.<sup>3</sup> Malasia y el Reino Unido, a pesar de no ubicarse entre los más grandes productores registraron, entre 1991 y 1997, tasas de crecimiento de 11.6% y 9.4%, respectivamente.

La tabla 2 nos muestra los dieciséis primeros productores de gas natural entre los años de 1991 y 1997.

<sup>3</sup> mmm<sup>3</sup>d: millones de metros cúbicos por día.

**Tabla 2. Producción mundial de gas seco 1991-1997.<sup>4</sup>**

País	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Ex Unión Soviética	2,072.1	1,990.7	1,945.8	1,838.6	1,807.7	1,827.9	1,707.9
Estados Unidos	1,398.4	1,405.7	1,425.8	1,484.4	1,465.5	1,476.5	1,494.0
Canadá	288.8	317.2	343.8	372.3	406.0	419.7	429.6
Reino Unido	138.9	141.0	166.8	178.1	195.1	231.4	238.3
Indonesia	141.1	148.4	154.0	172.3	174.3	183.3	184.9
Argelia	145.5	150.3	150.7	138.6	157.0	161.7	184.9
Noruega	74.8	80.3	79.2	84.4	85.5	112.0	127.9
Arabia Saudita	87.7	92.6	98.4	103.3	140.1	112.8	120.3
Irán	70.7	68.3	74.2	87.1	96.2	109.8	117.8
Malasia	55.9	62.3	68.2	71.5	79.2	100.3	107.9
Emiratos Árabes	65.2	60.7	62.7	70.7	85.7	99.2	106.6
México	76.4	76.0	76.2	78.6	77.0	85.2	90.7
Argentina	54.5	54.9	59.2	61.1	68.8	79.0	86.8
Venezuela	60.0	59.0	63.8	67.7	81.6	81.1	84.6
Australia	59.5	64.2	67.1	77.0	81.6	83.6	82.2
Rumania	62.5	55.5	52.6	47.7	46.0	44.0	38.3
Subtotal	4,852.0	4,827.4	4,888.5	4,933.4	5,011.3	5,207.5	5,206.8
Resto del mundo	686.8	729.2	770.7	789.6	824.3	880.4	883.4
Total del mundial	5,538.8	5,556.6	5,659.2	5,723.0	5,835.6	6,087.9	6,090.2

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*. Secretaría de Energía. Ciudad de México, E.U.M., 1998.

El consumo mundial de gas natural ha registrado en los últimos siete años una tasa de crecimiento promedio de 1.6% anual, a excepción de los países integrantes de la extinta Unión Soviética, que han presentado conjuntamente una tasa de crecimiento negativa de - 4.9% en su nivel de consumo. Durante el periodo de 1991-1997, se observaron incrementos anuales, como 11.2% en Irán, en Indonesia y en Reino Unido, de 7.1%. La extinta Unión Soviética, quien en 1991 se ubicaba como el mayor consumidor mundial, actualmente ha sido superada por E.U.A., y ha visto disminuida su participación 22.4%. En 1997, E.U.A. registró un consumo de 1,732.9 mmm<sup>3</sup>d, lo cual representa 28.8% de la participación de consumo a nivel mundial. En el caso europeo, uno de los sectores que más rápido ha crecido en el consumo de gas es el de generación eléctrica. Con el desarrollo de la tecnología de ciclo combinado, se ha obtenido una mayor eficiencia y una disminución de emisiones contaminantes. La demanda de gas en los países de la Unión Europea se encuentra sensiblemente concentrada en un pequeño número de países. En 1980, el Reino Unido, Holanda, Italia, Alemania, Francia y Bélgica representaron el 99.4% del total de la demanda de gas. En 1993, esta participación disminuyó a 91%.

En la tabla 3 que se muestra a continuación se pueden observar los primeros dieciséis países consumidores de gas natural durante el periodo 1991-1997.

<sup>4</sup> Producción en mmm<sup>3</sup>d.



**Tabla 3. Consumo mundial de gas natural 1991-1997.**<sup>5</sup>

País	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Estados Unidos	1,504.1	1,540.2	1,597.8	1,633.1	1,700.3	1,725.9	1,732.9
Ex Unión Soviética	1,823.8	1,716.4	1,626.6	1,502.2	1,431.2	1,437.7	1,349.9
Reino Unido	155.6	154.9	176.7	183.6	199.2	232.0	235.1
Alemania	172.3	172.1	181.9	186.0	203.8	228.4	216.4
Canadá	172.6	182.5	187.4	194.0	194.2	203.0	205.2
Japón	149.9	153.0	154.2	165.2	167.7	180.6	178.3
Italia	126.3	125.1	128.8	124.1	136.7	140.7	147.7
Arabia Saudita	87.7	92.6	98.4	103.3	140.9	112.8	120.3
Irán	62.2	68.3	72.9	87.1	95.9	109.6	117.5
Holanda	104.4	100.3	103.8	101.1	103.6	113.9	107.1
Francia	83.8	85.8	88.5	54.7	90.1	98.6	95.1
Argentina	60.5	60.9	64.7	66.6	74.0	84.7	90.1
México	75.9	75.7	77.3	80.5	81.4	85.2	88.9
Indonesia	59.5	61.7	65.5	74.8	83.8	85.8	89.9
Venezuela	60.0	59.0	63.8	67.7	82.2	81.1	84.6
Emiratos Árabes	55.9	51.4	53.7	59.4	67.9	79.2	82.2
Subtotal	4,754.5	4,700.2	4,742.0	4,713.4	4,816.9	4,999.2	4,942.2
Resto del mundo	726.8	773.2	824.1	868.2	924.1	1,012.0	1,076.2
Total del mundial	5,481.3	5,473.4	5,566.1	5,581.6	5,741.0	6,011.2	6,018.4

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*. Secretaría de Energía. Ciudad de México, E.U.M., 1998.

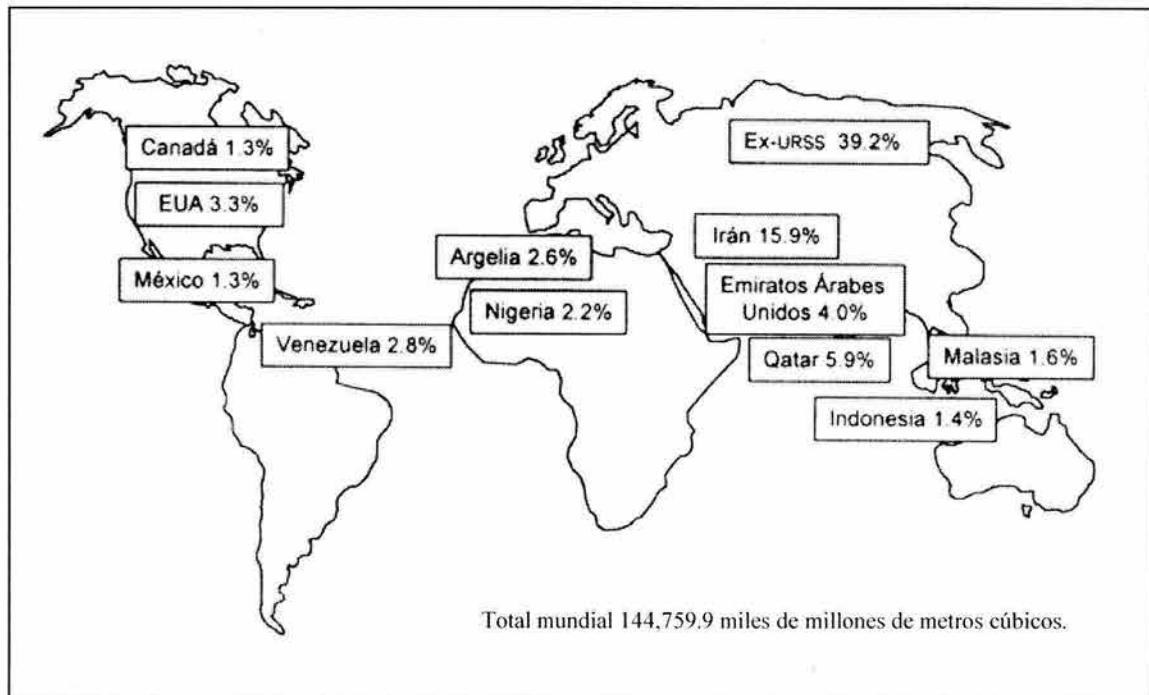
A diferencia del petróleo, no existe un mercado mundial que determine el precio del gas natural. La principal razón de ello es que los mercados están regionalizados, debido a las distancias geográficas y a los altos costos de transporte. Esta regionalización responde al proceso de globalización de la economía mundial que busca la competitividad. Por ello, la prioridad para muchos países en la actualidad es formar mercados regionales. Los precios del gas natural se caracterizan por registrar un comportamiento estacional, traducido en precios altos en invierno y bajos en verano. Esta estacionalidad en el ámbito mundial ha marcado una tendencia a utilizar mercados financieros que permitan, mediante contratos de cobertura, reducir los riesgos derivados de las fluctuaciones. Otro factor importante que determina el precio del gas natural son los combustibles alternos, como el carbón y el combustóleo. En algunos casos, el carbón constituye un piso, y el combustóleo un techo, pues éste último puede frenar la tendencia alcista del precio del gas natural debido a la sustitución entre estos dos combustibles a corto plazo. En E.U.A., los precios a boca de pozo mostraron entre 1987 y 1997, un incremento relativamente modesto, ya que registraron un crecimiento promedio anual de 2.9%, y alcanzaron en 1997 un precio de 0.08 dólar por metro cúbico. Por su parte, los precios de importación han tenido un crecimiento promedio anual de 1.3%.

Las reservas mundiales de gas natural no están distribuidas uniformemente respecto a las regiones consumidoras. Los países europeos de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) son importadores netos de gas y en el futuro tendrán que incrementar sus importaciones. Gran parte del volumen total de gas vendido cada año es producido internamente y sólo 16% es internacionalmente comerciable. De esto último, tres cuartas partes son transportadas por ductos y el resto como gas natural licuado.

<sup>5</sup> Consumo en mmm<sup>3</sup>d.

Las reservas mundiales de gas natural registraron un crecimiento promedio anual de 2.6%, y alcanzaron 144,759.9 mmmm<sup>3</sup>,<sup>6</sup> distinguiéndose la participación de la extinta Unión Soviética con 39.2%, e Irán con 15.9%. Considerando el nivel actual de reservas y la producción mundial, se tiene asegurado un abastecimiento confiable en los próximos 64.1 años.

Mapa 1. Distribución de las reservas probadas mundiales de gas natural 1997.



Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*. Secretaría de Energía. Ciudad de México, E.U.M., 1998.

Debido a la modernización de los procesos productivos y del incremento en la competitividad de las empresas, el proceso industrial se encuentra en un momento en el que para mantener su desarrollo requiere de una explotación cada vez más intensiva de los recursos naturales del planeta. El gas natural ocupa un lugar estratégico debido a su mayor eficiencia, menor precio respecto a otros combustibles y combustión más limpia. El gas natural, comparado con el carbón y el petróleo (comúnmente utilizados por el sector de energía y la industria), resulta más beneficioso y apropiado para responder a la gran preocupación mundial de reducir el nivel de óxidos de nitrógeno, generados en la utilización de combustibles fósiles.

La siguiente tabla nos muestra un comparativo del consumo mundial de los distintos tipos de energía primaria en los años 1986, 1991 y 1997.

<sup>6</sup> mmmm<sup>3</sup>: miles de millones de metros cúbicos.



**Tabla 4. Consumo mundial de energía primaria.<sup>7</sup>**

<b>Energía primaria</b>	<b>1986</b>	<b>1991</b>	<b>1997</b>
Petróleo	121,115.8	131,247.8	142,162.8
Nuclear	17,241.2	22,663.1	25,849.3
Hidroeléctrica	7,385.5	8,151.7	9,458.0
Gas natural	62,910.9	75,370.8	82,785.6
Carbón	89,371.4	91,540.2	96,020.1
<b>Total mundial</b>	<b>298,024.8</b>	<b>328,973.6</b>	<b>356,275.8</b>

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*. Secretaria de Energía. Ciudad de México, E.U.M., 1998.

El crecimiento en la demanda del gas natural, trae consigo un cambio en la estructura de su mercado. Un ejemplo palpable es el desarrollo en la tecnología de ciclo combinado que en los últimos años ha sido un factor decisivo para la expansión del uso del gas natural en la generación de electricidad. Las plantas con esta tecnología, por su mayor eficiencia y menores costos de operación y mantenimiento, han pasado a sustituir a las plantas convencionales de carbón.

Las nuevas tecnologías del gas incluyen turbinas avanzadas, celdas de combustible y unidades de cogeneración.<sup>8</sup> El sistema de turbinas avanzadas a desarrollado recientemente una clase de mejoras que representa alta capacidad de generación (150 MW) y altos niveles de eficiencia (más de 35%). Esta tecnología se utiliza en procesos de ciclo combinado para la generación de electricidad. Los sistemas de generación de celdas de combustible son nuevas tecnologías para la generación de electricidad eficiente, económica y ambientalmente favorable. La cogeneración es un método de combustión eficiente en el que la utilización del gas natural se ha extendido ampliamente. Otra tecnología emergente que influirá significativamente en la demanda futura es la tecnología por inyección electrónica de gas en el transporte vehicular.<sup>9</sup>

## 2.4 CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN ACTUAL EN MÉXICO.

La infraestructura de gas existente en México en 1998 contaba con un sistema de gasoductos cuya longitud alcanza 11,915 km. De este total, 10,287 km corresponden a transporte (86.3%), y 1,628 km a la red de distribución (13.7 %).

En la región noroeste y noreste del territorio nacional se localiza aproximadamente 40.2% de los ductos de transporte, en la región occidente y centro el 26.4% y en la región sur el 33.4%. El 89.6% de los ductos de distribución está ubicado en las regiones occidente y centro del país.

En la red de gasoductos de transporte sobresalen el de Cactus-San Fernando-Los Ramones de 1219 mm (48 pulg.) de diámetro y una longitud de 1,265 km; el de Reynosa-Chihuahua de 610 mm (24 pulg.) de diámetro y una longitud de 966 km; el de Cosoleacaque-Estación 3 a Venta de Carpio de 762 mm (30 pulg.) de diámetro y 546 km de longitud.

<sup>7</sup> Consumo en pentajoule.

<sup>8</sup> La cogeneración es el método de producción simultáneo de energía eléctrica y energía térmica útil a través de un único combustible. La tecnología de la cogeneración podría definirse como un sistema que, partiendo de una energía de calidad media (la del combustible) la convierte en otras formas energéticas, como vapor o agua caliente (de baja calidad, pero útil) y la electricidad (de alta calidad y también útil). Este aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor permite obtener elevados índices de ahorro energético, así como una disminución importante de la factura energética, sin alterar el proceso productivo.

<sup>9</sup> Referencia: Secretaria de Energía. 1998. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*. Ciudad de México, E.U.M.



## 2.5 PROYECCIONES DEL GAS NATURAL EN MÉXICO Y EN EL MUNDO.

El DOE (Department of Energy of the United States of America) estima que el gas natural es la fuente de energía primaria que tendrá, en los próximos 22 años, uno de los crecimientos más rápidos en el mundo. Según las proyecciones del DOE, el consumo de gas natural registrará en el periodo 1996-2020 un incremento de 3.2% anual, superior al del petróleo y carbón, de los cuales se espera en el mismo periodo una tasa de crecimiento promedio anual de 2.1% y 2.2% respectivamente.

El DOE también pronostica que para el año 2020, el consumo mundial de gas natural se ubicará en 13.3 mmm<sup>3</sup>d, lo que representa un incremento mayor al 100% en relación con 1996. Gran parte de este desarrollo se deberá a la mayor utilización del hidrocarburo para la generación de electricidad, ante el decremento del consumo de energía nuclear; aunque también contribuirán a su mayor uso, los sectores industrial, residencial y comercial, la disponibilidad de recursos, los costos y las consideraciones ambientales.

En Norteamérica se espera un incremento en la demanda de gas natural de 1.8% anual. Así, para el año 2020, en E.U.A. y Canadá el consumo aumentaría 47% y 41.9%, respectivamente.

En México se prevé una tasa de crecimiento promedio anual de la demanda nacional de 8.9% en el periodo 1998-2007, lo cual implica que, tomando como base un consumo de 113,820.9 mm<sup>3</sup>d en el año 1998, éste llegaría a 245,365.5 mm<sup>3</sup>d en el año 2007. De ese consumo, es notable el incremento en el sector eléctrico (que crecerá en forma vigorosa) y de una mayor utilización de gas natural en su generación.

El gas natural ya es el combustible más importante en el sector industrial. Por ello, se espera que el proceso de sustitución de combustóleo por gas natural que se ha ido dando en los últimos años, siga su curso para elevar la demanda sectorial de este hidrocarburo a 74,201.5 mm<sup>3</sup>d en el año 2007. La necesidad de convertir a gas natural las unidades de generación existentes se fundamenta en las normas oficiales NOM-058-ECOL-1994 y NOM-086-ECOL-1994, las cuales obligan al sector eléctrico a tomar las medidas conducentes para reducir la emisión de contaminantes (óxidos de azufre y de nitrógeno principalmente) a los niveles permitidos por las normas antes señaladas.

En la siguiente tabla se muestra una relación de la conversión de plantas de combustóleo a gas natural para el periodo 1997-2001.

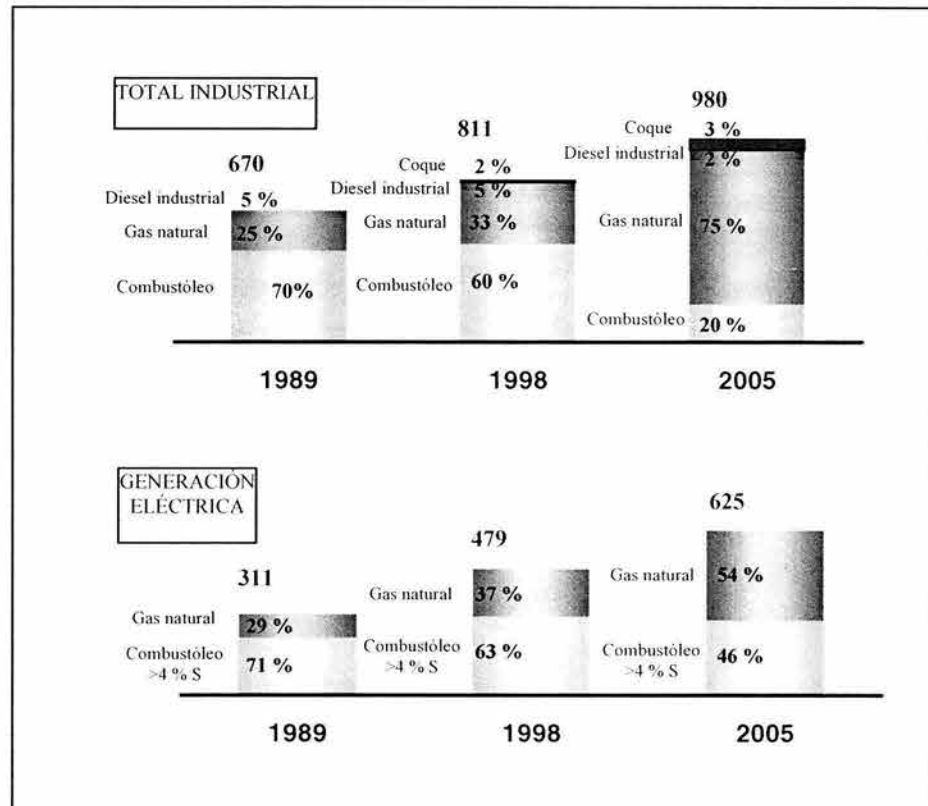
**Tabla 5. Conversión de plantas de combustóleo a gas natural 1997-2001.**

Central	Capacidad [MW]	Demanda máxima de gas natural [mm <sup>3</sup> d]	Razón
Tula	1,500	9,883.7	Zona Crítica
Altamira	616	4,292.6	Zona Crítica
Salamanca	693	4,667.9	Zona Crítica
Francisco Villa	300	2,095.7	Económica
Monterrey	233	1,861.8	Zona Crítica
Río Bravo	187	1,258.4	Económica
Rosarito	320	2,177.0	Zona Crítica
Mérida II	168	1,257.8	Zona especial
Felipe Carrillo Puerto	75	594.7	Zona especial
Felipe Carrillo Puerto C.C.	220	1,494.0	Zona especial
Lerma	150	1,226.7	Zona especial
Nachi-Cocom	49	454.2	Zona especial

Fuente: *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007*. Secretaría de Energía. Ciudad de México, E.U.M., 1998.

A continuación se muestra la gráfica 2 que relaciona la demanda de combustibles en el sector industrial y en el sector de generación eléctrica.

**Gráfica 2. Demanda de combustibles en México 1989-2005 (MBD<sup>10</sup>).**



Fuente: *Perspectiva de la Política de Combustibles en México*. Servicios de Transporte y Suministro de Gas Natural. Tecnólogos de Gas, S.A. de C.V. Ciudad de México, E.U.M., 2002.

<sup>10</sup> MBD: miles de barriles diarios.

## **CAPITULO III. ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GAS NATURAL.**

### **3.1 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GAS NATURAL.**

#### **3.1.1 Clasificación general de las estaciones de gas natural.**

La seguridad, la exactitud y el control son las consideraciones primordiales en el diseño de cualquier estación de regulación y medición. Muchas particularidades deben ser consideradas en las especificaciones y dibujos para garantizar la seguridad y proveer la exactitud, disponibilidad y área de trabajo requeridas para las operaciones y el mantenimiento. Las estaciones deben ser diseñadas considerando un mínimo de alteraciones en las instalaciones mecánicas, eléctricas y de instrumentación debidas a posibles cambios futuros en sus capacidades de suministro. Muchas de las estaciones de regulación y medición son diseñadas para estar en servicio por un período largo de tiempo, ya sea para la medición de producción de un pozo, para la medición de un módulo criogénico de generación de gas residual o para un sistema de transmisión y distribución de gas natural. Se debe enfatizar que una estación de medición es la clave para lograr que la facturación de un sistema de suministro de gas sea lo más exacta posible.

Existen tres grandes clasificaciones en las cuales se pueden dividir las estaciones de gas natural:

1. Estaciones donde tanto la medición para establecer un valor del gas como el monitoreo y control son igualmente importantes debido a la seguridad y a los requerimientos de compra-venta de gas.
2. Estaciones donde la medición para establecer un valor de compra-venta de gas es de primordial importancia mientras que el monitoreo y control del flujo es de menor importancia.
3. Estaciones donde el control y monitoreo del flujo de gas son las funciones principales y el valor del gas es una cuestión secundaria.

#### **3.1.2 Principales parámetros físicos para el diseño de una estación de gas natural.**

El gas es medido a satisfacción tanto del comprador como del vendedor mediante el uso de requerimientos mínimos, pero la experiencia muestra que una estación de medición puede estar sujeta a condiciones desfavorables como es el flujo turbulento, donde los requerimientos mínimos pueden ser inadecuados. Las estaciones usadas para la indicación de la cantidad de flujo de gas, como son los centros de despacho o las plantas de proceso, pueden requerir menos precisión que aquellas usadas para un sistema de transferencia de custodia.

Los dos parámetros físicos más importantes a considerar en el desarrollo de las especificaciones del diseño para una estación son la presión y el volumen de operación. No importando el tipo de estación, son necesarios algunos parámetros para el diseño apropiado de una instalación, mientras que otros son necesarios para asegurar que la estación funcionará satisfactoriamente durante un período largo de tiempo. El diseñador debe contemplar todos los códigos y normas aplicables en el lugar de localización de la estación. Algunos parámetros son acordados en un contrato dependiendo de las condiciones ambientales del sitio en particular. En dicho contrato también se acuerda entre otras cosas: los requerimientos diarios de suministro de gas, los requerimientos de picos diarios y los requerimientos futuros de capacidad de medición, principalmente.

Generalmente dentro de un contrato de medición de gas se debe especificar la composición química de éste, su contenido mínimo de energía calorífica, su máxima cantidad de agua, así como la cantidad máxima de ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, nitrógeno, etc. En adición a lo anterior, para propósitos de dimensionamiento, se debe estimar un promedio de la densidad del fluido y de su temperatura. Generalmente



el gas procedente de gasoductos de transporte está seco y limpio, el acarreo de partículas sólidas puede causar problemas de erosión en componentes de medidores y reguladores, en dicho caso se deberán considerar equipos de filtración y/o separación.

Otros factores importantes en el diseño de estaciones son las condiciones ambientales del sitio, tales como la temperatura ambiental máxima, mínima, promedio y extrema. Las temperaturas bajas requieren de consideraciones especiales en el diseño para prevenir el congelamiento en las líneas y equipos componentes. La elevación del lugar indicará la presión barométrica promedio a ser usada en los cálculos de medición. Un sitio con alta humedad relativa puede causar formación externa de hielo en la tubería, si ésta alcanza una temperatura de 0 °C (32 °F) debido a la caída de temperatura relacionada a la caída de presión causada por los reguladores. Si esta posibilidad existe, se deben tomar las precauciones necesarias para evitar el daño que esto pueda causar a las instalaciones.

Una estación de regulación que genere niveles de ruido mayores a 85 dB no será tolerada en una zona urbana, mientras que en una zona rural puede ser satisfactoria. Se debe considerar si el sitio donde se ubicará la estación presentará un crecimiento poblacional en el futuro. Así mismo, se deben considerar la precipitación pluvial del sitio en caso de inundaciones para contemplar el diseño de la plancha de concreto donde se desplante la estación y las vías de acceso a ésta para condiciones de clima adverso. Estos y otros muchos detalles se deben tener en cuenta en el diseño de una estación de gas natural.

## **3.2 CONFIGURACIONES DE TUBERÍA Y TIPOS DE VÁLVULAS.**

### **3.2.1 Conceptos generales de tubería y cabezales.**

Las válvulas, la tubería y los accesorios que son componentes de las estaciones sirven para dar seguridad, economizar y dar una ruta adecuada al gas para distribuirlo de un lugar a otro. La selección del tipo de materiales, su clasificación de presión, su temperatura de diseño y demás características físicas y químicas deberán estar de acuerdo a las normas estatales, federales, internacionales y códigos locales donde se localizará la estación.

Las válvulas de seccionamiento generalmente se instalan a la entrada y salida de la estación y son utilizadas como bloques divisorios en caso de incendio y para futuras modificaciones a la estación. También son útiles como puntos divisorios de propiedad y responsabilidad entre las partes comerciales. Las válvulas también son necesarias en instalaciones donde existan trampas de envío y recibo de “diablos”.

Se deben considerar venteos y relevos de presión de gas en las acometidas de entrada y salida de la estación, los cuales deberán ser dimensionados de acuerdo al diámetro de la tubería de proceso y a la capacidad de la estación. Dichos desfogues tienen la finalidad de proteger las instalaciones en caso de una sobre presión en el sistema de suministro o cuando se requiera ventear el gas en caso de realizar algún mantenimiento de las mismas. Cuando no sean instalados separadores, filtros u otros dispositivos de limpieza del gas, se deberán considerar purgas de diámetro adecuado para eliminar los sólidos contaminantes de los cabezales de la estación.

Se deberán tener las provisiones necesarias para los cambios periódicos en las condiciones del terreno que puedan causar movimientos en la tubería subterránea de la estación. Estos movimientos pueden provocar esfuerzos a los equipos de medición y control.

**3.2.2 Consideraciones geométricas de cabezales.**

La configuración de cabezales más versátil es la de tipo modular (Fig. 1), en donde el gas entra en una de las esquinas y sale en la esquina opuesta. Todas las longitudes de tubería y accesorios en este tipo de diseño deben ser iguales para balancear las pérdidas de presión generadas por los trenes de medición al entrar y salir el flujo de gas. Se puede obtener un mejor balance si las velocidades de los cabezales se mantienen en valores bajos. Las velocidades en los cabezales pueden calcularse de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$v = \frac{1000^2 \cdot Q_{act}}{0.785 \cdot 3600 \cdot (25.4 \cdot d)^2}$$

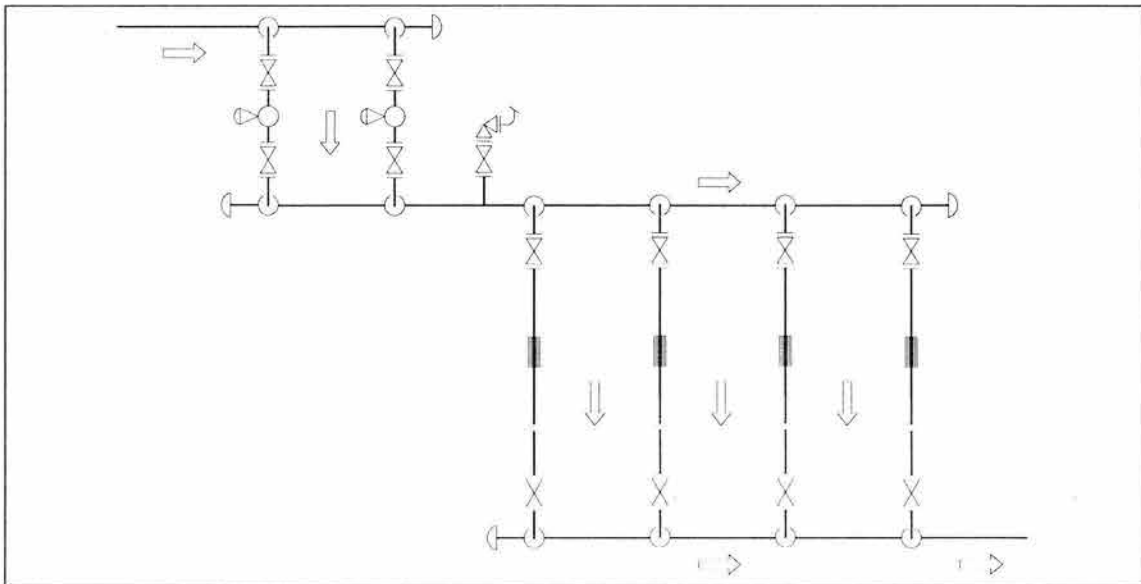
Donde:

- v es la velocidad promedio del flujo de gas. [m/s]
- Q<sub>act</sub> es el flujo volumétrico de gas a las condiciones de operación. [m<sup>3</sup>/h]
- d es el diámetro interno de la tubería. [pulg.]

Basándonos en la ecuación anterior, podemos utilizar 20 m/s (66 pie/s) como velocidad máxima permisible en el cabezal.

A continuación se presenta la figura 1, que muestra un diseño típico modular.

**Figura 1. Cabezal tipo modular.**

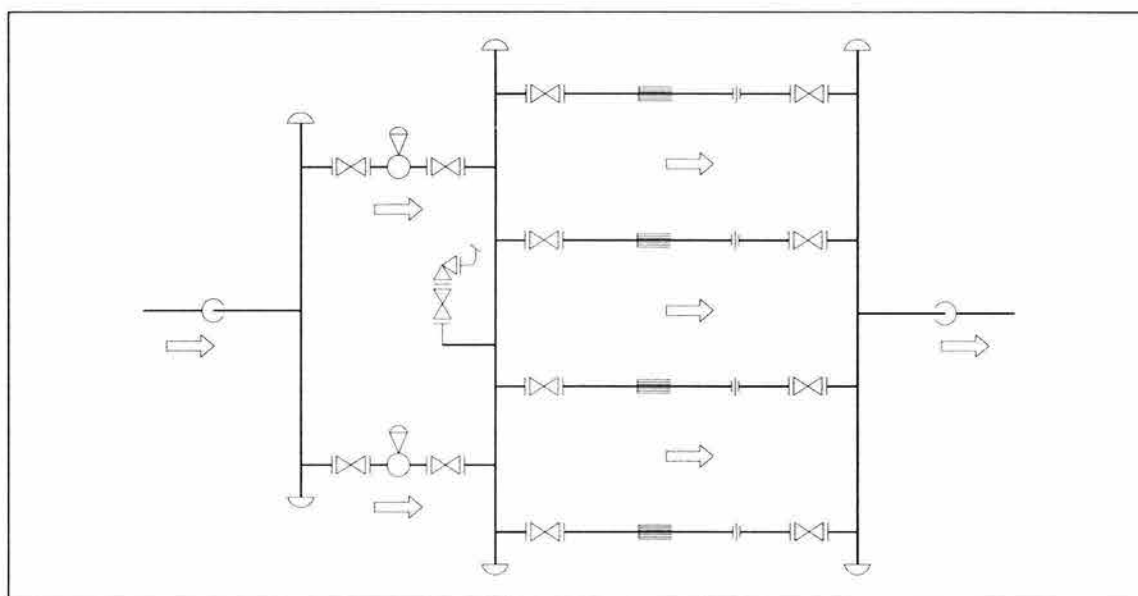


Fuente: *Design of Meter and Regulator Stations Part No. Nine. Gas Measurement Manual. A.G.A., Virginia, E.U.A., 1988.*

En el diseño tipo “dona” todos los tubos de medición aguas arriba y aguas abajo del medidor forman un anillo completo. La idea de este tipo de diseño es intentar balancear completamente todos los tubos. Este tipo de arreglo es la mejor opción si todos los tubos se encontraran en operación todo el tiempo. Si uno o más tubos estuvieran fuera de servicio, la estación estará desbalanceada. Este tipo de configuración es más costosa que la del tipo modular.

El diseño tipo “caja” es un concepto algo viejo y no permite mucha flexibilidad (ver figura 2). Al estar en operación las líneas de regulación puede ocurrir un desbalance en las líneas de medición si una o más de éstas quedan fuera de operación. La flexibilidad se ve limitada debido a que si se añaden más líneas al sistema, éste también estará desbalanceado. El ruido generado por los cabezales cuando éstos son aéreos es mayor y más difícil de atenuar en comparación de los otros diseños. Sin embargo, este tipo de configuración es generalmente más económico de instalar que cualquier otro.

**Figura 2. Cabezal tipo “caja”.**



Fuente: *Design of Meter and Regulator Stations Part No. Nine. Gas Measurement Manual.*, A.G.A., Virginia, E.U.A., 1988.

El diseño tipo “flujo continuo” está pensado para reducir al máximo la turbulencia causada por el gas acumulado en los cabezales. Este tipo configuración es más difícil de diseñar, especialmente para altas presiones. De igual forma, el balance es difícil de lograr, el costo de su fabricación es mayor que para otros diseños y se necesita mayor área para su localización en sitio debido a que requieren mayores longitudes de tubería.

Cuando el gas fluye de manera constante a través de una tubería larga, recta y de diámetro uniforme, el patrón de flujo tomará una forma determinada. Cualquier obstáculo que cambie la dirección de la corriente de flujo alterará su patrón de comportamiento y creará turbulencia, causando una pérdida de energía mayor a la que pudiera causar una tubería recta. Debido a que las válvulas y los accesorios en una tubería causan disturbios en el patrón de flujo, éstos también causan una caída de presión adicional.

Las válvulas se pueden clasificar de acuerdo a la resistencia que oponen al flujo. Las válvulas que no causan un cambio en la dirección del flujo como son las de tipo compuerta, bola, macho y mariposa caen dentro de la clase de baja resistencia. Por el contrario, las que causan un cambio en dicha dirección caen dentro de la clase de alta resistencia. En la sección 3.2.4 “Tipos de válvulas”, se detallan más las características de estas válvulas.



Los accesorios se pueden clasificar como ramales, reductores, expansores o deflectores. Los accesorios como las tes, cruces, etc, se conocen como accesorios de ramificación. Los accesorios reductores y expansores son aquellos que cambian el área transversal flujo; como ejemplos tenemos: Las reducciones concéntricas, las reducciones excéntricas y las reducciones “bushing” entre otros. Como ejemplos de accesorios deflectores están: los codos y las curvas; los cuales cambian la dirección del flujo.

### 3.2.3 Pérdidas de presión por accesorios.

Los conceptos más utilizados que relacionan las pérdidas de presión causadas por los accesorios y por las válvulas son: La longitud equivalente (“L/D”), el coeficiente de resistencia (“K”) y el coeficiente de flujo (“C<sub>v</sub>”). La pérdida de carga hidrostática de un fluido en un tramo de tubería es proporcional a su longitud y a su velocidad e inversamente proporcional al diámetro de dicha tubería. Esta pérdida puede calcularse como:

$$H_l = f \cdot \frac{L \cdot V^2}{2 \cdot g \cdot D}$$

Donde:

- H<sub>l</sub> es la pérdida de carga hidráulica del flujo. [m]
- f es el factor de fricción.
- L es la longitud de la tubería. [m]
- D es el diámetro interno de la tubería. [m]
- V es la velocidad promedio del fluido. [m/s]
- g es la aceleración de la gravedad. [m/s<sup>2</sup>]

Las válvulas y accesorios se expresan a menudo en diámetros equivalentes. Si se combina el factor de fricción con la relación “L/D” se deriva una constante “K” para la tubería, otra para las válvulas y otra para los accesorios. Esta constante se conoce como factor de pérdida de carga hidrostática o factor de caída de presión. De esta forma:

$$H_l = K \cdot \frac{V^2}{2 \cdot g}$$

Muchas de las válvulas de control se dimensionan con un término de capacidad conocido como “C<sub>v</sub>”, que es el número de galones de agua por minuto que fluirán a través de una válvula con una caída de presión de una libra por pulgada cuadrada. El término “C<sub>v</sub>” estará dado por:

$$C_v = \frac{Q}{\sqrt{\frac{62.4 \cdot \Delta P}{\rho}}}$$

Donde:

- Q es la razón de flujo. [gal/min]
- ΔP es la caída de presión a través de la válvula. [lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>]
- ρ es la densidad del fluido. [lb<sub>m</sub>/pulg<sup>3</sup>]

Reordenando la ecuación anterior tenemos:

$$\Delta P = \frac{Q^2 \cdot \rho}{62.4 \cdot C_v^2}$$

Cuando tratamos con fluidos compresibles como el aire, el vapor de gas, etc., se deben tener en cuenta las siguientes restricciones cuando se aplica la ecuación anterior (Fórmula de Darcy):

1. Si la caída de presión calculada (“ $\Delta P$ ”) es menor a 8% de la presión de entrada (“ $P_1$ ”), se obtendrá un valor con “exactitud razonable”, si la densidad (“ $\rho$ ”) usada en la Fórmula de Darcy está basada ya sea en la presión de entrada o en la presión de salida (“ $P_2$ ”):

$$Q_h = 76,990 \cdot C_v \cdot \sqrt{\Delta P \cdot P_1} ; \text{ para } 0.6 \text{ de densidad relativa del gas a } 15.5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Donde:

$Q_h$  es el flujo volumétrico a condiciones estándar. [pie<sup>3</sup>/h]

2. Si la caída de presión calculada (“ $\Delta P$ ”) es no mayor a 25% de la presión de entrada (“ $P_1$ ”), se obtendrá un valor con “exactitud razonable”, si la densidad (“ $\rho$ ”) se basa en el promedio de las condiciones de entrada y salida:

$$Q_h = 54,500 \cdot C_v \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot (P_1 + P_2)}{2}} ; \text{ para } 0.6 \text{ de densidad relativa del gas a } 15.5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

3. Para caídas de presión mayores, se pueden aplicar factores experimentales o las caídas de presión dadas por varios accesorios se pueden descomponer en caídas de presión individuales y luego combinarlas. Se puede reordenar la Fórmula de Darcy y expresarla en términos del factor “ $K$ ”:

$$C_v = \frac{29.9 \cdot D^2}{K}$$

Donde:

$D$  es el diámetro interior de la tubería o accesorio. [pulg]

La caída de presión de un flujo que atraviesa varias tuberías, accesorios o válvulas en serie se puede establecer como:

$$\Delta P_{TOTAL} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n$$

Si sustituimos la Fórmula de Darcy en la ecuación anterior tenemos:

$$\frac{1}{C_v^2_{TOTAL}} = \frac{1}{C_v^2_1} + \frac{1}{C_v^2_2} + \frac{1}{C_v^2_3} + \dots + \frac{1}{C_v^2_n}$$

Esta ecuación se vuelve impráctica si manejamos varios accesorios, por lo que, si sustituimos la ecuación del punto 3 por el término “ $C_v$ ” en la ecuación anterior y multiplicamos ambos lados por  $(29.9 \times D^2)^2$  tendremos:

$$K^2_{TOTAL} = K^2_1 + K^2_2 + K^2_3 + \dots + K^2_n$$

Algunos de los factores “ $K$ ” que se utilizan para accesorios soldables se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Factores “K” para accesorios soldables.

Factor “K”			Tipo de accesorio soldable
Bajo	Promedio	Alto	
0.10	0.20	0.40	Codo de 90°
0.05	0.12	0.25	Codo de 45°
0.25	0.50	1.00	Te (entrada por la línea principal, salida por el ramal).
0.75	1.00	1.20	Te (entrada por el ramal, salida por la línea principal).
0.05	0.10	0.15	Te (entrada por la línea principal, salida por la línea principal).

Fuente: *Design of Meter and Regulator Stations, Part. No. Nine.* Gas Measurement Manual, A.G.A., Virginia, E.U.A., 1988.

### 3.2.4 Tipos de válvulas.

El número de válvulas usadas para el control de fluidos es enorme hoy en día. Existen desde válvulas manuales hasta complejos sistemas servo controles. Desde presiones de operación cercanas al vacío hasta 100,000 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> y temperaturas desde la región criogénica hasta varios miles de grados Fahrenheit. Las válvulas pueden tener tiempos de vida de sólo un ciclo hasta de varios miles de ciclos sin requerir partes de repuesto. Pueden ser actuadas ya sea manualmente, eléctricamente, neumáticamente, hidráulicamente, etc.

Las válvulas pueden ser clasificadas por su tamaño, función, material, tipo de fluido de proceso, rango de presión de operación, tipo de actuación, etc. Las válvulas utilizadas para la industria del gas caen dentro de seis categorías básicas.

#### a) Válvulas de tipo compuerta:

Este tipo de válvulas se componen de un disco que es movido en dirección perpendicular al flujo mediante un vástago que conecta con el volante. Las válvulas de compuerta se utilizan primordialmente como válvulas de paro total y de apertura completa en aplicaciones donde existan presiones y temperaturas altas. No se utilizan en aplicaciones de regulación de flujo ni en fluidos viscosos.

Este tipo de válvulas tiene bajas caídas de presión cuando se encuentran completamente abiertas y proveen un sello completo cuando están completamente cerradas. Son propensas a la vibración y pueden cambiar de posición cuando están parcialmente abiertas. Estas válvulas se caracterizan por tener una respuesta lenta y requerir grandes fuerzas de actuación.

#### b) Válvulas de tipo bola:

Las válvulas de tipo bola constan de una esfera con un puerto, la cual está contenida dentro de una carcasa. Al rotar dicha esfera 90° cambia su posición de completamente cerrada a completamente abierta. El diseño de la bola puede ser de tipo flotante o de tipo montada sobre muñones con puerto completo o reducido. Existe una gran variedad de tamaños, así como de mecanismos de actuación.

Este tipo de válvulas pueden ser diseñadas para fluidos corrosivos, líquidos criogénicos, fluidos viscosos y para líquidos y gases no corrosivos. Se pueden utilizar para seccionar una línea de proceso y aplicaciones de corte. Generalmente las válvulas de bola tienen baja caída de presión, baja posibilidad de fuga, pueden trabajar a altas presiones y temperaturas y son rápidas para abrir y cerrar.

**c) Válvulas de tipo “plug”:**

Estas válvulas son muy similares a las válvulas de bola, el elemento restrictor de flujo es un tapón en lugar de una esfera. La abertura o puerto de dicho tapón puede ser de forma rectangular, circular o diamante. Las válvulas de tipo tapón realizan muchas de las mismas funciones que una válvula de bola, compuerta o globo. Para diámetros grandes de conexión, este tipo de válvula se necesita lubricar periódicamente para lograr un mejor sellado y facilitar su operación. Estas válvulas son de menor costo que las anteriores y se pueden utilizar para servicios de alta temperatura y de baja o alta presión. Una desventaja en estas válvulas es que la probabilidad de trabarse y rallarse es alta si no se tiene un mantenimiento adecuado, además de que el lubricante utilizado puede reaccionar con el fluido de proceso.

**d) Válvulas de tipo globo:**

Existen algunas variantes de este tipo de válvulas como son: Globo angular y globo “Y”. Estas válvulas se caracterizan por que el elemento de cierre es usualmente en forma disco o tapón, el cual es movido por un vástago perpendicular a un asiento en forma de anillo. La diferencia principal entre los dos tipos de globo es la orientación del asiento con respecto a la dirección del flujo a través de la válvula.

Estas válvulas se utilizan para propósitos de regulación de flujo y en combinación con las válvulas de tipo compuerta para sistemas de tuberías de proceso y plantas de energía. Las válvulas de globo abren y cierran más rápidamente que las válvulas de compuerta, además la superficie de sus asientos es menos propensa al desgaste, mientras que su alta caída de presión las hace útiles para el control de la presión de entrega.

**e) Válvulas de tipo mariposa:**

Las válvulas de tipo mariposa consisten en un disco contenido dentro de una carcasa, el cual puede girar mediante una flecha. Este tipo de válvulas se utilizan generalmente para sistemas con bajas presiones y diámetros de línea grandes y donde la fuga a través de la válvula es de poca importancia. La fuga que presentan es mas o menos alta en comparación con una válvula de bola. Al utilizar asientos especiales se puede reducir considerablemente esta fuga.

Las válvulas de tipo mariposa tienen muy baja caída de presión, son relativamente ligeras en peso y ocupan un espacio reducido entre cara y cara de brida. Por el contrario, los sellos de estas válvulas se dañan a velocidades altas y con elementos abrasivos que contenga el fluido; además de esto, requieren de una fuerza de actuación alta.

**f) Válvulas de tipo “check”:**

Estas válvulas son similares a las válvulas de mariposa, ya que también utilizan un disco como medio de cierre. Las válvulas de tipo “check” operan al pasar el fluido a través de ellas y cuentan con resortes de torsión y palancas. El fin de estas válvulas es el asegurar que el fluido se transporte en una sola dirección y prevenir el flujo de retorno. Al igual que las válvulas de mariposa, este tipo de válvulas son ligeras en peso y algunos modelos son de bajo costo.

Las válvulas de tipo “check” pueden presentar alta fuga a través de ellas si se utilizan asientos de sello tipo metal-metal. Debido a su diseño, estas válvulas pueden presentar acumulación de contaminantes en sus componentes y generar turbulencia a flujos bajos.

**3.3 SEPARADORES Y FILTROS.**

**3.3.1 Principales impurezas en el gas natural.**

Un filtro es un componente esencial de una estación, ya que permite mejorar la calidad del gas natural tanto para el proceso de regulación y medición de éste, como para el proceso final del cliente.

Las funciones de un filtro son:

1. Separar las partículas suspendidas definidas como masas discretas de materia sólida o líquida (por ejemplo: el agua combinada con hidrocarburos).
2. Remover el polvo, la herrumbre (óxido de hierro), la escoria y otros contaminantes sólidos del gas.

A continuación se presentan los contaminantes más comúnmente encontrados en un sistema de transporte y distribución de gas natural:

**Tabla 7. Principales contaminantes del gas natural.<sup>11</sup>**

Sólidos	Líquidos
Incrustaciones	Aceite de lubricación
Óxido de tuberías	Agua combinada con hidrocarburos ligeros
Suciedad de tuberías	Condensados
Productos de corrosión	Aminas
Finos de desecantes	Glicoles
Sílica	Inhibidores de corrosión
Compuestos de hierro	
Compuestos de azufre	

Una buena parte de las partículas que acarrea el gas en las tuberías son compuestos de hierro: Óxido férrico ( $Fe_2O_3$ ) o hematita, óxido ferrosférrico ( $Fe_3O_4$ ) o magnetita, óxido de hierro monohidratado ( $Fe_2O_3 \cdot H_2O$ ) o goetita y óxido diférrico trihidratado ( $2Fe_2O_3 \cdot 3H_2O$ ) o limonita. Sin tomar en cuenta el contenido de impurezas líquidas, estos compuestos de hierro constituyen el 90% de las impurezas sólidas.<sup>11</sup>

En la siguiente tabla se presentan los tamaños de partículas acarreadas en los distintos tipos de sistemas de gas natural:

<sup>11</sup> Ref.: *Gas Engineers Handbook*. Industrial Press Inc., New Jersey, E.U.A., 1965.

**Tabla 8. Tamaños de partículas acarreadas en el gas natural.**

Sistema	Diámetro nominal de tubería [mm]	Presión manométrica promedio [bar]	Caída de presión	Tamaño de partículas acarreadas
Transmisión	600	36.48	1.29 [bar/km]	> 170 [mm]
	300	36.48		> 170
	150	36.48		> 170
	600	16.21		170
	300	16.21		70
Distribución alta-presión	150	16.21	0.11	28
	600	2.03	0.11	163
	300	2.03	0.11	31
Distribución baja-presión	150	2.03	0.11	21
	600	1.01	0.01	2,350 [µm]
	300	1.01	0.01	400
Servicio baja-presión	150	1.01	0.01	104
	32	1.01	0.04	113
	25	1.01	0.04	85
	19	1.01	0.04	60

Fuente: *Distribution of Gas*. Gas Engineers Handbook, New York, E.U.A., 1965.

### 3.3.2 Filtros de cartuchos para partículas sólidas.

A continuación se muestra la tabla 9 donde se muestran las capacidades típicas de los filtros de cartuchos de tela:

**Tabla 9. Capacidades típicas de los filtros de cartuchos de tela.**

Diámetro nominal de tubería [mm]	Diámetro [mm]	Longitud [mm]	Capacidad [m <sup>3</sup> /h]	Área de filtración aproximada [m <sup>2</sup> ]
50	260	514	1,133	....
100	495	889	2,718	1.74
150	673	1105	4,757	....
200	775	1118	8,155	2.98

Nota: Las capacidades corresponden a flujo de aire a 5.52 bar (g), con una caída de presión de 0.02 bar

Fuente: *Distribution of Gas*. Gas Engineers Handbook, New York, E.U.A., 1965.

La capacidad de un filtro depende de la presión de operación y de la caída de presión causada por el paso del gas a través de dicho filtro. Por lo tanto, la caída de presión debe monitorearse para saber cuando se requiere un servicio de mantenimiento al equipo. La eficiencia de un filtro de cartucho es alrededor del 99 % y es prácticamente independiente del flujo de gas por unidad de área del elemento filtrante y de la cantidad de contaminantes recolectados en él.



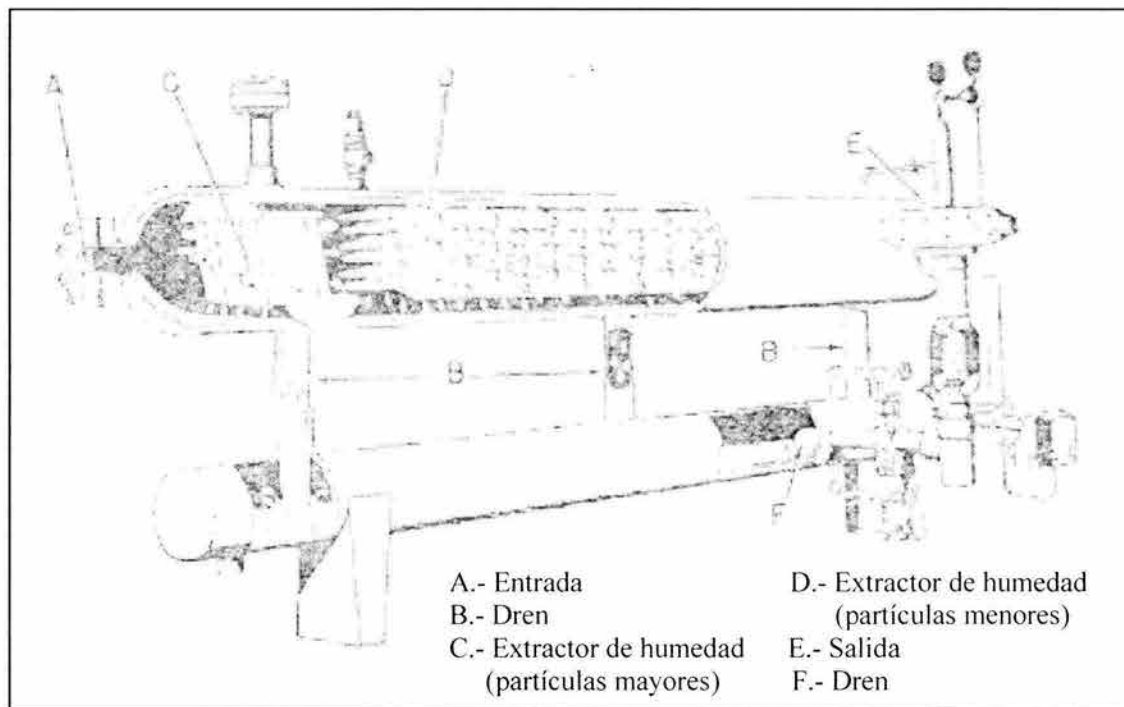
### 3.3.3 Separadores ciclónicos de partículas.

La retención de partículas contaminantes de una corriente de gas en este tipo de dispositivos está basada en la velocidad terminal de dichas partículas. La velocidad terminal es una función del tamaño, forma y distribución de estas partículas, del diseño interno del equipo y de la gravedad específica del gas, principalmente.

Los separadores remueven las partículas líquidas y sólidas del flujo de gas. La forma más simple de estos equipos es un tanque cerrado en donde la fuerza de gravedad separa el gas de los hidrocarburos. La fuerza centrífuga tiene una mayor influencia en el agua combinada con hidrocarburos debido al peso específico de ésta, asentándose hasta el fondo del separador. El gas, siendo el más ligero, se mueve hacia la parte superior del tanque. Debido al tiempo requerido para la separación por fuerza de gravedad y varios factores más, los separadores modernos utilizan otros dispositivos mecánicos para obtener la mejor eficiencia posible.

Generalmente los separadores horizontales tienen una sección primaria para separar el volumen mayor de líquido de la corriente de gas, la cual minimiza el reingreso de las partículas líquidas al flujo de gas. Una característica de los separadores es la placa deflectora que se localiza enfrente de la boquilla de entrada. A medida que la corriente de gas choca con esta placa, el líquido cae al fondo del separador en la sección de acumulación, mientras el gas fluye alrededor de la placa y se dirige hacia la parte superior. En algunos separadores verticales, esta placa dirige la corriente de gas hacia la pared interna del tanque para crear un efecto centrífugo y permitir así, que el gas escape de la delgada capa de líquidos. Para el sistema de drenaje, se debe contemplar un control de nivel de líquido y una válvula de descarga de líquidos; además, para la correcta operación del equipo se debe considerar un relevo de presión y un venteo.

Figura 3. Separador ciclónico horizontal de dos fases.



Fuente: Berger Bill, Anderson Ken. *Gas Handling and Field Processing*. PennWell Publishing Company., Tulsa, Oklahoma, E.U.A., 1980.

En los separadores de partículas se pueden obtener eficiencias hasta del 99% en condiciones reales de operación. El tamaño de partículas sólidas y líquidas que se retienen son de  $4 \mu\text{m}$  y mayores con caídas de presión entre 0.14 y 0.34 bar ( $2$  y  $5 \text{ lb}/\text{pulg}^2$ ), dependiendo del modelo y tipo.

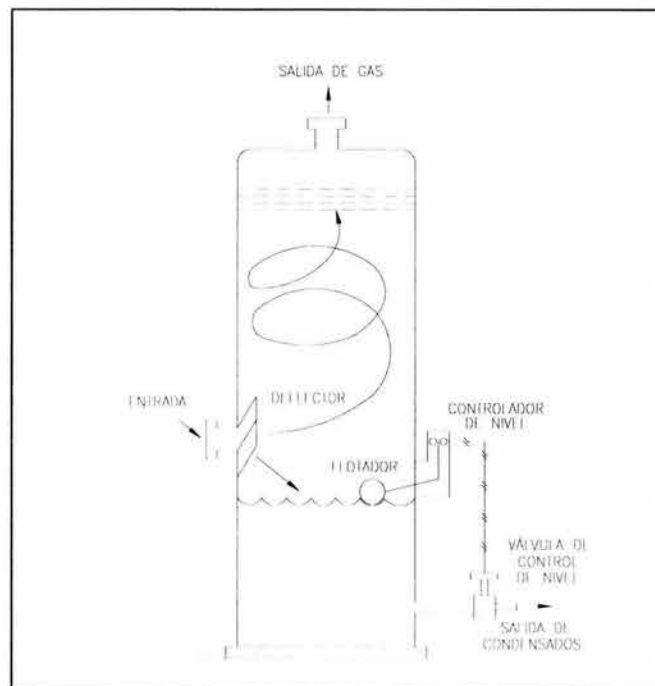
Los separadores verticales pueden ser ya sea de dos o tres fases dependiendo del tipo de operación requerida. Los modelos verticales son generalmente utilizados en instalaciones donde se esperan grandes cantidades de líquidos y donde el control de nivel de éstos no es crítico.

Algunas de las ventajas del modelo vertical con respecto al horizontal son: menor área de cimentación y mayor facilidad de limpieza. Una de las desventajas del modelo vertical es que las partículas de mayor tamaño se separan más fácilmente que las de menor tamaño, por lo que la eficiencia de separación se verá afectada cuando se opere por debajo de los límites del rango de diseño. Teóricamente, la fuerza de separación para un separador del tipo ciclónico es directamente proporcional al cuadrado de la velocidad de entrada del fluido. Si éste opera a  $1/5$  parte de su capacidad de diseño, el separador proveerá únicamente  $1/25$  parte de su fuerza de separación. Esto causará una alta reducción en la retención de partículas en el rango de  $0$  a  $10 \mu\text{m}$ ; sin embargo, la eficiencia de limpieza general de partículas no se verá reducida en gran parte, ya que las partículas de menor tamaño no constituyen la mayoría del total de contaminantes en una corriente de gas.

El separador de tipo horizontal tiene una mayor área de contacto gas-líquido que permite velocidades mucho mayores de la corriente de gas entrante que otros tipos. Los separadores horizontales son utilizados generalmente en flujos con razones altas de gas-líquido y son más económicos que los verticales de la misma capacidad. Además, son más eficientes para procesar grandes volúmenes de gas y son más fáciles de transportar y conectar con la tubería del sistema y con la instrumentación asociada.

A continuación se muestra un típico separador ciclónico vertical.

**Figura 4. Separador ciclónico vertical de dos fases.**





Fuente: Berger Bill, Anderson Ken. *Gas Handling and Field Processing*.  
PennWell Publishing Company., Tulsa, Oklahoma, E.U.A., 1980.

### 3.3.4 Filtros coalescentes.

El filtro coalescente aplica la técnica de la separación de las gotas de aceite y la acumulación de éstas mediante un proceso de flotación oleofílica, es decir, junta pequeñas partículas de aceite para que, al aumentar su volumen salgan a flote; esto se debe al material del que está hecho el medio filtrante. El proceso de flotación por coalescencia es producido forzosamente en el interior de un medio filtrante con cavidades dispuestas en forma continua y adecuada para producir la aglutinación y posterior flotación de las gotas de aceites concentradas, que, por tener menor peso específico que el agua, se acumulan en la superficie de ésta.

Generalmente los separadores ciclónicos no remueven los aerosoles ni las partículas sólidas muy pequeñas (0.3 a 5  $\mu$ ), por lo que es necesario instalar un filtro coalescente de alta eficiencia debido a que los aerosoles causan problemas posteriormente en los medidores.

El gas, los aerosoles y los sólidos entran a los cartuchos coalescentes del filtro con funcionamiento de flujo inverso. Una primera capa con un medio filtrante plisado de gran área retiene partículas hasta de 0.3  $\mu$  posteriormente el medio coalescente captura aerosoles hasta de 0.1  $\mu$  de tamaño, los cuales se agrupan en gotas de mayor tamaño. A medida que estas gotas viajan del interior al exterior del cartucho, se sedimentan por gravedad hasta la zona de recolección. De esta forma, el gas limpio es descargado por la parte superior del equipo.

Los cartuchos donde ocurre la coalescencia están constituidos por los siguientes componentes:

1. Un prefiltro plisado de material polimérico (no tejido) para remover las partículas de mayor tamaño. También sirve de soporte al medio coalescente.
2. Un medio coalescente plisado con alta capacidad de retención generalmente termofusionado.
3. Una capa exterior de baja densidad no plisada que soporta al medio coalescente y ayuda al drenado de las gotas formadas. Esta capa cuenta con poros grandes para reducir la turbulencia provocada a la salida del gas y así evitar arrastrar los contaminantes además de minimizar la caída de presión.

La coalescencia se efectúa hacia el exterior del cartucho, en los puntos donde la velocidad del gas es menor, y por tanto más eficiente la separación de las gotas de condensado y nula la capacidad de arrastre de éstas. El área plisada del elemento coalescente tiene la finalidad de ofrecer una mayor capacidad de retención de sólidos y minimizar la caída de presión, lo cual redundará en una vida mayor del cartucho. Esta área plisada está constituida por microfibras de borosilicato de diámetro controlado agrupadas en capas de densidad graduada, compactadas y termofusionadas con resina fenólica y silicones.

La eficiencia de un filtro se mide por el porcentaje de contaminantes de determinado tamaño que son retenidos. Esta eficiencia es importante, no sólo porque afecta a la capacidad del filtro para retener a los contaminantes sino también por el tiempo esperado de vida de éste. Una alta eficiencia requiere una mayor capacidad de retención de partículas, lo que provoca una menor vida de servicio; por lo que algunas veces es más deseable sacrificar la eficiencia por intereses económicos. Los filtros coalescentes pueden lograr una concentración a la descarga de aproximadamente 0.003 ppmw, o sea una eficiencia del 99.997% en líquidos y remoción del 100% de partículas sólidas de 0.3  $\mu$  y mayores. Es importante que un filtro coalescente mantenga esta eficiencia dentro del rango del 20 a 120% de la capacidad del equipo y precisamente ésta es una ventaja sobre los equipos que requieren fuerza centrífuga, carga electrostática o superficies humectadas para su operación. Para flujos menores al 20%, los aerosoles no se aglomeran tan eficientemente en gotas mayores, lo que provoca que pasen a través del filtro sin ser recolectadas. Para flujos mayores del 120% la velocidad es tan alta que tampoco se permite la aglomeración. La velocidad en el medio filtrante se ve limitada por el volumen del líquido que puede saturar este medio; es decir, entre más alta sea la concentración

de aerosoles en el gas, menor debe ser la velocidad de éste en el medio filtrante. Por el contrario, entre mejor sea el drenado de los aglomerados debido a una menor concentración de aerosoles, más alta puede ser la velocidad en el medio. La velocidad máxima en el medio es aquella en la cual la capa de líquido que drena de las fibras se rompe y permite la reentrada de los drenados en el medio filtrante al paso del flujo de gas.

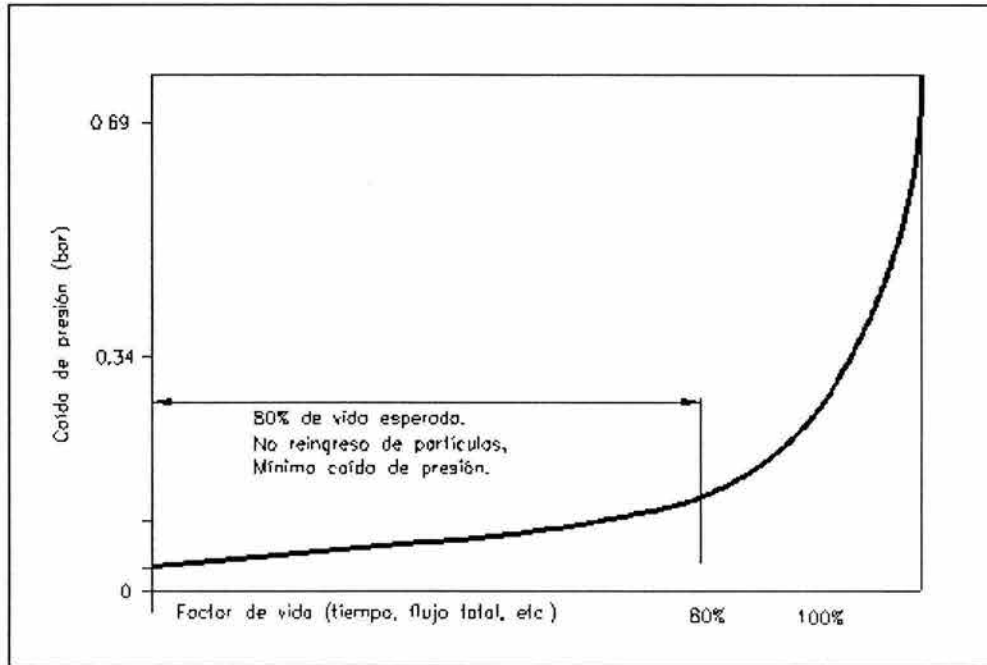
En aplicaciones donde se requieren altas eficiencias y no se puede sacrificar la vida de servicio del cartucho se puede utilizar un prefiltro para remover grandes cantidades de partículas sólidas antes de alcanzar el proceso de coalescencia. Esto puede incrementar en más de seis veces la vida de servicio de los filtros coalescentes.

Además de lo anterior, para seleccionar un filtro debemos tener en consideración que su tamaño deberá ser lo suficientemente grande para asegurar que el flujo a la salida del filtro sea de baja velocidad y no acarrea consigo partículas y líquidos coalescidos hacia los equipos aguas abajo. Por otro lado, también los factores económicos son muy importantes al seleccionar un filtro, por lo que se deberá obtener un balance entre el desempeño esperado y las consideraciones económicas.

Un factor económico importante en el diseño de un sistema de filtración coalescente es el ciclo de cambio de los cartuchos. Generalmente los filtros más eficientes son aquellos en los que el cambio de cartuchos es mas frecuente, ya que atrapan más contaminantes. La cantidad de contaminantes sólidos en la corriente de gas es lo que determina la vida del cartucho. Las partículas líquidas se aglomeran para posteriormente ser drenadas a la cámara inferior, mientras que los sólidos quedan atrapados en el elemento filtrante, restringiendo el flujo de gas e incrementando así la caída de presión.

La caída de presión es una alerta a tiempo de que un filtro coalescente pueda fallar. Los elementos filtrantes ofrecen una caída de presión muy pequeña cuando están limpios; de hecho, una caída de presión de 0.14 bar (2 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>) es muy común a través del recipiente entero. Aproximadamente una mitad de la caída de presión a través de los elementos es causada por la estructura metálica que lo sostiene, la otra mitad está determinada por el flujo, la presión mínima de operación y la cantidad y tipo de contaminantes. El incremento de la caída de presión es una señal de que el elemento se está saturando de sólidos y por lo tanto la eficiencia se verá deteriorada. Cuando la caída de presión se encuentra entre 0.55 y 0.69 bar (8 y 10 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>) es una indicación de que los cartuchos deben ser reemplazados. La gráfica 3 muestra una curva típica de caída de presión de un filtro coalescente diseñado para proveer la óptima relación costo-beneficio. La baja lectura inicial de la caída de presión permanece constante para el primer 75% de la vida del filtro. Teóricamente no debe de existir reingreso de los aerosoles en el primer 80% de la vida del cartucho, después de este 80% la caída de presión aumenta drásticamente y comienza el reingreso de los contaminantes.

**Gráfica 3. Relación entre la caída de presión y la esperanza de vida de un cartucho coalescente.**



Fuente: *Filtration and Separation Division. Parker Hannifin Corporation., Oxford, MI, E.U.A., 2001.*

La superficie interna de un cartucho coalescente actúa como un prefiltro para remover los contaminantes de mayor tamaño, mientras que los poros internos son lo suficientemente pequeños para remover aerosoles y sólidos micrónicos. Se deben tener en cuenta dos factores en el diseño de filtros coalescentes para disminuir al máximo posible la turbulencia del gas y prevenir así el reingreso de contaminantes. Estos dos factores son:

1. Los poros externos de los elementos filtrantes deben ser de un tamaño mayor al de los poros internos. Esto también ayuda a reducir la caída de presión del equipo.
2. El espacio entre el diámetro exterior del cartucho y el diámetro interno del cuerpo del filtro debe ser dimensionado de tal manera que la velocidad del gas sea minimizada.

### 3.4 REGULADORES DE PRESIÓN.

El control de la presión en un sistema de gas natural va siempre relacionado con algún equipo de regulación de presión. Los reguladores de presión son equipos simples que pueden estar libres de mantenimiento por meses. Constan de tres partes básicas que dependen del tamaño del equipo, del tipo de servicio o de la complejidad del sistema:

1. Un elemento sensor (diafragma, tubo de Bourdon, entre otros) que esté sometido a un equilibrio de fuerzas.

2. Un elemento cuya fuerza sea opuesta a la ejercida por la presión a controlar, que puede ser un peso muerto, un resorte o una presión actuante en elemento sensor. La fuerza que abre la válvula se le llama "carga".
3. Una restricción que varíe el flujo de gas y que sea posicionada por el elemento sensor. Esta restricción puede ser un vástago vertical o axial, un pistón, una válvula de mariposa o un dispositivo similar.

El propósito de un regulador de gas es mantener una presión de salida constante a cualquier régimen de caudales y a presiones de entrada variables. Sin embargo existen muchos factores relacionados con la fricción o la histéresis de los materiales que impiden este comportamiento ideal. Estos factores pueden ser:

1. Variación de la constante del resorte a lo largo del vástago.
2. Variaciones en la presión de entrada.
3. Alcanzar el valor de flujo mínimo de diseño del equipo.
4. Diseño del cuerpo del vástago.
5. Cambio del área del diafragma al moverse éste hacia arriba y hacia abajo debido al diseño.

Los reguladores y sus componentes incluyen características en su diseño que compensan estas desviaciones, como puede ser un diafragma rolado para aumentar el área efectiva del éste.

La ecuación más popular para el dimensionamiento de reguladores es la ecuación universal para gas:

$$Q = \sqrt{\frac{520}{G_r \cdot T}} \cdot C_g \cdot P_1 \cdot \text{sen} \left[ \left( \frac{3,417}{C} \right) \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right]$$

Bajo condiciones críticas de flujo, esta ecuación se reduce a:

$$Q = \sqrt{\frac{520}{G_r \cdot T}} \cdot C_g \cdot P_1$$

Donde:

- Q es el flujo volumétrico de gas a condiciones estándar. [pie<sup>3</sup>/h]
- G<sub>r</sub> es la gravedad específica del gas.
- T es la temperatura absoluta promedio del gas. [°R]
- C<sub>g</sub> es el coeficiente típico de dimensionamiento del regulador (valor de cada fabricante).
- C es igual a la razón de C<sub>g</sub> entre C<sub>v</sub>.
- C<sub>v</sub> es el coeficiente de dimensionamiento líquido. Expresa la razón de flujo en gal/min de de agua a 60 °F con 1 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> de caída de presión a través del regulador.
- P<sub>1</sub> es la presión de entrada mínima absoluta del regulador. [lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>]
- P<sub>2</sub> es la presión de salida máxima absoluta del regulador. [lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>]
- ΔP es la presión diferencial a través del regulador (P<sub>1</sub>- P<sub>2</sub>). [lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>]

Los valores "C<sub>g</sub>" y "C<sub>v</sub>" son valores propios de cada fabricante. En general, los reguladores de alta presión de recuperación tienen un valor bajo de "C<sub>g</sub>" (alrededor de 18) y los reguladores de baja presión de recuperación tienen un valor alto (alrededor de 35).

La seguridad de los equipos aguas abajo de las etapas de regulación es de primordial importancia en el diseño de una estación de regulación. Algunos reguladores cuentan con dispositivos de seguridad cuyo fin es detener el suministro de gas por una sobre presión o baja presión en el sistema o actuar en caso de falla del

equipo principal. Estos dispositivos pueden ser: reguladores monitor, válvulas de corte por alta o baja presión y válvulas de relevo de presión. En cada caso, dicho dispositivo detecta cuando la presión alcanza el punto de ajuste y toma una acción automática para prevenir un daño.

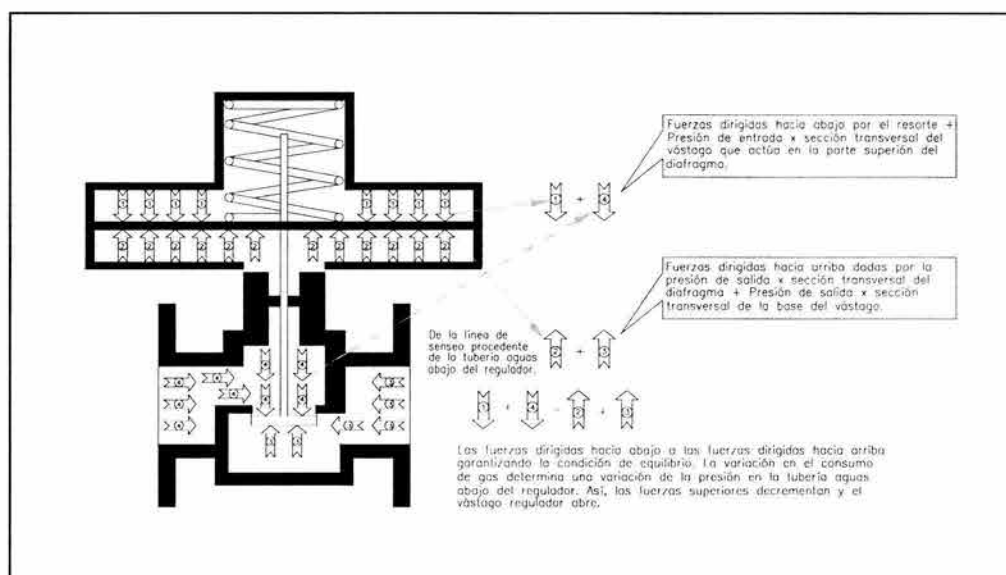
### 3.4.1 Reguladores de tipo acción directa.

El principio de funcionamiento de un regulador es el balance de fuerzas entre lo siguiente:

1. El resorte que actúa en el área superior del diafragma más la presión de entrada que actúa en área superior del vástago que cierra y abre el regulador, y
2. La presión de salida que actúa en el área inferior del diafragma más esta misma presión pero actuando en el área inferior del vástago.

Como se observa en la siguiente figura, las fuerzas dirigidas hacia abajo son iguales a las fuerzas dirigidas hacia arriba, existiendo así un equilibrio. Las variaciones en la demanda de gas determinan una variación de la presión aguas abajo del regulador, disminuyendo así las fuerzas dirigidas hacia arriba, lo que provoca que el vástago del regulador abra para satisfacer la demanda de gas. Las fuerzas de apertura y de cierre sostienen la válvula lo suficientemente lejos del orificio como para permitir que fluya el suficiente gas.

Figura 5. Balance de fuerzas de un regulador tipo acción directa.



Fuente: NAM Regulators. Gas Europe Practical Training., Oventon, KY, E.U.A., 2000.

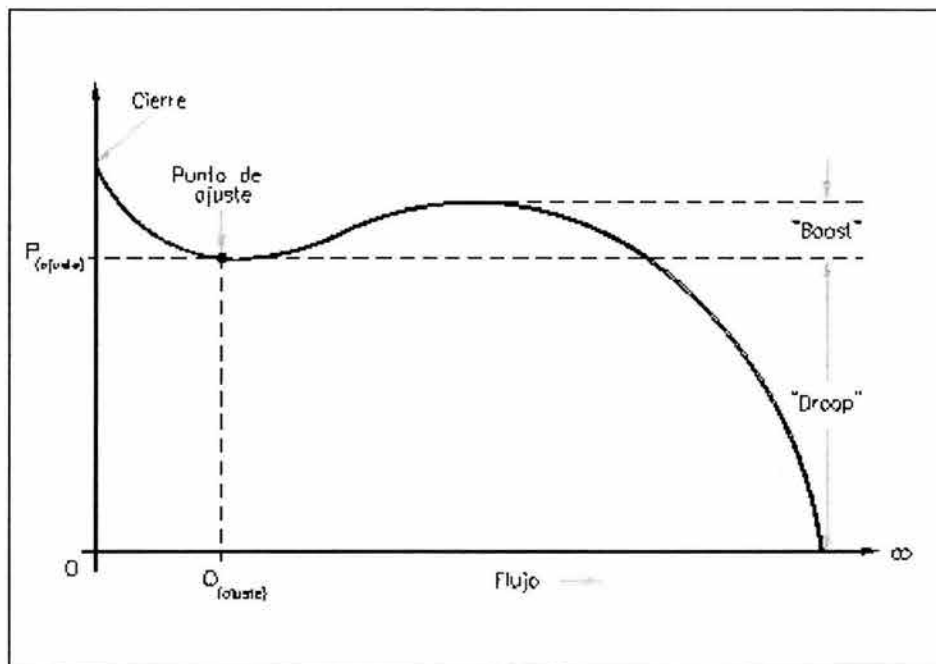
Algunas de las ventajas de estos reguladores son: menor costo y una respuesta más rápida a cambios en la demanda de gas, además de ser los más simples en funcionamiento. La desventaja que presentan es una atenuación o reducción de la presión "droop", que ocurre cuando el flujo incrementa. La cantidad de atenuación que ocurre en la presión de salida cuando se va de una condición de bajo flujo a una condición de alto flujo se conoce como la banda proporcional del regulador. Dicha atenuación es el resultado tanto del efecto resorte como del efecto diafragma, estos defectos deben ser mantenidos tan pequeños como sea posible. El efecto resorte es el resultado de una reducción en la fuerza del resorte cuando el diafragma está en la posición completamente abierta, dicha reducción requiere una menor presión de salida para mantener el balance de fuerzas. Al estar la válvula en su posición de apertura total, el área efectiva del diafragma incrementa; de esta forma, la presión de salida tiene más área donde actuar, lo que provoca una reducción en



ésta para mantener el equilibrio de fuerzas. Así, actuando juntos, tanto el efecto resorte como el efecto diafragma pueden causar una considerable atenuación.

El “boost” es un método que utiliza la velocidad del gas a alto flujo para crear una baja presión debajo del diafragma lo que ocasiona que el regulador abra y eleve la presión de salida. La cantidad necesaria de “boost” para vencer el “droop” puede ser alcanzado por varios métodos; asientos de la válvula con cierto ángulo, tubos de pitot y resortes precargados por mencionar algunos. Cuando existe una gran variación en la presión de entrada, la presión de salida puede causar fluctuaciones no deseadas, estas fluctuaciones pueden ser reducidas por un mecanismo de palanca conectado al diafragma. Normalmente, el mecanismo es tres a uno, es decir que la presión de salida variará un tercio para balancear las fluctuaciones de la presión de entrada. Otra desventaja que tienen los reguladores directamente operados es que tienen restringida la presión de salida que se necesite aguas abajo. Entre más alta sea la presión de salida más grande deberá ser la fuerza proporcionada por el resorte del regulador, además de que esta fuerza está limitada por el tamaño del resorte y el diámetro del diafragma no puede ser reducido por debajo de cierto límite. Por lo tanto, el punto de ajuste (“set point”) al cual se va a ajustar la presión de salida del regulador de acción directa está limitado.

Gráfica 4. Comportamiento real de un regulador.



Fuente: *NAM Regulators*. Gas Europe Practical Training., Owenton, KY, E.U.A., 2000.

### 3.4.2 Reguladores de tipo operados por piloto.

La mayoría de los reguladores operados por piloto usan una presión de carga constante de la línea de gas de proceso como fuerza de apertura en lugar de un simple resorte (lo que elimina el “efecto resorte”); mientras que utilizan la presión de salida como fuerza de cierre primaria.

Como hemos mencionado, la presión de carga es suministrada por un regulador separado llamado piloto amplificador que reduce el efecto de atenuación, por lo que el regulador operado por piloto es más costoso que el regulador de acción directa. El regulador con piloto es una opción para las localidades donde la

presión de entrada varía demasiado. El piloto detecta los cambios en la presión de salida y los amplifica como grandes cambios de presión, los cuales son recibidos en el diafragma. La cantidad de amplificación del piloto se le conoce como ganancia. Con una ganancia de 20, un cambio de 1 lb/pulg<sup>2</sup> en la presión de salida causará un cambio de 20 lb/pulg<sup>2</sup> en la presión de carga del diafragma. El piloto, al igual que cualquier regulador, puede desarrollar problemas debido al efecto resorte o al efecto diafragma. Sin embargo, un piloto funciona a flujo bajo y de esta manera se minimizan los efectos negativos.

El elemento restrictor del regulador primario es una válvula, el elemento de carga es la presión y el elemento de medición es un diafragma. El piloto es un regulador cargado por resorte. El funcionamiento de un regulador operado por piloto es el siguiente: la presión del gas corriente arriba fluye por el piloto para cargar la caja superior del diafragma, lo que suministra la fuerza de apertura (el sistema corriente abajo se carga entonces). El ducto de control regresa el gas para cargar la caja inferior del diafragma. Un flujo de gas escaparía entonces a la atmósfera a través de la válvula de escape y las fuerzas de apertura y cierre se equilibrarían, creando una condición estable. La demanda incrementada corriente abajo se reduce momentáneamente, creando fuerza de cierre. El conjunto del diafragma se mueve hacia abajo, abriendo la válvula y aumentando la velocidad de flujo. Al mismo tiempo que el diafragma se mueve hacia abajo, el área en la caja superior se incrementa, reduciendo la fuerza de cierre del piloto, el cual se abre permitiendo que fluya más gas a la caja superior del diafragma y manteniendo constante la presión de carga. La demanda reducida corriente abajo aumenta momentáneamente la fuerza de cierre. El conjunto del diafragma se mueve hacia arriba, estrangulando la válvula y reduciendo la velocidad del flujo. Al mismo tiempo que el diafragma se mueve hacia arriba, el área en la caja superior se reduce, aumentando la fuerza de cierre del piloto, el cual se cierra y se restringe el flujo del gas a la caja superior. Al mismo tiempo, el gas de carga es forzado a ventear por el tubo de escape hacia la atmósfera, manteniendo una presión de carga constante. Una válvula de venteo ajustable permite que la respuesta del regulador sea cambiada. Con la válvula de venteo ajustada al máximo, el regulador se abre más lentamente y se cierra más rápido. Dado que el piloto tiene una demanda constante más alta, toma más tiempo cargar la caja superior y abrir el regulador. Sin embargo, cuando el regulador se cierra, el volumen adicional del gas de carga se vacía rápidamente hacia a atmósfera y el regulador se cierra más rápidamente. Con el escape ajustado al mínimo, el regulador se abre más rápidamente y se cierra más lentamente. Dado que el piloto tiene una demanda constante más baja, toma menos tiempo cargar la caja superior y abrir el regulador.

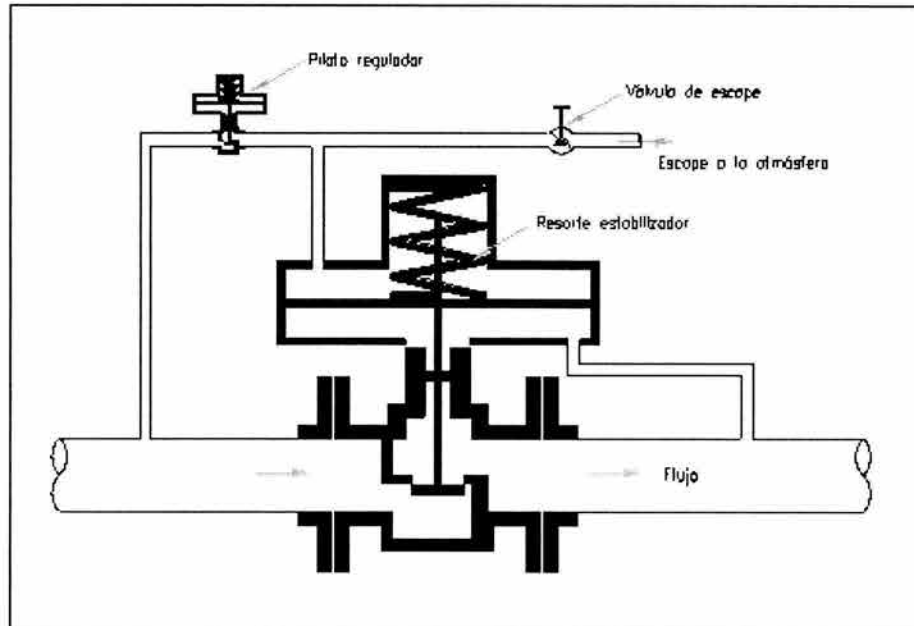
Durante flujo cero, o cierre, el asiento de la válvula se encuentra contra el orificio restrictor y el diafragma se encuentra en la posición más alta. El área efectiva del diafragma es tan pequeña como es posible, mientras que la compresión del resorte llega a su punto más alto. Exactamente lo opuesto sucede durante las condiciones de carga completa. El asiento de la válvula se encuentra lo más lejos del orificio y el diafragma se encuentra en su posición más baja. El resorte está expandido, la compresión está reducida y la presión corriente abajo es lo más ligera posible.

Un regulador operado por piloto es capaz de mantener un ajuste preciso, puede suministrar grandes volúmenes de gas para demandas mayores de carga. Además, tiene un amplio rango de presión de entrega, aunque su tiempo de respuesta se incrementa dado que los cambios de presión son transmitidos al piloto, y de éste al regulador primario.

A continuación se muestra la figura 6, donde se esquematiza un regulador operado por piloto.



Figura 6. Esquema general de un regulador operado por piloto.



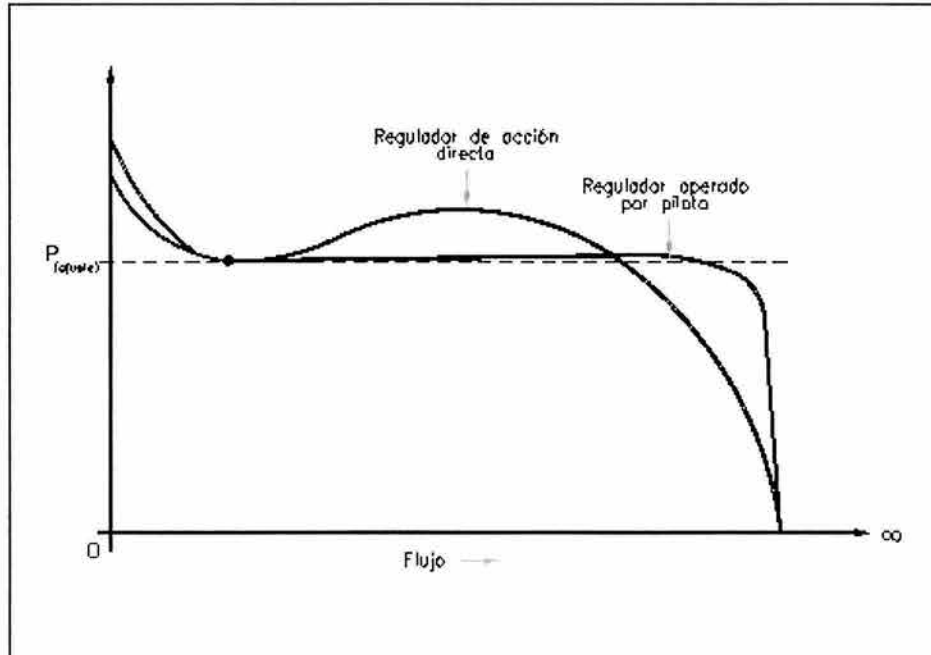
Fuente: *NAM Regulators*. Gas Europe Practical Training., Owenton, KY, E.U.A., 2000.

Las tomas de presión de un regulador no deben ser localizadas en codos, expansiones, reducciones u otros accesorios que puedan causar registros de presión falsos o inestables. Es recomendable instalar válvulas de seccionamiento en las tomas de presión con el fin de aislar la salida de gas y permitir sacar de operación al regulador en caso de mantenimiento, sin tener que parar por completo la estación. Se puede considerar una toma de presión adicional con válvula, lo más cercana posible a las tomas anteriores para tener el registro de la presión de salida del regulador. Además de lo anterior, se deberán tener las consideraciones necesarias en el sistema de filtración para un sistema de regulación, debido a que las partículas entre 20 y 0.5  $\mu\text{m}$ , provocan un mal funcionamiento en los reguladores por atascamiento en los pilotos de éstos.

La tubería de entrada y salida de un regulador debe ser soportada correctamente para minimizar los esfuerzos ocasionados en los espárragos de las bridas de éste y en dicha tubería. Las velocidades dentro de un regulador pueden alcanzar condiciones de velocidad sónica, las cuales crean ruido; por este motivo, la tubería debe ser dimensionada adecuadamente para mantener la velocidad por debajo de los límites permisibles y así minimizar los problemas de ruido. Generalmente los límites de velocidad adentro de un regulador se encuentran entre 15 y 120 m/s. Existen situaciones donde la velocidad puede tener un valor mayor al límite superior indicado para distancias cortas de tubería, sin embargo el diseñador debe calcular las condiciones óptimas para lograr minimizar el nivel de ruido, las pérdidas de presión y la velocidad en la tubería a valores permisibles por las normas.

A continuación se muestra la gráfica 5, que compara el comportamiento entre un regulador de acción directa y un regulador operado por piloto.

**Gráfica 5. Comparación entre un regulador de tipo acción directa y un regulador de tipo operado por piloto.**



Fuente: *NAM Regulators. Gas Europe Practical Training., Owenton, KY, E.U.A., 2000.*

Un regulador generalmente falla por una rotura en el diafragma o por una falla de suministro de presión en el piloto. Cuando las condiciones de presión de entrada son muy variables se pueden considerar dos etapas de regulación y con esto lograr precisiones altas en la medición. La etapa de regulación debe estar localizada a una distancia suficiente antes de la etapa de medición o descargar en cabezales para prevenir errores de medición por la afectación del patrón de flujo a la salida de los reguladores.

### 3.4.3 Reguladores de tipo monitor.

El regulador monitor se conecta en serie con el regulador principal (activo), el primero tiene una línea para toma de presión a la salida del regulador principal que funciona como punto de control. En condiciones normales de operación, el regulador monitor se encuentra totalmente abierto dejando el control de la presión de salida al regulador activo. Cuando el regulador activo falla, éste queda completamente abierto tomando el regulador monitor el control de la presión. Los reguladores monitor son utilizados cuando no es permitido el uso de válvulas de relevo de presión por cuestiones ambientales o cuando no se tolera el ruido de éstas. Las tomas de presión entre el regulador activo y el regulador monitor se deben considerar a una distancia suficiente (entre 80 y 150 mm), de tal manera que no interfieran entre ellas y provoquen falsas señales de presión y paros continuos en el suministro.

### 3.4.4 Válvulas de relevo de presión.

Se puede utilizar una válvula automática que ventee el exceso de gas a la atmósfera para mantener las condiciones normales de operación en caso de una sobre presión en el sistema. Estas válvulas de relevo de presión deberán tener una válvula de aislamiento aguas abajo para mantenimiento, la cual deberá estar

completamente abierta y asegurada mediante un dispositivo, como un candado. Las válvulas de relevo de presión requieren de mantenimientos y verificaciones constantes debido a la importancia de su servicio; la instalación y localización de estas válvulas se debe realizar teniendo esto en mente.

Los venteos de las válvulas de relevo deben descargar siempre fuera del área de edificios o cobertizos y a una altura mínima de 3 metros aproximadamente desde el nivel de piso, suficiente para prevenir altos niveles de ruido a los operadores y riesgo de explosión por acumulación de gas. Los venteos deben ser protegidos por capuchas plásticas para protección de basura, lluvia, nieve e insectos. Si se considera una quemador de venteos, éste deberá contar con una estructura de soporte y deberá tener una cimentación adecuada para soportar las cargas ocasionadas por la descarga atmosférica.

Un relevo subdimensionado, que actúe como restricción en la capacidad de venteo puede causar daños a los equipos aguas abajo de éste, mientras que un relevo demasiado grande puede causar un excesivo venteo de gas que pare el suministro de gas al cliente.

### **3.4.5 Válvulas de corte por baja y alta presión.**

Se puede utilizar como dispositivo de seguridad una válvula de corte automática que pare el suministro de gas. Esta válvula cerrará cuando el valor de la presión de la línea alcance un valor precalibrado. La válvula de corte cuenta con un mecanismo de cierre conectado al diafragma, el cual está expuesto a la presión de salida. Cuando se alcanza el punto de calibración de cierre, el diafragma al moverse activa el mecanismo y un resorte cierra la válvula. Una vez cerrada, podrá ser abierta manualmente cuando el proceso se encuentre en sus condiciones normales de operación.

No importando donde se localice la válvula de corte, ésta deberá ser diseñada con una presión mayor a la presión máxima de entrada. Las válvulas de corte generalmente se instalan aguas arriba del regulador de tal forma que también éste quede protegido. Si se localiza aguas abajo, el regulador y sus accesorios deberán estar diseñados para soportar la sobre presión de cierre de la válvula de corte. Cuando el paro del suministro de gas afecte en detrimento al proceso del cliente, no se recomienda el uso de válvulas de corte. Por el contrario, son muy útiles cuando se utilizan para servicios individuales y cuando el paro del suministro sea solo un caso esporádico. También se utilizan válvulas de corte por baja presión cuando las condiciones de presión del sistema caen hasta un valor límite de seguridad. Las válvulas de corte por baja y alta presión pueden ser integradas en un mismo dispositivo dependiendo del diseño de los fabricantes.

## **3.5 MEDIDORES.**

Todos los medidores para fluidos consisten de dos partes distintas:

1. El elemento primario, que está en contacto directo con el fluido; el cual le provoca movimiento, aceleración o cambio de temperatura.
2. El elemento secundario, que es el encargado de la transmisión de las acciones sobre el elemento primario y el fluido, registrar el resultado de la acción en volumen, razón de flujo o masa.

Los medidores para fluidos pueden ser clasificados en dos grandes divisiones de acuerdo a la operación del elemento primario:

1. Medidores volumétricos.
  - a) Medidores de tipo diafragma.
  - b) Medidores de tipo pistones rotativos.

2. Medidores no volumétricos.

- a) Medidores de tipo placa de oficio
- b) Medidores de tipo turbina.
- c) Medidores de tipo vortex.
- d) Medidores de tipo anubar
- e) Medidores de tipo ultrasónico.

Para el desarrollo de este trabajo, solamente analizaremos los medidores de tipo pistones rotativos, de tipo turbina y de tipo ultrasónico.

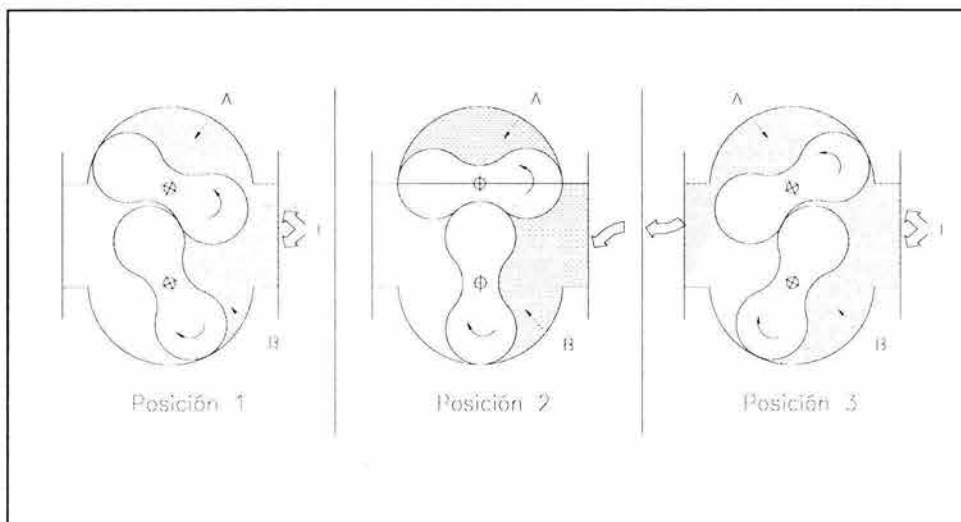
3.5.1 Medidores de tipo pistones rotativos.

En este tipo de medidores, el fluido pasa a través de un elemento primario en cantidades sucesivas midiendo directamente el volumen de gas mediante el llenado y vaciado de cámaras de capacidades conocidas. El elemento secundario de estos medidores consiste en un contador de engranes graduado para registrar la cantidad total de gas que ha pasado por el medidor.

Estos medidores están formados por dos impulsores en forma de “8”, que giran de acuerdo a una relación ajustada uno con respecto al otro dentro de una carcasa cilíndrica. La medición se realiza en cámaras formadas por un lado de uno de los impulsores, la pared de la carcasa y las tapas planas a cada lado de la carcasa. A medida que el impulsor superior rota en contra de las manecillas del reloj, un volumen de gas “A” entra en la cámara, mientras que el impulsor continúa girando debido a una ligera presión diferencial entre la entrada y la salida; de esta forma, el volumen de gas “A” se desplaza y se descarga del medidor. Mientras sucede esto, el impulsor inferior que se encuentra girando en dirección opuesta ha cerrado y confinado otra cantidad “B” de volumen de gas. Este misma acción se realiza cuatro veces por cada revolución de los impulsores. Así, en una revolución se desplaza una cantidad de gas igual a  $2A + 2B$ .

La siguiente figura ilustra mejor lo antes mencionado:

**Figura 7. Rotación de los impulsores y flujo a través de un medidor tipo pistones rotativos.**



Fuente: *Gas Measurement*. Gas Engineers Handbook, New York, E.U.A., 1965

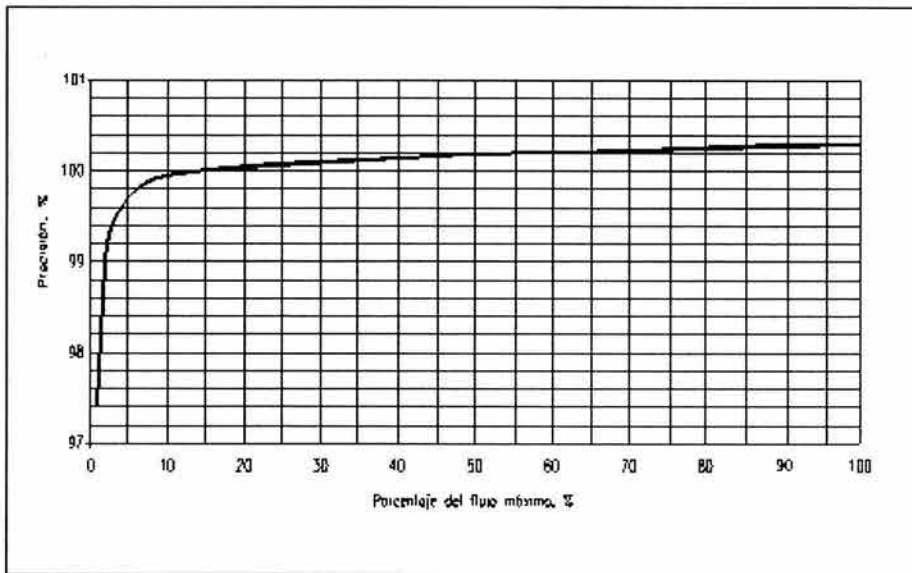
Una de las desventajas de estos medidores es que si se operan continuamente a su máxima capacidad, existirá un desgaste excesivo de sus partes y por consiguiente una mayor desviación en la exactitud de medición.

Las desviaciones en la exactitud, de acuerdo al rango de flujo en este tipo de medidores son:

1. De  $Q_{\text{inicio}}$  a  $Q_{\text{mínimo}}$ , el error no es medible, pero comienza de  $-100\%$  y se reduce muy rápido aproximadamente hasta  $-20\%$  a medida que el flujo incrementa.
2. De  $Q_{\text{mínimo}}$  a  $Q_{\text{transición}}$ , el error no es mayor a  $2\%$ .
3. De  $Q_{\text{transición}}$  a  $Q_{\text{máximo}}$ , el error no es mayor a  $1\%$ .

Debido a que el volumen de la cámara de medición es fijo, el único factor que puede afectar la exactitud es la fricción interna de las partes móviles. A continuación se presenta una curva típica de la exactitud en este tipo de medidores.

**Gráfica 6. Curva de exactitud típica del medidor de tipo pistones rotativos.**



Fuente: *Manual de Medición de Gas Natural*, Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Ciudad de México, E.U.M., 2002.

### 3.5.2 Medidores de tipo turbina.

En los medidores de tipo turbina, para un área de flujo dada, la velocidad del fluido es proporcional al flujo. El flujo, al variar su velocidad cambiará en la misma proporción. Es esto en lo que se basan los medidores no volumétricos para contabilizar el flujo que pasa a través de ellos.

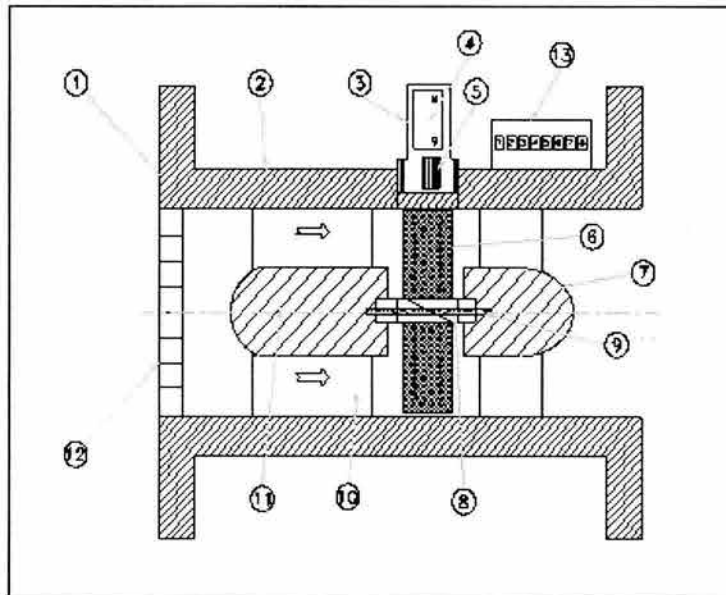
Estos medidores surgen de la creciente industria de gas en los Estados Unidos de América, al final de la década de los cuarentas y principios de los cincuentas para la medición de las líneas de gas natural de grandes diámetros y de altas presiones. Hoy, debido al gran éxito de este principio, los medidores tipo turbina se utilizan en la mayoría de las grandes industrias, no solo de agua y de gas natural, sino también en las

industrias petroleras, de procesos químicos, criogénicos, de bebidas, de alimentos, aeroespaciales, biomédicas y otras.

El medidor se compone principalmente de un rotor montado concéntricamente en una flecha dentro de una carcasa cilíndrica a través de la cual pasa el flujo de gas. La flecha y sus rodamientos están localizados dentro de estructuras aerodinámicas llamadas difusores. El flujo de gas pasa a través de una región anular formada por el difusor y la pared interior del cuerpo, incrementando su velocidad. El movimiento del gas sobre las hélices de la turbina imparte una fuerza sobre el rotor causando que éste revolucione. Estas hélices son generalmente planas pero pueden tener una cierta torsión y están inclinadas a un cierto ángulo con respecto a la trayectoria de flujo (30° y 45° generalmente) para encontrar la velocidad incidente de éste y por consiguiente experimentar un torque que permita el movimiento del rotor.

La siguiente figura muestra un corte longitudinal de un medidor de tipo turbina, mostrando sus principales componentes.

**Figura 8. Corte longitudinal de un medidor de tipo turbina.**



Fuente: *Turbine and vane flowmeters*, The Measurement, Instrumentation and Sensors Handbook, Florida, E.U.A., 1998.

- |  |   |
|--|---|
| 1. Conexión de entrada tipo brida.                   | 7. Carcasa del mecanismo y fin del difusor.   |
| 2. Cuerpo del medidor.                               | 8. Rodamiento de la flecha del rotor.         |
| 3. Sensor de rotación de tipo reluctancia magnética. | 9. Flecha del rotor.                          |
| 4. Magneto.  | 10. Enderezador de flujo.                     |
| 5. Bobina.   | 11. Difusor.                                  |
| 6. Rotor de la turbina.                              | 12. Placa perforada acondicionadora de flujo. |
|  | 13. Contador mecánico.                        |

La velocidad angular ideal que tenga el rotor es proporcional a la razón de flujo. La velocidad angular real es una función del tamaño y la forma del paso de la región anular y del diseño del rotor. Además de esto, depende también de la carga debida a la fricción mecánica interna, las cargas externas y la densidad del gas.



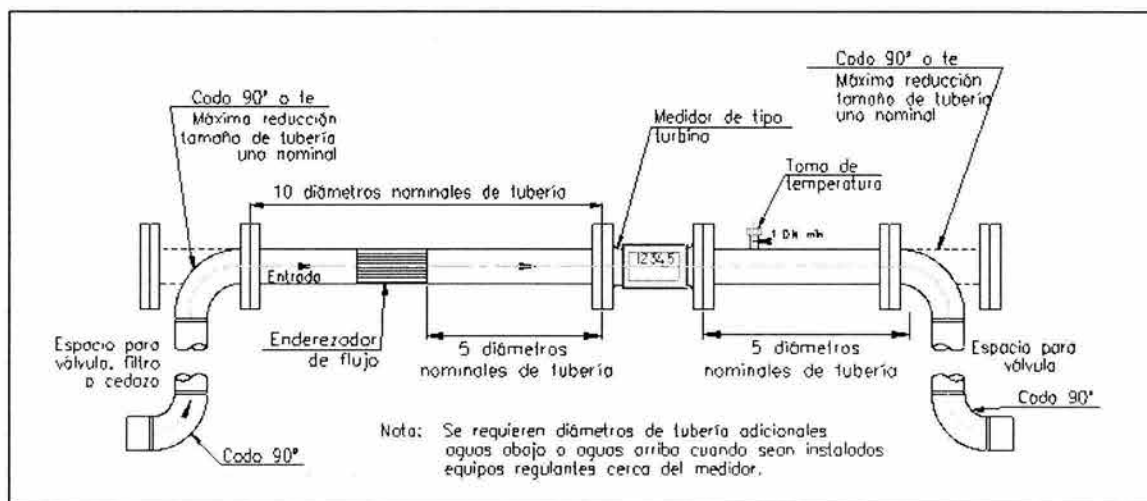
La razón de flujo no corregido se detecta por un sensor generalmente magnético que genera y transmite señales eléctricas (pulsos) de diferentes frecuencias proporcionales al flujo.

Los medidores de tipo turbina son dispositivos de medición de velocidad. La máxima capacidad de flujo está determinada por los factores de diseño relacionados con el tamaño, con la máxima caída de presión y por la velocidad máxima del rotor. La configuración de tubería inmediatamente aguas arriba del medidor debe ser tal que el perfil de flujo entrante tenga una distribución uniforme y sin turbulencia. Las conexiones entre tuberías, válvulas o reguladores que preceden a la tubería de entrada al medidor pueden generar turbulencia y corrientes cruzadas, para lo cual se instalan las venas enderezadoras de flujo. La instalación de tubería recomendada en una línea de gas antes de un medidor tipo turbina es considerando una distancia de diez veces el diámetro nominal de dicha tubería, con el enderezador de flujo localizado a una distancia de cinco veces. Así mismo, se recomienda una distancia de cinco veces el diámetro nominal aguas abajo del medidor para las tomas de temperatura, presión, análisis, etc. Ambas tuberías de entrada y salida deberán ser del mismo diámetro nominal que el medidor.

El localizar dispositivos como reguladores o válvulas parcialmente cerradas a menores distancias a las recomendadas puede resultar en una pérdida de exactitud de la medición y/o reducción de tiempo de vida de los rodamientos del rotor del medidor.

A continuación se muestran dos tipos de instalaciones típicas para medidores tipo turbina con las distancias mínimas recomendadas por el American Gas Association (A.G.A.).

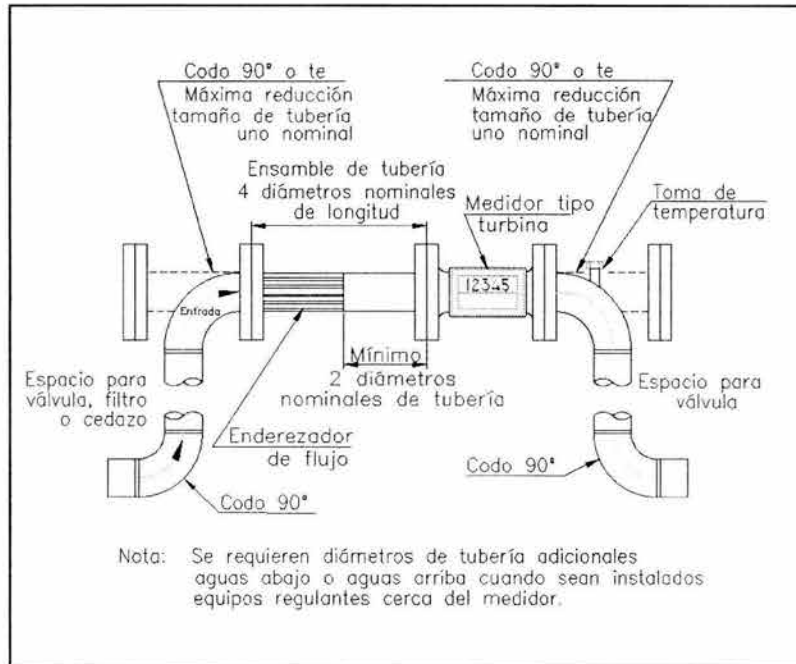
**Figura 9. Instalación recomendada en línea para un medidor de tipo turbina (distancias mínimas).**



Fuente: *Measurement of gas by turbine meters*. Transmission Measurement Committee. Report No. 7 A.G.A., Arlington, VA, E.U.A., 1996.



**Figura 10. Instalación en línea con límite de espacio para un medidor de tipo turbina (distancias mínimas).**



Fuente: *Measurement of gas by turbine meters*. Transmission Measurement Committee, Report No. 7 A.G.A., Arlington, VA, E.U.A., 1996.

La instalación recomendada para un medidor de tipo turbina requiere de diez diámetros nominales de tubería aguas arriba de éste con el enderezador de flujo localizado a una distancia de cinco diámetros de la entrada del medidor. Se recomienda además, cinco diámetros aguas abajo del medidor. Tanto la tubería de entrada como la de salida al medidor, deberán de ser del mismo diámetro nominal que dicho medidor. No deberán existir conexiones en la tubería aguas arriba y aguas abajo más que las tomas de presión y temperatura para la corrección de flujo.

Se recomienda instalar algún filtro coalescente aguas arriba de un medidor de tipo turbina, dependiendo de la calidad del gas, debido a las partículas sólidas y líquidas que pudieran causar un daño en el medidor. Los equipos de filtración deben dimensionarse de tal manera que a máximo flujo causen la mínima caída de presión y la mínima distorsión del flujo. Para lograr una máxima vida y una alta exactitud, los medidores de tipo turbina deben ser operados dentro de los rangos de flujo especificados por el fabricante. El sobre revolucionar el rotor puede causar un desgaste prematuro de las partes internas y causarle un daño a éste. Los medidores de tipo turbina son capaces de operar hasta un 150% de su capacidad de diseño por periodos cortos de operación, pero las sobrecargas continuas se deben evitar debido a que son las causantes de los daños antes mencionados. Las velocidades extremas en una línea de gas pueden ocurrir al presurizar o ventear el sistema, para lo cual se deberá instalar una placa restrictora de flujo cinco diámetros como mínimo, aguas abajo del medidor.

Los medidores de tipo turbina deben ser presurizados de manera lenta para evitar daños en el rotor al abrir súbitamente la válvula aguas arriba de éstos. Se puede utilizar un by-pass a la válvula de aislamiento localizada aguas arriba del medidor para presurizar a éste de una manera segura. La línea donde será instalado

el medidor deberá ser limpiada antes de su instalación para remover cualquier escoria de soldadura que pueda dañarlo. Así mismo, el medidor deberá ser desinstalado al efectuar cualquier prueba hidrostática.

Estos medidores están diseñados y calibrados bajo una condición que se aproxime al flujo axial en la entrada del rotor. Si existen suficientes remolinos, la velocidad del rotor a una cierta razón de flujo será diferente a la velocidad del flujo axial. Un remolino en la dirección de rotación del rotor incrementará la velocidad de éste mientras que un remolino opuesto en dirección la disminuirá. Para lograr una medición de flujo de gran exactitud, este “efecto remolino” deberá ser reducido a un nivel insignificante mediante la práctica de una instalación adecuada como la descrita anteriormente. De tal manera que la distribución del perfil de velocidad a la entrada del rotor sea uniforme y simétrica. Para un promedio de razón de flujo dado, generalmente un perfil de velocidades no uniforme resulta en una velocidad del rotor mayor que la proporcionada por un perfil uniforme.

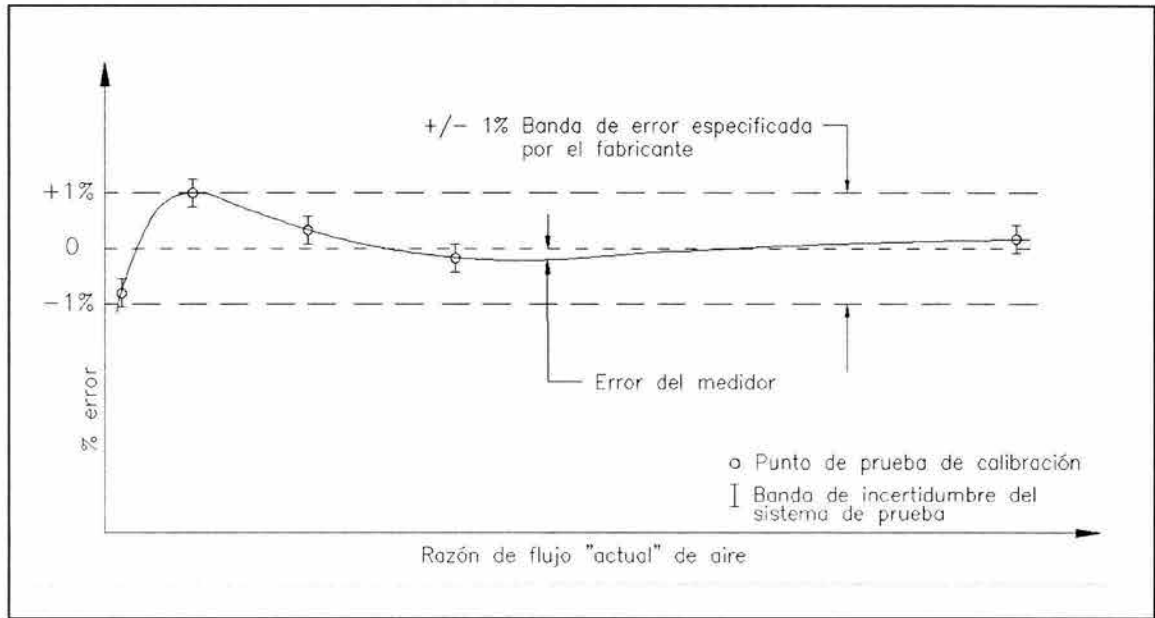
La repetibilidad de un medidor es la habilidad de éste para duplicar una misma medida en pruebas con idénticas condiciones de operación. Existen dos tipos de repetibilidad: la que sucede de una prueba realizada en un momento dado y la que esta basada en un tiempo mayor, como puede ser: diaria, mensual o anual. La repetibilidad debe obtenerse de pruebas con idénticas condiciones de operación. La mayoría de las turbinas, bajo condiciones normales de operación son capaces de alcanzar en pruebas sucesivas de corta duración, un  $\pm 0.10\%$  de desviación en la repetibilidad y un  $\pm 0.15\%$  en pruebas con base día a día. Una buena repetibilidad en periodos largos depende de cambios ocasionados en las condiciones físicas del medidor.

La exactitud de un medidor es el grado de conformidad existente entre el valor de medición que indica la turbina y el valor real de medición. El error de medición en un medidor de tipo turbina generalmente se especifica dentro de un  $\pm 1.0\%$  del volumen real sobre un rango especificado de flujo y de presión, usando aire como medio de calibración. Para errores de medición menores del  $\pm 1.0\%$  se debe consultar a los fabricantes para que el medidor sea calibrado a las condiciones que se pretenden operar el medidor.

A continuación se muestra la curva de desempeño de un medidor de tipo turbina, la cual se produce en comparación de un sistema de prueba (“prover”), graficada contra la razón de flujo a condiciones reales (“actual”). La “joroba” que se observa en la gráfica es una característica frecuentemente observada a bajos números de Reynolds y debida a los efectos del perfil de velocidad. La exactitud tiende a 100% conforme la razón de flujo se aproxima a la región laminar. Debido a las pequeñas e inevitables variaciones en el proceso de fabricación de los medidores, las curvas de exactitud son únicas e individuales a cada medidor.

Una determinación completa del error de medición debería incluir la incertidumbre de medición del sistema de prueba, dicha incertidumbre es típicamente del orden de  $\pm 0.2$  a  $\pm 0.5\%$ . Debido a que la incertidumbre del sistema de prueba está basada en errores que son pequeños y esporádicos, generalmente dicha incertidumbre no se incluye en la determinación del error de medición del equipo.

**Gráfica 7. Curva de desempeño de un medidor de tipo turbina graficada contra la razón de flujo “actual” a presión atmosférica de aire.**



Fuente: *Measurement of gas by turbine meters*. Transmission Measurement Committee, Report No. 7 A.G.A., Arlington, VA, E.U.A., 1996.

La pérdida de presión en un medidor de tipo turbina se atribuye a la energía desperdiciada requerida para que el medidor pueda operar y a las pérdidas ocasionadas a la fricción interna del gas con el equipo incluyendo los cambios de sección y dirección.

Los medidores de tipo turbina están diseñados generalmente para una razón de flujo máximo " $Q_{r\text{m}\acute{a}\text{x}}$ ", con el fin de no exceder una cierta velocidad angular en el rotor. Este flujo máximo permanece constante para todo el rango de presiones (a menos que el fabricante especifique otra cosa), siempre sin exceder la máxima presión de operación para el cual fue diseñado. De esta forma:

$$Q_{f\text{m}\acute{a}\text{x}} = Q_{r\text{m}\acute{a}\text{x}}$$

Donde:

$Q_{f\text{m}\acute{a}\text{x}}$  es el flujo volumétrico máximo de operación a condiciones del proceso. [m<sup>3</sup>/h]

$Q_{r\text{m}\acute{a}\text{x}}$  es el flujo volumétrico máximo de diseño en la línea para la selección del medidor. [m<sup>3</sup>/h]

El flujo máximo a condiciones base " $Q_{b\text{m}\acute{a}\text{x}}$ " estará dado por:

$$Q_{b\text{m}\acute{a}\text{x}} = Q_{r\text{m}\acute{a}\text{x}} \cdot \frac{P_f}{P_b} \cdot \frac{T_b}{T_f} \cdot \frac{Z_b}{Z_f}$$

Donde:

- $Q_{b\text{máx}}$  es el flujo volumétrico máximo de operación a condiciones base. [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]  
 $P_f$  es la presión absoluta mínima de operación. [bar]  
 $P_b$  es la presión absoluta base. [bar]  
 $T_b$  es la temperatura absoluta base. [K]  
 $T_f$  es la temperatura absoluta promedio del flujo a condiciones de operación del proceso. [K]  
 $Z_b$  es el factor de compresibilidad del flujo a condiciones base.  
 $Z_f$  es el factor de compresibilidad del flujo a condiciones de operación del proceso.

El flujo mínimo (o mínima capacidad del medidor) es la razón de flujo más bajo al cual el medidor puede operar dentro de un límite especificado de exactitud. Obviamente, la razón de flujo mínimo depende del límite de exactitud escogido. Usualmente este límite es ajustado a +/- 1.0 % de error, como fue indicado anteriormente.

La mayoría de los fabricantes de medidores de tipo turbina realizan las calibraciones usando aire a presiones menores a 100 lb/pulg<sup>2</sup>. Se pueden ajustar las condiciones de prueba para realizar la calibración a presiones mayores. Además se pueden realizar pruebas en sitio a presiones reales de trabajo usando un medidor calibrado con propósitos de transferencia de custodia. Los medidores de tipo turbina son capaces de alcanzar un error del +/- 0.25 % sobre un rango de flujo especificado si son calibrados individualmente contra a la densidad en particular a la cual van a operar. De esta forma, el mejor desempeño de exactitud del medidor se obtiene cuando éste se calibra en particular a las condiciones más próximas de densidad de operación.

En la práctica general, es más conveniente utilizar un factor ajustado de calibración dentro del rango total de flujo. A este factor se le conoce como factor "K" (pulsos por unidad de volumen) para una salida eléctrica. Para salidas mecánicas, el factor se ajusta escogiendo un arreglo de engranes que permita relacionar a cada revolución del rotor una cantidad definida de volumen.

Uno de los factores que puede afectar la exactitud de medición son las pulsaciones, las cuales se pueden encontrar de varias formas dependiendo del diseño y las condiciones de operación. El error de medición provocado por una pulsación generalmente es positivo, debido a que el rotor se acelera más rápidamente a una velocidad alta del flujo de gas que cuando se desacelera a una velocidad baja del flujo. La rápida aceleración es causada por la fuerza motriz del rotor, la cual es proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo de gas. La magnitud del error de pulsación depende de la amplitud y frecuencia de las variaciones de la velocidad del flujo, del promedio de la razón de flujo, del tamaño del medidor, de la densidad del gas, de la inercia del rotor y de otros factores más. Cabe hacer notar que el error debido a las pulsaciones depende de las variaciones en la velocidad del flujo de gas y no en las variaciones de presión. Los medidores de tipo turbina instalados cerca de compresores y reguladores de ciclos de apertura y cierre constante pueden producir errores de medición. Las pulsaciones generadas por este tipo de equipos provocarán que la turbina lea con mayor rapidez debido a que el medidor responde más rápidamente a un incremento en el flujo que a un decremento. Las variaciones pequeñas de flujo causadas por los reguladores no afectan la exactitud de medición de una turbina ya que ésta puede responder eficazmente a dichos cambios. Las pulsaciones pueden viajar aguas abajo o aguas arriba de donde fueron generadas y en contra de la dirección del flujo de gas. Se requieren varios kilómetros de tubería para reducir el nivel de pulsación al 50%; aún con la válvula de seccionamiento del tren de medición cerrada, la resonancia de una pulsación puede ser lo suficientemente fuerte para hacer rotar los alabes del medidor. Por estas razones, es recomendable la instalación de un atenuador de pulsaciones, siendo ésta solución, la forma más económica para aislar un medidor de tipo turbina de una fuente de pulsación.

Otra consideración que se debe tener en la instalación de este tipo de medidores es el tener cuidado con el alineamiento de éstos con la tubería para reducir la posibilidad de existencia de esfuerzos excesivos que puedan deformar algún componente interno del medidor, lo que haría difícil la desinstalación del medidor cuando se requiera de un mantenimiento mayor. Se deben tener especial cuidado cuando se incremente la presión en una tubería con un medidor instalado desde la presión atmosférica hasta la de operación, debido a que se puede acelerar súbitamente el rotor. Lo mismo puede ocurrir al abrir súbitamente la válvula de entrada a la estación; para esto, se recomienda instalar una línea de presurización de  $\frac{3}{4}$ " ó 1" paralela a la línea principal de proceso "by-paseando" la válvula principal de entrada al sistema de medición.

El desempeño de un medidor depende también de la frecuencia de inspección y mantenimiento al equipo, esta frecuencia depende de las condiciones de calidad del gas. Algunos equipos cuentan con puntos externos de lubricación de los rodamientos, lo que permite dar mantenimiento al equipo durante la operación normal del sistema.

Existen varios métodos de inspección en campo. Dos de ellos son: la inspección visual y la prueba del "spin-time". Este último método determina el nivel relativo de fricción mecánica sin tener que desmontar el medidor en línea. Si la fricción mecánica no se ha incrementado significativamente con el uso del medidor, la exactitud del mismo no se habrá degradado a bajos flujos. El método de la prueba consiste en poner al rotor en funcionamiento y medir el tiempo desde que inició la rotación hasta que el rotor pare. Se pueden realizar al menos tres pruebas y tomar el tiempo promedio, el cual deberá coincidir con el indicado por el fabricante. Las condiciones que afectan esta prueba son: una mala lubricación de los rodamientos, una temperatura ambiental baja, accesorios internos dañados, entre otras.

Los medidores que se encuentran en operación pueden proporcionar a menudo información sobre su operación, por el ruido o vibraciones que emiten. El que un medidor presente vibración severa, puede un indicativo de que el rotor ha sufrido un daño que lo ha hecho desbalancearse; lo que provocará una falla completa de éste.

### **3.5.3 Medidores de tipo ultrasónico.**

Los medidores de tipo ultrasónico son utilizados para medir gases hidrocarburos, como el gas natural, en aplicaciones en las que se requiere un rango amplio de medición, un rango amplio de presión, una alta precisión, una muy baja caída de presión o cualquier combinación de estas condiciones. Existen dos clases de medidores de tipo ultrasónico según la configuración del patrón de movimiento de la señal sónica, y son: patrón simple y multipatrón. Solo estos últimos son aprobados para fines de transferencia de custodia.

El medidor de tipo ultrasónico está formado por transductores localizados a lo largo de la pared de tubería que forma al medidor, los cuales transmiten y reciben pulsos acústicos. Los transductores se encuentran en contacto directo con el flujo de gas y, por lo tanto, la presión donde se localizan dichos transductores está contenida por sellos. Estos transductores piezoeléctricos emplean cristales o cerámicas, los cuales son puestos en vibración cuando se aplica un voltaje. Al vibrar dichos elementos generan ondas acústicas en el fluido. Debido a que el efecto piezoeléctrico es reversible, los elementos receptores se polarizan eléctricamente y producen voltajes de acuerdo al esfuerzo mecánico cuando son distorsionados por la acción de las ondas acústicas incidentes.

Las ondas acústicas que emitidos viajan a una velocidad específica a través del flujo de gas, dicha velocidad puede ser calculada y comprobada teóricamente con la composición del gas, presión y temperatura de operación.

A continuación se muestra la tabla 10 donde se muestran la velocidad del sonido a través de distintos tipos de gases bajo diferentes condiciones:



**Tabla 10. Velocidad del sonido a través de distintos tipos de gases bajo diferentes condiciones.**

Substancia	Presión absoluta [bar]	Temperatura [K]	Velocidad del sonido "C" [m/s]
Metano	1	275	432
Metano	1	320	463
Metano	60	275	414
Metano	60	320	456
Aire	1.0133	275	333
Hidrógeno	1.0133	273.15	1022
Etileno	1	273.15	318
Gas natural (Groningen)	1.0133	273.15	400

Fuente: *Manual de Medición de Gas Natural.* Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C., Ciudad de México, E.U.M., 2002.

La velocidad teórica del sonido a través del gas natural es aproximadamente:

$$C = \sqrt{\frac{k \cdot P}{Z \cdot \rho}}$$

Donde:

- C es la velocidad del sonido a través del gas natural. [m/s]
- k es la constante de Poisson.
- P es la presión absoluta del flujo de gas. [bar]
- Z es la factor de compresibilidad del gas.
- $\rho$  es la densidad del gas. [kg/m<sup>3</sup>]

La velocidad de propagación de una onda de sonido creada en un medio de flujo es igual a la suma vectorial de la velocidad de la onda original más la velocidad del medio. Este efecto es usado para medir la velocidad del gas.

Los pulsos acústicos ultrasónicos transmitidos por uno de los transductores se reciben por el otro transductor y viceversa. La figura 11 muestra la geometría de dos transductores, Tx1 y Tx2, a un ángulo  $\varphi$  con respecto al eje de simetría de la tubería de diámetro "D".

Sin flujo de gas, los pulsos acústicos se propagan a la misma velocidad en ambas direcciones. Si el gas en la tubería tiene una velocidad distinta a cero, los pulsos que viajan aguas abajo con el flujo se moverán mas rápidamente que los que viajan aguas arriba en contra del flujo. De esta forma, el tiempo que tarda en viajar el pulso aguas abajo " $t_D$ " será menor que el tiempo requerido en dirección aguas arriba " $t_U$ ", al contrario de cuando el gas no está en movimiento. Los tiempos de recorrido son medidos electrónicamente, desde la emisión de la señal hasta su recepción.

A flujo cero de gas, los tiempos de recorrido de los pulsos acústicos serán iguales entre sí a:

$$t_D = t_U = t_0 = \frac{L}{C}$$

Cuando la velocidad del gas dentro de la tubería es distinta de cero, la velocidad del sonido a través del flujo de gas puede calcularse como:

$$C = \frac{L \cdot (t_U + t_D)}{2 \cdot t_U \cdot t_D}$$

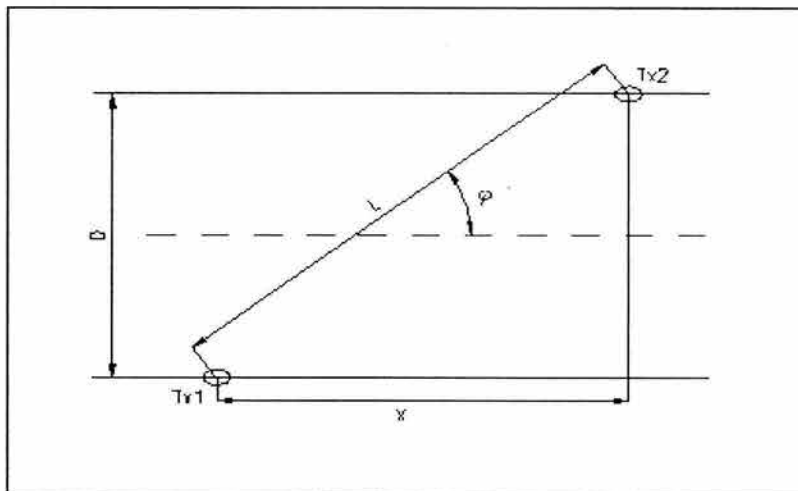
Así, tenemos que el tiempo "t<sub>D</sub>" será igual a:

$$t_D = \frac{L}{\left(C + v \cdot \frac{X}{L}\right)}$$

Y el tiempo "t<sub>U</sub>" será igual a:

$$t_U = \frac{L}{\left(C - v \cdot \frac{X}{L}\right)}$$

Figura 11. Geometría simple de un medidor de tipo ultrasónico.



Fuente: *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*. Transmission Measurement Committee Report No. 9, A.G.A., Washington, DC, E.U.A., 2000.

Cuando los dos pulsos acústicos Tx1 y Tx2 son transmitidos al mismo tiempo, la velocidad del sonido en el flujo de gas es idéntica para ambas mediciones y por lo tanto puede eliminarse de la siguiente manera:

$$v = \frac{L^2 \cdot (t_U - t_D)}{2 \cdot X \cdot t_U \cdot t_D}$$

Donde:



- v es la velocidad del sonido medida a través del gas natural. [m/s]
- L es la distancia recta de la trayectoria del pulso acústico entre los dos transductores. [m]
- X es la distancia axial expuesta al flujo de gas. [m]
- $t_U$  es el tiempo requerido en viajar el pulso acústico de un transductor a otro con dirección aguas abajo. [s]
- $t_D$  es el tiempo requerido en viajar el pulso acústico de un transductor a otro con dirección aguas arriba. [s]
- $t_0$  es el tiempo de recorrido cuando no existe flujo de gas. [s]

Antes de que se lleve a cabo la detección y el reconocimiento del pulso acústico, éste es recibido y procesado utilizando un Control Automático de Ganancia (AGC) y un filtro de señal. La sección AGC es usada como verificación contra un amplio espectro de densidades de gas, presiones y composiciones. Después de este procesamiento el pulso pasa al circuito de detección, donde es digitalizado y comparado como una “huella digital” de la señal esperada del pulso, haciéndolo altamente inmune a otra señal acústica que pudiera de alguna manera tener influencia en la medición. El resultado de la medición, basado en los dos pulsos transmitidos puede ser ya sea:

1. Aceptado, si la transmisión de la señal está de acuerdo completamente con los estándares de calidad.
2. Rechazado, si se detecta una desviación a dichos estándares de calidad.

Solamente después de que el pulso es aceptado se determinará el tiempo de recorrido, el cual será utilizado para el cálculo de la velocidad del flujo de gas y de la velocidad del sonido a través de dicho flujo. Cotejando la señal transmitida con su “huella digital”, no sólo elimina las señales falsas sino que también es posible determinar de manera más precisa el tiempo de llegada de la señal.

Dependiendo del diámetro de la tubería, se emiten de 20 a 60 pulsos acústicos por trayectoria cada segundo. Se utiliza el promedio de tiempo de recorrido de los pulsos aceptados cada segundo para un posterior procesamiento.

Un medidor ultrasónico de una sola trayectoria mide el promedio de velocidades a lo largo de dicha trayectoria de acuerdo a la ecuación anterior. Si la velocidad del flujo de gas fuera uniforme a lo largo de la sección transversal del medidor, sería suficiente el multiplicar este promedio con el área de la sección transversal para obtener el flujo volumétrico. En la práctica, la velocidad se reduce desde el centro hacia la pared del medidor y la forma real de este perfil de velocidades es una función del número de Reynolds.

De esta forma el flujo volumétrico estará dado por:

$$Q = \frac{L^2 \cdot k \cdot A}{2 \cdot X} \cdot \left( \frac{1}{t_D} - \frac{1}{t_U} \right)$$

Donde:

- A es el área de la sección transversal interna del medidor. [m<sup>2</sup>]
- k es el factor de corrección por efecto del perfil de velocidades.

La incertidumbre en los valores de “ $t_D$ ” y “ $t_U$ ” es determinada por la electrónica del equipo. La longitud de trayectoria “L”, el ángulo “ $\varphi$ ” y el área “A” están determinados por la geometría y cualquier incertidumbre en estos parámetros resultará en una incertidumbre en la medición.

Para ilustrar la exactitud requerida en el tiempo de recorrido medido, se sustituirán valores comunes en la siguiente ecuación. Usando un valor de 600 para el ángulo “ $\varphi$ ”. Tenemos entonces:

$$t_D = \frac{L}{(C + v \cdot \cos \varphi)} = \left( \frac{L}{C + \frac{v}{2}} \right) = \frac{t_0}{\left(1 + \frac{M}{2}\right)} \approx t_0 - \left(M \cdot \frac{t_0}{2}\right)$$

$$t_U = \frac{L}{(C - v \cos \varphi)} = \left( \frac{L}{C - \frac{v}{2}} \right) = \frac{t_0}{\left(1 - \frac{M}{2}\right)} \approx t_0 + \left(M \cdot \frac{t_0}{2}\right)$$

Donde:

- M es el número Mach del flujo de gas ( $v/C$ ).
- k es el factor de corrección por efecto del perfil de velocidades.

Estas ecuaciones muestran que los tiempos de recorrido medidos (ambos aguas arriba y aguas abajo de la dirección del flujo) son iguales al tiempo medio de recorrido “ $t_0$ ”, con una corrección “ $M t_0 / 2$ ” dependiendo del promedio de la velocidad del flujo de gas.

Un valor típico de la velocidad del flujo de gas en una tubería es de 30 m/s. Para un medidor con un rango de medición de 1:75, la velocidad mínima a medir será de 0.4 m/s. Cuando esta velocidad tiene que ser medida con un error de 0.5%, el medidor tendrá que tener una resolución de 2 mm/s. Combinando esto con una velocidad típica del sonido de 400 m/s y una longitud de trayectoria de 0.4 m, obtendremos:

$$t_0 = 1 \text{ ms} ; \Delta t_0 = M \cdot \frac{t_0}{2} = 5 \text{ ns}$$

El valor pequeño obtenido de tiempo medio de viaje indica que un medidor de tipo ultrasónico es capaz de medir a razones altas de repetición. En aplicaciones de control, donde las caídas de flujo son de 0.5 s desde el punto normal de operación hasta el valor mínimo, esta alta razón de repetición es de suma importancia. Un valor típico de esta razón de repetición es de 10 a 30 Hz y se pueden alcanzar valores más altos, lo que hace posible al medidor de tipo ultrasónico obtener un pequeño error de medición cuando existe flujo pulsante.

El error en el cálculo de la velocidad “ $\Delta v$ ” es proporcional al error de medición del tiempo de recorrido “ $\Delta t$ ” y está dado por:

$$\Delta v = \frac{C^2 \cdot \Delta t}{4 \cdot X} = \frac{C^2 \cdot \tan \varphi}{4 \cdot D} \cdot \Delta t$$

En la tabla siguiente podemos ver el error en la medición de la velocidad para un valor típico de incertidumbre en la medición del tiempo de 10 ns.

**Tabla 11. Error en la velocidad como una función del diámetro de la tubería para una incertidumbre de 10 ns en la medición del tiempo.**

Diámetro nominal de tubería		Error de velocidad	
[mm]	[pulg]	[mm/s]	[pulg/s]
150	6	4.5	0.180
250	10	2.7	0.110
500	20	1.4	0.054
760	30	0.9	0.036

Fuente: *Ultrasonic Gas meters Handbook*. Instromet Inc., Stafford, TX, E.U.A., 2002.

El desempeño general de un medidor de tipo ultrasónico debe cumplir con los siguientes requerimientos, previo a realizar cualquier ajuste de calibración.

1. Repetibilidad:  $\pm 0.2\%$  para  $q_t \leq q_i \leq q_{max}$ .  
 $\pm 0.4\%$  para  $q_{min} \leq q_i \leq q_t$ .
2. Resolución: 0.001 m/s (0.003 pie/s).
3. Intervalo de muestreo de velocidad:  $\leq 1$  segundo.
4. Error de pico a pico máximo:  $\pm 0.7\%$  para  $q_t \leq q_i \leq q_{max}$ . (ver gráfica 8)
5. Lectura a flujo cero:  $< 12$  mm/s (0.040 pie/s) para cada trayectoria acústica.
6. Error máximo:  $\pm 0.7\%$  para  $q_t \leq q_i \leq q_{max}$ .  
 $\pm 1.4\%$  para  $q_{min} \leq q_i \leq q_t$   
(Para medidores de 12" de diámetro nominal y mayores).
7. Error máximo:  $\pm 1.0\%$  para  $q_t \leq q_i \leq q_{max}$ .  
 $\pm 1.4\%$  para  $q_{min} \leq q_i \leq q_t$   
(Para medidores menores a 12" de diámetro nominal).

Se puede observar que los requerimientos de error para los medidores menores a 12" son menos estrictos debido a la dificultad de medir el tiempo de recorrido cuando existe flujo turbulento y cuando las longitudes de las trayectorias son cortas.

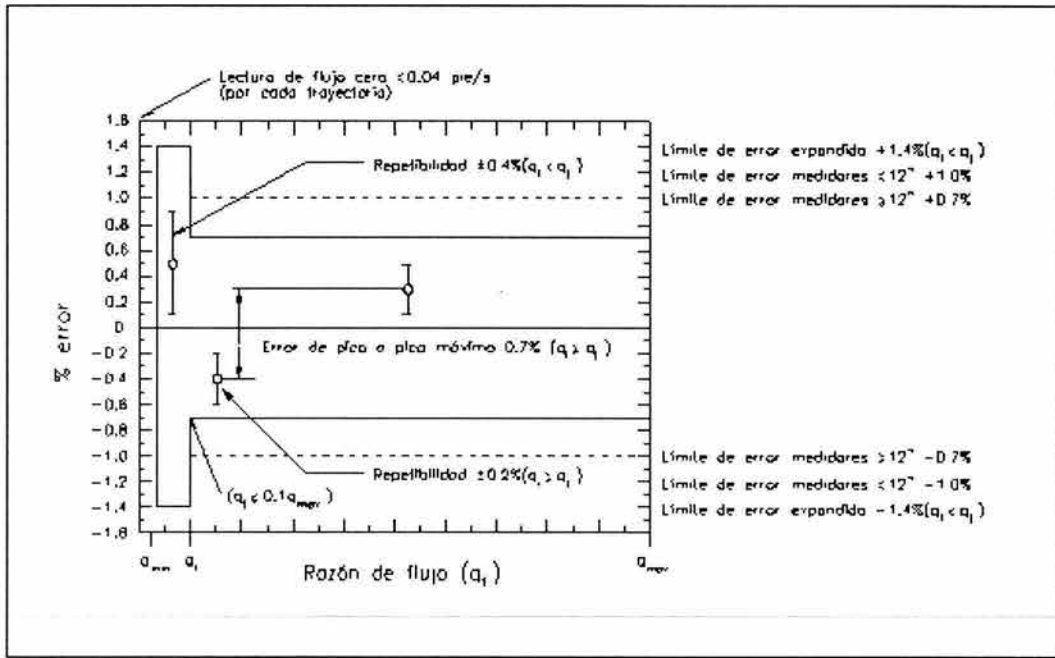
La exactitud de un medidor de tipo ultrasónico depende de varios factores como son:

1. La geometría precisa del cuerpo del medidor y la localización de los transductores.
2. La técnica de integración inherente en el diseño del medidor.
3. La calidad del perfil de flujo y los niveles de pulsación que exista en el flujo de gas.
4. La exactitud de la medición del tiempo de viaje.

La calibración de un medidor de tipo ultrasónico puede ser realizada como mínimo en los siguientes puntos:  $Q_{min}$ ,  $0.1 Q_{max}$ ,  $0.25 Q_{max}$ ,  $0.40 Q_{max}$ ,  $0.70 Q_{max}$  y  $Q_{max}$ . Las pruebas de calibración deben ser realizadas a la presión, temperatura y densidad cercanas a las condiciones de operación promedio esperadas.

A continuación se muestra la grafica 8 que representa las especificaciones de desempeño general descritas anteriormente.

**Gráfica 8. Gráfica de desempeño de un medidor de tipo ultrasónico.**



Fuente: *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*, Transmission Measurement Committee Report No. 9, A.G.A., Washington, DC, E.U.A., 2000.

Los medidores de tipo ultrasónico no son sensibles a la presencia de contaminantes líquidos y sólidos en la corriente de gas. El medidor puede incluso seguir operando totalmente inundado. Sin embargo, en esta circunstancia, la incertidumbre de la medición se incrementará positivamente con la cantidad de líquidos presentes, en mayor parte debido a la reducción del área libre para el paso del flujo de gas y consecuentemente en el aumento de velocidad de éste. Además de lo anterior, los depósitos líquidos y sólidos en el medidor contribuyen al incremento del error de medición y pueden atenuar u obstruir los pulsos acústicos emitidos por los transductores, por lo que se deben de mantener limpios mediante una adecuada filtración y un mantenimiento a los medidores. Por ejemplo, para un diámetro interno de 152 mm (6 pulg.) en un medidor, un a capa de depósitos de tan solo 0.2032 mm (0.008 pulg.) a lo largo de la superficie interna causará un error de medición de  $+0.53\%$ . Para un medidor de 508 mm (20 pulg.) de diámetro interno, la misma capa de 0.2032 mm causará un error  $+0.16\%$ . (Una capa de 0.2032 mm es igual al espesor de dos hojas de papel de 9 kg para fotocopiadora). Si se utilizan filtros, éstos deberán ser dimensionados de tal manera que a máximo flujo exista la mínima caída de presión y distorsión de flujo posibles.

La composición química del gas no tiene un efecto importante en el desempeño de un medidor de tipo ultrasónico. El cambio en la velocidad del sonido en la corriente de gas puede ser un indicativo de que la composición química ha cambiado. Un alto porcentaje de  $CO_2$  en el gas puede afectar la medición debido a que éste tiende a atenuar la señal ultrasónica del medidor.

Los medidores de tipo ultrasónico se deben instalar con suficiente distancia de equipos emisores de ruido ultrasónico como lo son las válvulas controladoras de flujo y reguladores de presión ya que este ruido puede interferir en la frecuencia de los pulsos acústicos del medidor.

Para minimizar los posibles efectos de distorsión del flujo se recomienda instalar un enderezador de flujo y así reducir la cantidad de diámetros de tubería aguas arriba del medidor. Los perfiles de velocidad asimétricos en una corriente de gas pueden persistir por 50 diámetros de tubería o más aguas abajo de su punto de inicio. Los perfiles de velocidad con remolinos pueden persistir por 200 diámetros o más. Los remolinos pueden ser causados por accesorios de tubería, válvulas o reguladores.

Se deben evitar cambios de diámetro interno en los componentes inmediatos aguas arriba del medidor, ya que como hemos mencionado anteriormente ocasionan disturbios en el perfil de velocidad. El diámetro interno del medidor, el diámetro interno de las bridas de conexión y de los accesorios adyacentes debe ser igual entre ellos, hasta un 1% de diferencia. Así mismo, al instalar dichos accesorios se deben alinear con la mayor precisión posible.

La instalación recomendada por los fabricantes de medidores de tipo ultrasónico puede variar, pero generalmente requiere de 5 a 10 diámetros nominales de tubería aguas arriba del medidor y 3 aguas abajo mínimo y es sólo válida cuando existen condiciones “razonables” aguas arriba del medidor (“bajo nivel de remolinos y pequeñas asimetrías en el perfil de flujo”). Para la instalación de un termopozo localizado aguas abajo del medidor se debe considerar una distancia desde la cara realzada de la brida aguas arriba hasta dicho termopozo de entre 1 y 5 diámetros de tubería.

La despresurización rápida del sistema de medición puede causar daños a los transductores por lo que debe ser evitada. El medidor de tipo ultrasónico no sufre daños por velocidades extremas en la corriente de gas. Estas velocidades pueden ocurrir cuando se presuriza, ventea o purga una línea de medición o todo el sistema de suministro de gas. La exactitud del medidor puede verse afectada una vez que el flujo excede la velocidad máxima de operación permitida en el medidor.

El mantenimiento mecánico en este tipo de medidores es prácticamente nulo; no obstante, es necesario hacer mediciones mediante comunicación serial y utilizando el software para comunicación con el medidor. Mediante este diagnóstico es posible detectar una reducción en la intensidad del pulso acústico recibido debido a la acumulación de depósitos sólidos en la superficie de los transductores. Las mediciones que se realizan durante el diagnóstico son:

1. Velocidad axial promedio del flujo a través del medidor.
2. Velocidad del flujo para cada patrón.
3. Velocidad del sonido a lo largo del patrón acústico.
4. Velocidad promedio del sonido.
5. Intervalo de muestreo de señal.
6. Porcentaje de pulsos aceptados por cada patrón acústico.
7. Indicadores de la calidad de la medición
8. Alarmas e indicadores de falla.

La inspección en sitio más comúnmente aplicada es la verificación de la velocidad del sonido. Los medidores de tipo ultrasónico miden la velocidad del sonido en el gas. Si se conoce precisamente la composición del gas, la presión y la temperatura, la medición de la velocidad del sonido puede ser comparada con la velocidad calculada basándose en el A.G.A. Reporte No. 8. Si la medición y el cálculo concuerdan, esto es un indicativo de que el tiempo de viaje de los pulsos está dentro de los límites aceptables. En la inspección visual, el diámetro interno del medidor y los puertos de los transductores se deben revisar para eliminar cualquier acumulación de sólidos, erosión u otros daños que puedan afectar el desempeño del



medidor. Además de lo anterior, el funcionamiento del medidor es constantemente verificado a través del software de autodiagnóstico

Siempre que sea posible, el operador debe verificar que el equipo mide a muy bajos flujos cerca del cero. Cuando se realice esta prueba el operador deberá “by-pasear” la válvula de corte de bajo flujo y observar que cualquier diferencia de temperaturas entre los trenes de medición causará corrientes de gas debidas a la convección térmica que circularán a través del equipo de medición, el cuál deberá medir dichos flujos bajos.

### 3.6 CROMATÓGRAFOS DE GASES.

La cromatografía de gases es la separación física de dos o más componentes, basada en la diferente distribución de dos fases, una de las cuales es estacionaria y la otra móvil, en el caso de la cromatografía de gases, el fluido es un gas. La cromatografía de gases consiste en la separación de los componentes volátiles de una mezcla, por medio de la elusión de estos a través de una fase estacionaria adsorbida sobre un soporte y el paso de una fase móvil o gas acarreador.

Los avances técnicos en la cromatografía de procesos han hecho que el uso de los cromatógrafos sea un método aceptable para la medición del poder calorífico total. Un cromatógrafo típico de proceso puede automáticamente determinar todos los componentes de interés en una muestra de gas natural.

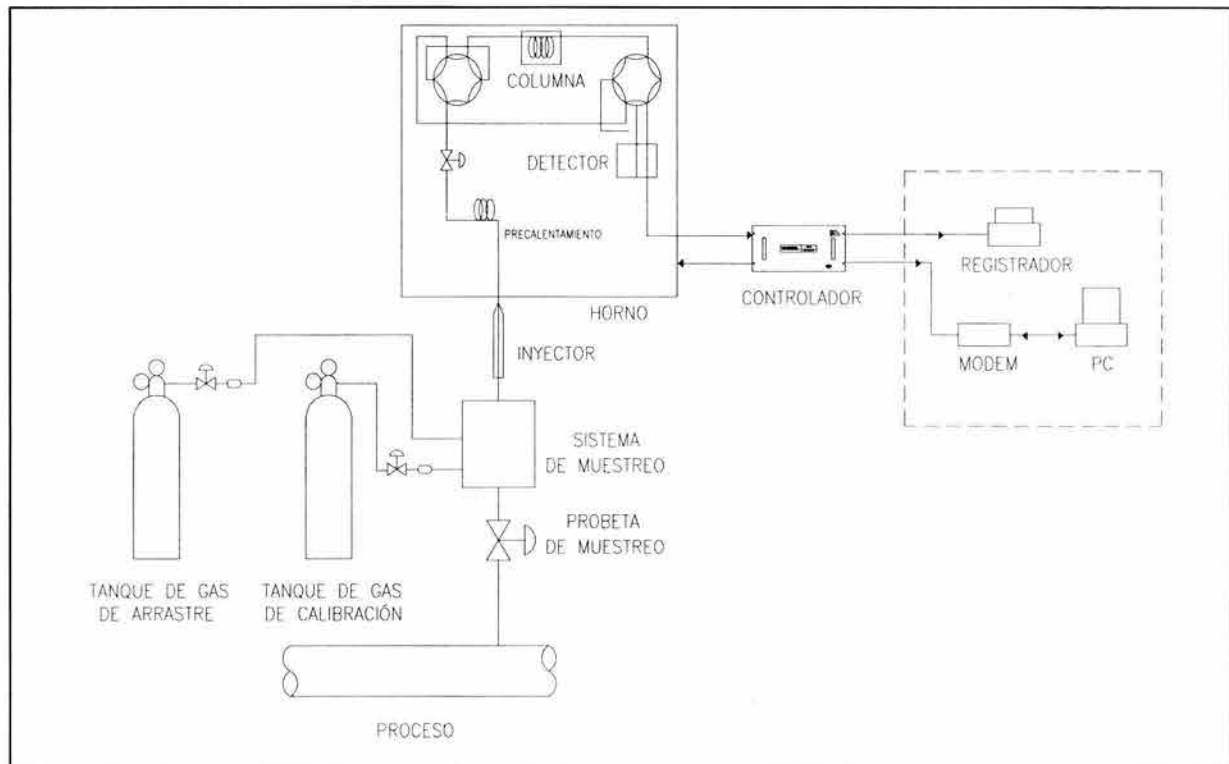
Estos equipos han superado a los tradicionales calorímetros tipo registradores. La tecnología de los cromatógrafos para laboratorios se ha aplicado a los cromatógrafos de proceso en línea para aplicaciones de campo, los cuales pueden funcionar sin la necesidad de que un operador este presente. Adicional a lo anterior, para mejorar sus cálculos de rutina de análisis estos sistemas pueden verificar automáticamente su propia operación mediante el uso de un gas estándar de calibración. Pueden proveer señales de alarmas de algún error, transmitir datos a lugares remotos y reiniciar automáticamente después de una interrupción del suministro de energía.

Los requerimientos medioambientales son mucho menos críticos para los cromatógrafos que para los calorímetros. Como resultado de esto, la exactitud de un cromatógrafo permanecerá constante no importando los cambios en la temperatura ambiente, debido a que no se utilizan elementos sensibles a la temperatura para realizar el análisis. Las condiciones ambientales afectarán a la parte electrónica del cromatógrafo, por lo que se deberán tener consideraciones en el diseño del cuarto de control donde será alojada para poder garantizar una operación confiable.

El cromatógrafo se compone de los siguientes elementos principales: sistema de muestreo e inyector, horno, columna, detector, controlador, registrador (impresora local), tanque de gas acarreador y tanque de gas de calibración.

A continuación se muestra un diagrama funcional de un sistema cromatográfico donde se muestran sus principales componentes:

**Figura 12. Diagrama funcional de un sistema cromatográfico.**



Fuente: *Hardware Reference Manual Danalyzer / 2350A Gas Chromatograph*, Daniel Measurement and Control Inc. And Emerson Process Management Company, Houston, TX, E.U.A., 2003.

1. Sistema de muestreo e inyector: es un dispositivo por el cual se introduce la muestra a la columna, el puerto de inyección se calienta a una temperatura lo suficientemente alta para conseguir una vaporización rápida de la mezcla sin causar degradación térmica. Las muestras se inyectan con una jeringa a través de un sello de hule o silicón que se encuentra en el puerto de inyección. La función principal del sistema de muestreo del cromatógrafo es la de obtener una muestra de gas, preparar dicha muestra y llevarla hasta el inyector. Este sistema consta de válvulas, reguladores, filtros y "tubing". Después que se toma la muestra, se reduce su presión hasta un rango de 0.2 a 1 bar (g). Posteriormente la muestra pasa a través de un filtro el cual eliminará las impurezas de la corriente de gas que puedan interferir con el funcionamiento de la válvula de inyección. Después de esto, se regula la presión del flujo hasta el valor de operación del analizador. El gas de calibración se conecta también al sistema de muestreo. Una vez acondicionada la muestra se inyecta a una razón de 15 a 20 ml/min.
2. El horno: tiene como función elevar la temperatura de la columna para lo cual cuenta con un material aislante y materiales necesarios para llevar a cabo su calentamiento. El calentamiento es gradual y se programa según las necesidades del análisis.



3. La columna: las columnas utilizadas en cromatografía de gases son básicamente de dos tipos. El tipo columnas empacadas en las cuales influye la manera en como se ha llevado a cabo el empaque en el movimiento relativo de los solutos a través del sistema. Las columnas pueden ser de vidrio a menos que se especifique otra cosa, se utilizan de varias dimensiones pero normalmente son de 0.6 m a 1.8 m de longitud y de 2 mm a 4 mm de diámetro interno. El tipo columnas capilares las cuales están constituidas por un tubo de sílice fundido muy largo (0.01 a 0.02 pies) y son de diámetro pequeño (0.01 a 0.02 pulgadas) en donde la fase líquida se deposita en forma de película delgada (0.5 a 1  $\mu\text{m}$ ) en las paredes interiores de la columna. La muestra de gas viaja a través del serpiente de muestra y es acarreado hasta la columna de separación utilizando helio como gas de arrastre. Lo más común para el análisis del gas natural es el separar el hexano y los componentes más pesados ( $\text{C}_6+$ ) en una columna de separación y los componentes más ligeros en una segunda columna.
4. El detector: cuando los componentes salen individualmente a través de la columna pasan por el detector que emite una señal hacia el controlador proporcional a la concentración del soluto en el gas transportador cuando éste sale de la columna. La temperatura del detector debe controlarse para prevenir la condensación. Los detectores más comúnmente utilizados son: el de conductividad térmica (TCD), el de ionización de flama (FID), el de ionización de flama alcalina (FAID) y captura de electrones (ECD). Los componentes pesados y ligeros pasan a través del detector, el cual es sensible a la conductividad térmica de cualquier gas o combinación de gases presente. Estos elementos sensores se conectan para formar un circuito eléctrico y se toma uno de los elementos como referencia y otro para medición. Una corriente continua de gas de arrastre pasa sobre ambos elementos del detector, bajo esta condición, se dice que el circuito está balanceado. Después de que se inyecta una muestra y sus componentes son separados por la columna, éstos pasarán a través de los elementos del detector, lo que causará un desbalance en el circuito; el cual es proporcional a la cantidad de cada componente, con respecto a su conductividad térmica relativa al helio. Cuando se despliegan los resultados en un registro gráfico, el voltaje causado por el desbalance puede verse como un “pico”. Este voltaje puede ser digitalizado en una computadora para su procesamiento.
5. El controlador: basado en microprocesador es la mejor solución costo-beneficio para resolver los variados problemas de aplicación asociados con los cromatógrafos de proceso. Existen cinco funciones principales realizadas por los controladores: el tiempo de análisis y el control del cromatógrafo, la adquisición de datos, los cálculos, la salida de resultados y la interfase de usuario. El tiempo de análisis y control del cromatógrafo se refiere a las funciones mecánicas requeridas para ejecutar un ciclo de análisis. Este tiempo de análisis puede variar de uno a treinta minutos dependiendo del número de componentes a ser detectados y el número y longitud de las columnas utilizadas. La función de adquisición de datos consiste en convertir la señal analógica del detector a un valor digital, convertir el valor a una unidad de ingeniería y almacenarlo para algún procesamiento futuro. El sistema de cálculo es similar a todos los equipos. Los resultados calculados se pueden presentar en una variedad de formas que pueden ser: impresa, señales analógicas de voltaje o corriente (4-20 mA), señales compatibles con módem o pantallas digitales. La interfase de usuario provee al operador una forma de comunicarse con el sistema. El tipo y cantidad de datos obtenidos dependerá del tipo y número de columnas que se utilicen y de las condiciones de operación.

El controlador está generalmente diseñado para áreas peligrosas, esto hace que sea una aplicación óptima para sistemas de suministro de gas. El horno, el inyector, la columna y el detector pueden ser montados en línea mientras que el controlador puede ser instalado dentro de un cuarto de control, dentro de un cuarto de telemetría o alguna otra área de equipos. Los requerimientos eléctricos de los componentes electrónicos deben ser diseñados para utilizarse en áreas designadas por el NEC (National Electrical Code) como Clase I, División 1, Grupos C y D. Al ser colocado el cromatógrafo muy cerca de la toma de muestreo,

en la línea de proceso, se puede economizar la instalación eléctrica y de instrumentación hasta el cuarto de control. De esta forma, la muestra de gas puede ser analizada rápidamente. Además, la muestra estará menos expuesta a acarrear condensados o a contaminarse.

### 3.7 ANALIZADORES DE H<sub>2</sub>S.

El gas natural contiene frecuentemente concentraciones variables de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), sulfuro de carbono (CS), mercaptano (RSH), sulfuros y bisulfuros. Estos componentes son tóxicos, pueden ser corrosivos y a menudo actúan como venenos catalíticos. El monitoreo de los sulfuros juega un papel importante en la calidad para los sistemas de transmisión y distribución, plantas de proceso y plantas que utilizan el gas natural como combustible.

El H<sub>2</sub>S, en presencia de agua libre puede causar corrosión interna en los gasoductos y líneas de distribución. Algunos sulfuros son reactivos, por tal motivo las técnicas de análisis en las cuales se tiene que almacenar una muestra en un contenedor por un periodo de tiempo no son confiables. Estos problemas se pueden evitar realizando el análisis de una muestra "in situ" mediante un adecuado sistema de muestreo.

Se han desarrollado nuevas técnicas en la determinación de la cantidad de sulfuros a través de los años. En el pasado, se realizaban pruebas como la de Tutweiler para determinar el nivel de sulfuros de hidrógeno, el método de Shaw para sulfuros de mercaptano y el método de Referee para el total de sulfuros. Los avances en cromatografía y analizadores proveen una medición más rápida y precisa de los compuestos de sulfuro. Algunos equipos incluyen dispositivos para imprimir reportes continuos, envío de los resultados mediante diversos tipos de señales, de alarmas, paros e históricos.

El método de detección por cinta de acetato de plomo es un procedimiento cuantitativo para indicar la cantidad de H<sub>2</sub>S. Este método no es afectado por la presencia de otros compuestos de sulfuro. El nivel límite de detección es de 5-6 ppm con un tiempo de exposición de un minuto. La cinta es humedecida con una disolución de ácido acético y expuesta a la corriente de gas. La reacción del acetato de plomo con el H<sub>2</sub>S formará sulfuro de plomo, el cual se indicará por una decoloración de la cinta. El acetato de plomo es un compuesto venenoso y el personal de operación y mantenimiento debe ser prevenido de este riesgo.

Los analizadores de H<sub>2</sub>S se utilizan en sistemas de transmisión y distribución y en plantas de control de procesos. Estos equipos son diseñados para aplicaciones de uso portátil, instalación permanente en cuartos de control e instalación permanente en áreas clasificadas. El rango usual de detección de estos equipos es de 0-100 ppm.

Este tipo de equipos utilizan el principio de la cinta de acetato de plomo. La muestra de gas fluye a una razón determinada a través de la cinta impregnada de acetato de plomo. El H<sub>2</sub>S reacciona con el acetato de plomo para formar sulfato de plomo. Se utiliza una válvula de regulación para proveer la razón precisa del flujo de muestra al analizador. Posteriormente, el gas burbujea a través de un humidificador que contiene una solución diluida de ácido acético para asegurar que se encuentra la humedad necesaria para permitir que la reacción anterior ocurra e inhibir la formación de carbonatos de plomo cuando el CO<sub>2</sub> está presente. La muestra humidificada pasa por la cinta y es venteadada a través de un extractor hacia la atmósfera. Este extractor reduce la posibilidad de que exista una presión de retorno dentro del sistema de muestreo.

Existen dos tipos de análisis que se utilizan comúnmente: Uno provee un registro continuo y el otro da lecturas en periodos de tiempo determinado. El registro continuo se obtiene del movimiento constante de la cinta mientras que el registro cíclico se obtiene del paro de muestra, impregnación y medición del color de la cinta en un ciclo de tiempo.

Las secciones de detección y registro de este tipo de analizadores pueden ser calibradas mediante el uso de tiras de papel coloreadas. Cada tira corresponde a una lectura particular en el analizador. Esta calibración puede ser realizada cada uno o dos meses. Sin embargo, para calibraciones más completas, se deben utilizar concentraciones conocidas de  $H_2S$  de la corriente de gas. Este tipo de calibración puede ser realizada en una base semestral o anual.

En algunos instrumentos, la cinta impregnada con la muestra se compara con una cinta que no ha sido utilizada a través de un sistema óptico. Las fotoceldas de medición de referencia de dicho sistema detectan la diferencia entre la reflexión de las cintas. Esta diferencia es proporcional a la concentración de  $H_2S$ . Esto es la base de los registradores gráficos.

Los analizadores actualmente disponibles son muy sofisticados y puede ser diseñados con diversos tipos de alarmas con envío de señal. Alarmas como: alto contenido de  $H_2S$ , baja presión de muestra, bajo flujo de muestra, falla de foto lámpara, etc.; las cuales pueden ser muy útiles en la operación del equipo, particularmente en aplicaciones de paro automático.

### 3.8 ANALIZADORES DE HUMEDAD.

Los mejores métodos para determinar el contenido de agua combinada en una corriente de gas natural es tomar una muestra directamente de la tubería de proceso a un equipo analítico. Si por condiciones de diseño es necesario obtener una muestra para realizar el análisis lejos de donde se encuentra la línea de proceso, se deben tener las precauciones necesarias para evitar la condensación durante el transporte y almacenamiento de muestra.

El agua combinada puede estar presente en un sistema de gas tal y como existe en el medio ambiente, ya sea en estado sólido, líquido o gaseoso. En estado sólido aparece en forma de hielo o formando hidratos, en forma líquida se mueve a la velocidad de la corriente de gas en forma de oleadas o como un aerosol. Aun cuando un sistema de gas puede contener una gran cantidad de condensados o agua en estado sólido, generalmente no se consideran dichos estados para propósitos de la medición cuantitativa de vapor de agua. No existe un método práctico para medir la cantidad de condensado de agua en un sistema de gas si no es por el uso de separadores.

La temperatura ambiente afecta la integridad de la muestra de gas que contiene vapor de agua. Por ejemplo, el punto de rocío de 7 lb (3.18 kg) de agua por millón de pie cúbico de gas es alrededor de 35 °F (1.7 °C) a una presión manométrica de 1,500 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> (103 bar), mientras que ha una presión manométrica de 10 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>, el punto de rocío es de -38 °F (-38.9 °C). Esto sugiere que el regulador utilizado deba ser localizado cerca de la línea de proceso para reducir la posibilidad de condensación en las líneas de baja presión que llevan la muestra al equipo de análisis. Lo anterior también reducirá el tiempo de residencia de la muestra. Para la localización de la toma de muestra también debe considerarse un lugar donde no pueda existir entrada de agua debida a la acumulación de ésta en la línea de gas.

Las moléculas de agua tienen una polaridad alta, así como afinidad electroquímica a varias sustancias. Los materiales como el teflón o el acero inoxidable son buenas opciones para líneas de sistema de muestra debido a que son prácticamente inertes a reacciones superficiales con el agua. Por otro lado, materiales como el nylon, impolene, y otras sustancias absorben mucha humedad, por lo que no deben ser utilizadas.

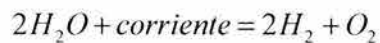
Se debe tener cuidado al seleccionar el tamaño y longitud apropiada para el "tubing" en el diseño del sistema de muestreo. En reguladores y válvulas de control de bajo flujo se deben utilizar líneas de muestra diámetro menor (como 1/8" de diámetro exterior) para obtener una alta velocidad del gas y disminuir el tiempo de retención. Estas consideraciones conservarán la integridad del sistema de muestreo.

La temperatura del sistema de muestra debe siempre estar por encima de la temperatura de la corriente de gas de proceso para prevenir condensación. En algunas ocasiones, se puede considerar el uso de calentadores externos o un sistema de aislamiento térmico. Así mismo, puede existir condensación de agua dentro de la línea de muestro. El calentamiento de la muestra evaporará esta agua, provocando que el analizador envíe lecturas altas de humedad. Se debe considerar por lo tanto, una pequeña purga atmosférica para la limpieza de las líneas de muestreo. Se debe tratar de mantener constante la presión en la línea de muestreo para prevenir los cambios de fase que puedan provocar lecturas erróneas.

A continuación se expondrán algunos de los métodos utilizados por fabricantes para la determinación del contenido de vapor de agua en una corriente de gas.

### 3.8.1 Analizador de agua electrolítico.

El analizador electrolítico de agua está basado en la Ley de Electrólisis de Faraday, la cual establece que la cantidad de descomposición química producida por una corriente es proporcional a la cantidad de electricidad suministrada. En este tipo de equipos, la muestra de gas es dirigida hacia el instrumento, donde el agua presente es absorbida continuamente y electrolizada:



La celda electrolítica de medición está compuesta de un tubo con un par de cables de platino ligeramente espaciados. El espacio entre los cables está puentado por una capa de pentóxido de fósforo. Al aplicar un voltaje de corriente directa a través de los cables de platino se provocará la electrólisis del agua absorbida en la superficie del pentóxido de fósforo. De esta forma, el agua es convertida en hidrógeno y oxígeno. La corriente de electrólisis es una medida de la concentración de agua en la corriente del gas.

Algunos de los problemas de este método es el error causado debido al efecto de recombinación con el hidrógeno y el oxígeno en atmósferas ricas de estos elementos, la inhabilidad de distinguir el alcohol del agua, problemas de corrosión y contaminación de la muestra y el desgaste gradual de la capa de pentóxido de fósforo.

### 3.8.2 Conductividad higroscópica.

Alrededor de 1944, se desarrolló un resistor sensible a la humedad, el cual es utilizado en analizadores de humedad para la industria del gas. Este elemento consiste de un embobinado doble recubierto con una solución de cloruro de litio en una carpeta de alcohol polivinílico. Cuando la sal de cloruro de litio absorbe la humedad del gas, éste se convierte en un mejor conductor. El cambio en la resistencia de la celda es monitoreada por un circuito de medición, dicha celda es sensible a los cambios de temperatura así como a los cambios de contenido de humedad; por esto, el equipo debe ser mantenido a una temperatura constante. La muestra debe estar libre de materiales que puedan contaminar el elemento sensor ya que los vapores de glicol así como los aerosoles de hidrocarburos reducen la capacidad sensitiva y de respuesta del elemento. En gases libres de contaminantes, el equipo muestra un buen desempeño durante un tiempo razonable de operación.

### 3.8.3 Analizador de óxido de aluminio.

El sensor de humedad de óxido de aluminio fue desarrollado originalmente para fines meteorológicos con el fin de conocer las condiciones extremas en la atmósfera superior al realizar los vuelos aeroespaciales. Debido a su buen desempeño para condiciones extremas, este sensor fue adoptado para usarse en aplicaciones de gas natural.



El sensor consiste en una cinta de aluminio que es anodizada por un proceso que provee una capa porosa de óxido. Sobre la estructura del sensor se deposita un recubrimiento muy delgado de oro. La base de aluminio y la capa de oro forman dos electrodos que constituyen esencialmente un capacitor de óxido de aluminio.

El vapor de agua de la corriente de gas se transporta rápidamente a través de la capa de oro siendo absorbido por ésta. El número de moléculas absorbidas determina la conductividad de la capa porosa. Cada valor de resistencia de los poros combinado con la capacitancia del sensor provee un valor de impedancia, el cual es una medida directa del contenido de vapor de agua.

### 3.9 CALENTADORES.

La concentración de vapor de agua en el gas natural debe ser mantenida al mínimo para eliminar su precipitación en forma de agua líquida al cambio de las condiciones de proceso, la cual puede causar serios problemas de corrosión en las líneas de transmisión. Bajo ciertas condiciones, los gases como el gas natural pueden unirse químicamente con agua libre para formar hidratos y compuestos sólidos a temperaturas arriba del punto normal de congelamiento del agua. Estos hidratos tienden a formarse en los puntos constrictivos de alta turbulencia como son medidores, válvulas, placas de orificio, reguladores, etc., que finalmente obstruirán la línea de suministro de gas.

El problema de la formación de hidratos en los gasoductos ya no es un problema común hoy en día debido a que la mayoría de las líneas de transmisión de gas son deshidratadas y normalmente contienen una cantidad de agua suficientemente baja y el líquido que se requiere para la formación de hidratos no es el suficiente aún a presiones muy altas y temperaturas muy bajas. Sin embargo, en condiciones inusuales de operación como son paros en los sistemas de deshidratación, fallas en separadores, pruebas hidráulicas de tubería, corrida de diablos, etc., la cantidad de agua puede aumentar y por consiguiente la formación de hidratos.

Otro inconveniente en las líneas de gas es el congelamiento exterior puede ocurrir simultáneamente con el congelamiento interno aunque ambos son procesos independientes y no tiene efecto directo el flujo de gas dentro de la tubería. El congelamiento externo ocurre cuando la tubería es enfriada por debajo de los 0° C (32 °F) o por debajo de la temperatura de punto de rocío del aire en el caso de la tubería aérea. Este congelamiento es causado por una reducción en la temperatura del gas debida a la expansión de éste a través del regulador.

Existen varios métodos con los cuales se puede controlar el problema causado por el congelamiento, la selección del método adecuado depende de cuestiones económicas y del tipo de aplicación. A continuación se indican algunos de ellos:

1. Deshidratación hasta un punto de rocío por debajo de cualquier temperatura que el gas pueda encontrar en la línea de transmisión o distribución.
2. Elevación de la temperatura del gas mediante el uso de calentadores, por arriba de la temperatura donde ocurre la formación de hidratos y el congelamiento exterior debido a equipos de regulación.
3. Reducción de la presión de la línea aguas abajo y aguas arriba donde se localiza la formación de hidratos.
4. Uso de inhibidores como el metanol para reducir los hidratos y la temperatura de formación de hielo.

Por la aplicación de este trabajo, sólo trataremos el método indicado en el punto 2.

Cuando existen altas reducciones de presión dentro del proceso (20 bar o más), la solución más imperativa para prevenir el congelamiento interno y externo, además de otros beneficios es calentar el gas. Sin embargo, esta solución es también la más cara en instalación y en costos de operación.

En un sistema de regulación, la formación de hidratos ocurre en el lado de alta presión, aún cuando el gas expandido y enfriado no se encuentre en el rango de formación de hidratos. Por lo tanto, si se utiliza el calentamiento del gas como solución para prevenir el congelamiento en un sistema de regulación, el calentador debe ser instalado aguas arriba del regulador.

### **3.9.1 Calentadores de tipo baño de agua de fuego indirecto.**

Los calentadores de tipo baño de agua de fuego indirecto son los más populares y se usan donde se requieren grandes cantidades de calor para prevenir el congelamiento y en aplicaciones relacionadas con estaciones de regulación y medición. En estas unidades se utiliza una solución de agua y anticongelante como medio de transferencia de calor entre la caldera y la tubería de conducción del flujo de gas. Existe un rango de capacidades de calderas amplio: desde los 79,000 hasta los 7,500,000 kJ/h (75,000 a 7,000,000 Btu/h). El gas combustible utilizado de la misma línea de proceso es controlado termostáticamente por la temperatura del gas a la salida o entrada del sistema de regulación, lo que permite un uso mínimo de combustible.

### **3.9.2 Calentadores de tipo infrarrojo de combustión catalítica.**

Los calentadores de tipo infrarrojo de combustión catalítica son frecuentemente la solución ideal a los problemas de congelamiento en las líneas de gas para instrumentos y para estaciones de regulación relativamente pequeñas. Las unidades catalíticas se fabrican en diversos tamaños con una capacidad de calentamiento de aproximadamente  $56,800 \text{ kJ/m}^2$  ( $5,000 \text{ Btu/pie}^2$ ) del área de calentamiento catalítico. El catalizador es un químico impregnado en una cama de fibras de asbesto, que son secadas eléctricamente para comenzar la reacción. La temperatura máxima de reacción no debe exceder los  $370 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $700 \text{ }^\circ\text{F}$ ), esta temperatura se encuentra por debajo de la temperatura de ignición de una mezcla de gas combustible. En este tipo de calentadores no existe flama, por lo que los fabricantes garantizan que son extremadamente seguros, aún cuando se localizan en una mezcla explosiva de gas y aire. La energía calorífica producida por la reacción catalítica es infrarroja, lo que la hace ideal para calentar el gas de instrumentos, controles, así como aplicaciones donde existan medidores sujetos a un gran riesgo de congelamiento. Debido a que la energía calorífica emitida es infrarroja, ésta puede ser dirigida de forma más segura y eficientemente a cualquier elemento componente de la estación.

Un inconveniente de este tipo de calentadores es que los productos de la combustión son venteados al equipo calentado. Si este equipo es instalado dentro de un cuarto de control, se debe considerar ventilación y aislamiento suficiente a las paredes de éste para prevenir la generación de vapor de agua debido a la condensación de los productos de combustión y evitar así el goteo constante de agua.



**CAPITULO IV. MEMORIA DESCRIPTIVA FUNCIONAL Y MEMORIA DE CÁLCULO.****4.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN, ESPECIFICACIONES Y DATOS BÁSICOS DE DISEÑO.****4.1.1 Características del gasoducto para el suministro del gas natural.**

El gasoducto que proporcionará el gas natural a la EARM tiene las siguientes características:

- a) Diámetro nominal: 609.60 mm (24 pulg.)
- b) Longitud: 356 m
- c) Espesor de la tubería / cédula: 12.70 mm (0.5 pulg.) / XS
- d) Especificación de material: API-5L Gr.X70
- e) Protección mecánica: Recubrimiento exterior tipo epóxico de 0.4 mm de espesor (0.014 pulg.)
- f) Protección catódica: Rectificador 24 V / 4 A de corriente con 4 ánodos de sacrificio.

**4.1.2 Especificación y composición del gas natural.**

Se muestra a continuación la composición química y las propiedades físicas del gas natural que se suministrará a la EAMR.

**Tabla 12. Composición química promedio del gas natural.**

<b>Componente</b>	<b>% Mol</b>
Metano (CH <sub>4</sub> )	89.756
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	7.393
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1.200
Butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.315
Pentano (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.079
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.033
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	0.219
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	1.005
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	0.000
Sulfuro Total	0.015 %peso
<b>TOTAL</b>	<b>100.000</b>

**Tabla 13 Propiedades físicas del gas natural.**<sup>12</sup>

Propiedad física	Valor
Masa molecular del gas natural. ( $MM_{\text{gas}}$ ) [kg/kgmol]	17.7004
Masa molecular del aire. ( $MM_{\text{aire}}$ ) [kg/kgmol]	28.9625
Gravedad específica ideal del gas natural. <sup>13</sup> ( $G_i$ ); aire = 1	0.611
Factor de compresibilidad. <sup>14</sup> ( $Z_b$ ) a $P_b$ y $T_b$	0.9978
Factor de compresibilidad. <sup>15</sup> ( $Z_s$ ) a $P_s$ y $T_s$	0.9976
Relación de calor específico. ( $k = C_p / C_v$ )	1.270
Densidad. ( $\rho_b$ ) a $P_b$ y $T_b$ [kg/m <sup>3</sup> ]	0.719
Densidad. ( $\rho_s$ ) a $P_s$ y $T_s$ [kg/m <sup>3</sup> ]	0.743
Densidad del aire. ( $\rho_a$ ) a $P_s$ y $T_s$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1.2926
Poder calorífico bajo seco. (LHV) [kJ/kg]	48,490
Poder calorífico alto seco. (HHV) [kJ/kg]	54,139
Temperatura de formación de hidratos. ( $T_h$ ) [°C]	6.00
Temperatura de punto de rocío. ( $T_r$ ) [°C]	-32.80

Las características físicas y químicas del gas natural establecidas por la Comisión Reguladora de Energía (C.R.E.) el 27 de enero de 1998, en la Gaceta Oficial de la Federación de los Estados Unidos Mexicanos (E.U.M.) y según la NOM-001-SECRE-1997 "Calidad del Gas Natural" son:

<sup>12</sup> Para la determinación de los factores de compresibilidad, consultar la sección 4.3.1 "Memoria de cálculo del diámetro de la tubería y de la velocidad del gas".

<sup>13</sup> La gravedad específica (specific gravity) es un término que se utiliza para expresar la razón entre la masa molecular de un gas (o mezcla de gases) y la masa molecular del aire. Considerando la inhabilidad técnica para determinar la masa molecular del gas, se considera comúnmente para representar a la gravedad específica a la razón entre la densidad relativa del gas (o mezcla de gases) y la densidad relativa del aire bajo condiciones comunes de presión y temperatura. La diferencia entre la densidad relativa y la masa molecular relativa es pequeña, siempre y cuando las densidades sean determinadas a bajas presiones.

<sup>14</sup> El subíndice "b" corresponde a las condiciones base: Presión de 1 kgf/cm<sup>2</sup> (a) y temperatura de 20 °C. Las condiciones base o condiciones de referencia, son los valores específicos de presión y temperatura a los que los volúmenes medidos de gas son convertidos y a los cuales la energía calorífica está relacionada. Bajo estas condiciones de referencia se define el contrato de compra-venta de gas y varían de un país a otro.

<sup>15</sup> El subíndice "s" corresponde a las condiciones estándar de acuerdo a la norma ISO 13343 y 5024: Presión de 101.325 kPa (a) y temperatura de 15 °C. Existen diversas condiciones estándar propias de cada norma de referencia, sistema; las cuales varían según el país o el contrato de compra-venta. Por ejemplo: Condiciones estándar imperiales (ISC), temperatura de 60 °F y presión de 30 inHg a 60 °F saturado; es decir, 101.374 kPa (a). Condiciones estándar de la industria del gas en E.U.A. "pie cúbico estándar", temperatura de 60 °F y presión de 30 inHg a 32 °F saturado; es decir, 101.592 kPa. Condiciones API, temperatura de 60 °F y presión de 1 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> (a); es decir, 101.560 kPa. En adelante, las condiciones estándares corresponderán a la norma ISO 13343 y 5024.

**Tabla 14. Características físicas y químicas del gas natural establecidas por la C.R.E. el 27 enero de 1998.**

Propiedad física / compuesto	Método	Especificación establecida
Poder calorífico bruto en base seca [MJ/m <sup>3</sup> ] / [kcal/m <sup>3</sup> ]	ASTM D-1826	35.42 mínimo / 8.455 mínimo
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) [mg/m <sup>3</sup> ] / [ppm]	ASTM D-4468	6.1 máximo / 4.4
Azufre (total) [mg/m <sup>3</sup> ] / [ppm]	ASTM D-4468	258 máximo / 200 máximo
Humedad [mg/m <sup>3</sup> ]	ASTM D-1142	112 máximo
N <sub>2</sub> + CO <sub>2</sub> [% vol]	Higrómetro	3 máximo
Contenido de licuables a partir del propano [l/m <sup>3</sup> ]	ASTM D-1945	0.059 máximo
Temperatura [K]	-	323 máximo
Oxígeno [% vol]	ASTM D-1945	0.5 máximo
Sólidos	-	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda causar problemas en la tubería
Líquidos	-	Libre de agua e hidrocarburos líquidos
Partículas microbiológicas	-	Libre

Fuente: Gaceta Oficial de la Federación de los E.U.M. C.R.E., Ciudad de México, E.U.M., 1998.

#### 4.1.3 Condiciones de diseño de la EAMR.

Las condiciones de flujo, presión y temperatura que se consideraron para el diseño de la EAMR son:

**Tabla 15. Condiciones de flujo, presión y temperatura para el diseño de la EAMR.**

Variable	Valor máximo	Valor promedio	Valor mínimo
Flujo másico. (Q <sub>m</sub> ) [kg/h]	170,240	146,480	3,940
Flujo volumétrico normal. <sup>16</sup> (Q <sub>vn</sub> ) [m <sup>3</sup> /h]	214,959	184,958	4,975
Flujo volumétrico estándar. (Q <sub>vs</sub> ) [m <sup>3</sup> /h]	229,217	197,225	5,305
Flujo volumétrico base. (Q <sub>vb</sub> ) [m <sup>3</sup> /h]	238,316	203,819	5,483
Flujo volumétrico estándar de gas combustible a los calentadores PC-01A/B. (Q <sub>vsc</sub> ) [m <sup>3</sup> /h]	3,693	2,388	1,890
Presión de diseño a la entrada. (P <sub>de</sub> ) [kgf/cm <sup>2</sup> (g)]	80.50	---	---
Presión de diseño a la salida. (P <sub>ds</sub> ) [kgf/cm <sup>2</sup> (g)]	36.80	---	---
Presión de operación a la entrada. (P <sub>oe</sub> ) [kgf/cm <sup>2</sup> (g)]	70.00	60.00	53.00
Presión de operación en la primera etapa de regulación. (P <sub>or</sub> ) [kgf/cm <sup>2</sup> (g)]	47.00	---	---
Presión de operación a la salida. (P <sub>os</sub> ) [kgf/cm <sup>2</sup> (g)]	32.00	28.00	23.00
Temperatura de diseño. (T <sub>dis</sub> ) [° C]	50.00	---	---
Temperatura de operación a la entrada. (T <sub>oe</sub> ) [° C]	28.00	22.00	18.00
Temperatura de operación a la salida. (T <sub>os</sub> ) [° C]	---	20.00	---

<sup>16</sup> El subíndice "n" corresponde a las condiciones normales: Presión de 101.325 kPa (a) y temperatura de 0 °C.

Las condiciones del sitio donde se ubicará la EARM son las siguientes:

**Tabla 16. Condiciones del sitio de ubicación de la EARM.**

Variable	Valor
Presión atmosférica. [bar]	0.8865
Elevación sobre el nivel del mar. [m]	1,128
Temperatura de bulbo seco (Verano). [° C]	36.40
Temperatura de bulbo seco (Invierno). [° C]	5.50
Temperatura máxima extrema. [° C]	47.00
Temperatura mínima extrema. [° C]	-3.00
Zona sísmica.	Tipo de suelo III, Grupo A (Manual de C.F.E.)
Velocidad del viento. [km/h]	180

## 4.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LA EARM.

Se realizará una descripción general del funcionamiento de la EARM haciendo referencia a los números de “tag” de los instrumentos listados en el “Diagrama de Tuberías e Instrumentación General”, DTI-01 que se encuentra en el Anexo “C”- Planos de la EARM.

### 4.2.1 Entrada a la EARM.

En el límite de entrada de la EARM se encuentra una conexión bridada de 610 mm (24 pulg.) de diámetro<sup>17</sup>, donde se conecta la estación con el gasoducto ramal del mismo diámetro. Este gasoducto ramal de 3,781 m de longitud está conectado al gasoducto principal de transporte de 1,219 mm (48 pulg.) de diámetro y cuenta con una válvula de tipo bola y accesorios soldables del mismo diámetro. Del gasoducto ramal existe una derivación de 610 mm (24 pulg.) con una válvula enterrada de tipo bola enterrada del mismo diámetro y clase ANSI 600 RF<sup>18</sup>, la cual se encuentra tapada con brida ciega y disco en “8”. Dicha preparación está planeada para alimentar a una central de generación eléctrica futura.

Posterior a la conexión bridada de 610 mm (límite de la EARM), en la línea 12-GN-001-E600 se encuentra una reducción soldable tipo concéntrica de 610 x 305 mm (24 x 12 pulg.) de diámetro. El diámetro de 305 mm corresponde al mínimo calculado suficiente para manejar el flujo máximo de la estación a las condiciones de presión, velocidad y nivel de ruido requeridos. Estos cálculos pueden consultarse más adelante en la sección 4.3.1 “*Memoria de cálculo del diámetro de la tubería y de la velocidad del gas*”. Posterior a la reducción se encuentra la junta aislante soldable de tipo monoblock de 305 mm, la cual evita el paso de corriente eléctrica proveniente de la protección catódica del gasoducto ramal. Continuando por la línea 12”-GN-001-E600 se puede leer la temperatura de entrada a la estación en el indicador transmisor TIT-0321 y la presión estática en el indicador transmisor PIT-0321, los cuales envían sus señales analógicas<sup>19</sup> al computador de flujo

<sup>17</sup> Los diámetros de conexiones indicados corresponden a diámetros nominales a menos que se indique lo contrario.

<sup>18</sup> Las conexiones bridadas localizadas en la etapa de regulación y aguas arriba de ésta son de clase ANSI 600 RF y de acuerdo a la norma ANSI B16.5 2003, a menos que se indique lo contrario.

<sup>19</sup> Todas las señales eléctricas de tipo analógica son de 4-20 mA.

FY-0341 destinado a la EAMR. Este equipo se comunica con el Sistema de Control Distribuido (DCS)<sup>20</sup> de la Central de Ciclo Combinado a través del Controlador Lógico Programable (PLC).

Continuando por la línea 12-GN-001-E600 se encuentra la válvula de corte por fuga o por alta presión XV-0321 bridada de 305 mm (12 pulg.) de diámetro de tipo bola que cuenta con un actuador neumático de tipo resorte de retorno operado con aire de instrumentos y volante para operación manual, en caso de falla de suministro de aire al actuador, la válvula permanecerá en posición abierta. El control de la válvula XV-0321 se hace a través de un tablero neumático al cual se conecta la línea de aire de instrumentos a una presión de 7 bar (g), dicho tablero cuenta con válvulas solenoides, indicador de presión y botoneras locales de control local / remoto y abrir / cerrar. Las funciones de la válvula de corte son: Aislar la EAMR del gasoducto de 610 mm (24 pulg.) y detener el suministro de gas aguas abajo de esta válvula para prevenir algún posible accidente al personal de operación y mantenimiento o a los equipos por fuga de gas o alta presión en el área de operación de la EAMR.

La válvula de corte XV-0321 puede ser operada de las siguientes maneras:

1. La válvula de corte cerrará a través de un comando automático (ES-0321) proveniente del computador de flujo FY-0341 en caso de que se detecte un incremento del 15% arriba del flujo volumétrico máximo de operación en alguna de las líneas de medición (131,780 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar) a través de los indicadores transmisores de flujo FIT-0341A/B/C y/o se detecte un decremento en la presión del 10% del valor mínimo de operación (47.7 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g)) a través de cualquiera de los transmisores multivariables UIT-0341A/B/C. Una alarma de sobreflujo será enviada entonces al DCS de la Central..<sup>21</sup>
2. La válvula de corte cerrará a través de un comando automático (ES-0321) proveniente del computador de flujo FY-0341 en caso de que se detecte un incremento del 13% en la presión máxima de operación (79.1 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g)) a la entrada de la EAMR a través del indicador transmisor de presión estática PIT-0321..<sup>21</sup>
3. La válvula de corte podrá cerrarse remotamente desde una botonera localizada en el cuarto de control de la EAMR..<sup>21</sup>
4. La válvula de corte podrá cerrarse manualmente a través de la botonera abrir / cerrar del tablero neumático al mover dicha botonera a la posición “cerrar”, en caso de que el operador considere que el suministro de gas a la EAMR es peligroso por causas de fuego o fuga de gas..<sup>22</sup>
5. La válvula de corte podrá abrirse únicamente de forma local a través de la botonera abrir / cerrar del tablero neumático al mover dicha botonera a la posición “abrir” y que la solenoide sea reiniciada, una vez que sea restablecida la causa que provocó su cierre y que las condiciones sean las normales de operación..<sup>23</sup>

<sup>20</sup> Para mas detalle de los instrumentos y del sistema de comunicación pueden consultarse en el Anexo “C” – Planos de la EAMR el “Diagrama de Tuberías e Instrumentación General”, DTI-01, la “Arquitectura de Control General”, IC-01 y el “Arreglo General de Equipos en el Cuarto de Control”, E-01.

<sup>21</sup> Para efectuar las acciones de cierre automático por el computador de flujo o a través de la botonera del cuarto de control, la botonera local / remoto del tablero neumático deberá estar en la posición “remoto”. En caso de cierre de la válvula, una señal de “posición cerrada” será enviada al computador de flujo a través del interruptor de posición ZSC-0321.

<sup>22</sup> Para efectuar esta acción de cierre manual de la válvula, la botonera local / remoto deberá estar en la posición “local”. En caso de cierre de la válvula, una señal de “posición cerrada” será enviada al computador de flujo a través del interruptor de posición ZSC-0321.

<sup>23</sup> Para efectuar esta acción de apertura de la válvula, la botonera local / remoto deberá estar en la posición “local”. En caso de apertura de la válvula, una señal de “posición abierta” será enviada al computador de flujo a través del interruptor de posición ZSO-0321.



Para efectuar la acción de cierre automática o desde la botonera localizada en el cuarto de control, la botonera local / remoto del tablero neumático deberá estar en la posición “remoto”. Para efectuar la acción de cierre manual, la botonera local /remoto del tablero neumático deberá estar en la posición “local”.

En caso de cierre, una señal digital<sup>24</sup> de “posición de válvula cerrada” será enviada al computador de flujo a través del interruptor de posición ZSC-0321. En caso de apertura, una señal digital de “posición de válvula abierta” será enviada al computador de flujo a través del interruptor de posición ZSO-0321.

La válvula XV-0321 cuenta con un “by-pass” con válvula de tipo bola VB-27 bridada de 152 mm (6 pulg.) de diámetro para no detener el suministro de gas a la Central en caso de mantenimiento de la válvula de corte.

#### 4.2.2 Separación de líquidos y sólidos de 10 µm y mayores.

A la entrada de la etapa de separación de partículas mayores se encuentra la válvula de seccionamiento de tipo bola VB-01 bridada de 305 mm (12 pulg.) de diámetro, la cual cuenta con un “by-pass” con válvula de tipo bola VB-28 bridada de 25 mm (1 pulg.). Posterior a la válvula VB-01 se localiza el filtro separador FS-01 de acción centrífuga de 305 mm (12 pulg.) de diámetro. Este equipo tiene una eficiencia de separación del 99% en partículas sólidas y líquidas de 10 µm y mayores dentro del rango de presión de operación de 53 a 70 kg/cm<sup>2</sup>(g) a flujo máximo de 170,240 kg/h (229,217 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar). El separador cuenta con la mirilla de nivel bridada LG-0322 en la cual puede ser verificado el nivel de condensados dentro del equipo. Cuenta además con el transmisor de nivel bridado LT-0321 que envía una señal analógica al PLC, el cual tiene comunicación hacia el DCS. En la parte inferior del filtro separador se encuentra una conexión de 76 mm (3 pulg.) de diámetro, la cual lleva a la válvula automática de tipo flotador bridada LCV-0322 de 25 mm (1 pulg.) de diámetro. Esta válvula se encuentra aislada por dos válvulas de tipo bola VB-33 y VB-34 soldadas de 25 mm (1 pulg.) y clase 2000<sup>25</sup>. La función de la válvula LCV-0322 es dar salida automática a los líquidos y sólidos acumulados en el filtro separador hacia el tanque contenedor TC-01 de mayor capacidad. En forma paralela a la válvula LCV-0322 se encuentra la válvula de tipo bola VB-32 soldada de 25 mm (1 pulg.) que permitirá, en caso de falla o mantenimiento de la válvula LCV-0322, vaciar en forma manual los líquidos y sólidos del filtro separador.

El filtro separador cuenta con una válvula de relevo de presión PSV-0325 con conexiones de 51 x 76 mm (2 x 3 pulg.) y de clase ANSI 600 RF x ANSI 150 RF. Dicha válvula permitirá liberar gas a la atmósfera en caso de existir una sobrepresión dentro del filtro separador. El punto de calibración de la válvula está a un 10% arriba de la presión máxima de operación a la entrada (77 kg/cm<sup>2</sup>(g)) y será capaz de liberar hasta un 15% de la capacidad máxima de la EAMR. Aguas abajo de este dispositivo de seguridad se encuentra la válvula de aislamiento de tipo bola VB-31 bridada de 51 mm (2 pulg.) de diámetro, la cual se encuentra normalmente abierta y con candado para permitir el funcionamiento de la válvula de alivio. De forma paralela se encuentra el sistema de venteo del filtro separador que consiste en la válvula de tipo globo VG-01 bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro con su correspondiente válvula de aislamiento de tipo bola VB-29 bridada del mismo diámetro. Para la inspección del equipo, el filtro separador cuenta con un registro de entrada mano hombre de 508 mm (20 pulg.) de diámetro, de acuerdo a los códigos de diseño y fabricación.<sup>26</sup>

<sup>24</sup> Todas las señales de tipo digital son de 24 VCD.

<sup>25</sup> Las válvulas de conexiones soldables o roscadas en la etapa de regulación y aguas arriba de ésta son de clase 2000 a menos que se indique lo contrario.

<sup>26</sup> Los códigos de fabricación para todos los recipientes a presión; filtro separador FS-01, separadores ciclónicos SC-01A/B/C, filtros coalescentes FC-01A/B/C y tanque contenedor de condensados TC-01 es ASME Sección VII, Div. 1, Ed. 2001, Addenda 2003 y NACE MR-01-75-99.



Para dar mantenimiento al filtro separador, éste cuenta con un “by-pass” (línea 10-GN-002-E600) con válvula de tipo bola VB-03 bridada de 203 mm (8 pulg.) Finalmente, se puede verificar visualmente la presión estática de salida del filtro separador mediante el indicador de presión PI-0322.

#### **4.2.3 Separación de líquidos y sólidos de 4 µm y mayores.**

A la salida de la etapa de separación de partículas mayores se encuentra el cabezal 12-GN-003-E600, el cual tiene la función de distribuir el flujo total a las tres líneas de separación ciclónica y filtración coalescente.

Las tres líneas están diseñadas para operar cada una al 50% de la capacidad total de la EAMR. En condiciones normales de operación suministrarán gas dos líneas y la tercera se encontrará en “espera” en caso de falla o mantenimiento de cualquiera de las otras dos líneas. Se describirá el funcionamiento y componentes de la primera línea, el funcionamiento de las otras dos es similar.

En la línea 8-GN-004-E600 se encuentra la válvula de seccionamiento de tipo bola VB-04 bridada de 203 mm (8 pulg.) de diámetro, la cual cuenta con un “by-pass” de igualación de presión con válvula de tipo bola VB-36 bridada de 25 mm (1 pulg.). Posterior a la válvula VB-04 tenemos el separador ciclónico SC-01A de acción centrífuga de 203 mm (8 pulg.) de diámetro. Este equipo tiene una eficiencia de separación del 99% en partículas sólidas y líquidas de 4 µm y mayores a una presión de operación de 53 a 70 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup>(g) a flujo máximo de 85,120 kg/h (114,609 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar).

El separador cuenta con dos cámaras de drenaje, la primera cercana a la entrada del equipo llamada cámara de “sucios” donde se acumulan los condensados y sólidos de mayor tamaño y la segunda a la salida del separador llamada cámara de “limpios” donde se encuentran los condensados de menor tamaño. En la cámara de “limpios” el separador cuenta con la mirilla de nivel bridada LG-0342A en la cual puede ser verificado el nivel de condensados del equipo. Cuenta además con el transmisor de nivel bridado LT-0341A, el cual envía una señal analógica al PLC. La primera cámara cuenta en su parte inferior con una conexión bridada de 50 mm (2 pulg.) de diámetro, la cual se conecta con la válvula de seccionamiento de tipo bola VB-40 soldada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para realizar el drenado en forma manual. En la cámara de “limpios” se cuenta con un drenaje de tipo automático mediante la válvula de tipo flotador bridada LCV-0345A de 25 mm (1 pulg.) de diámetro y clase ANSI 600. Esta válvula se encuentra aislada por dos válvulas de tipo bola VB-41 y VB-42 soldadas de 25 mm (1 pulg.). La función de la válvula LCV-0345A es dar salida automática a los líquidos y sólidos acumulados en el separador ciclónico a través de la línea 2”-DR-002-E600 hacia el tanque contenedor TC-01 de mayor capacidad. En forma paralela a la válvula LCV-0345A se encuentra la válvula de tipo bola VB-32 soldada de 25 mm (1 pulg.) que permitirá en caso de falla o mantenimiento de la válvula LCV-0345A, vaciar salida en forma manual los líquidos y sólidos del separador ciclónico.

El separador ciclónico cuenta con una válvula de relevo de presión PSV-0342A con conexiones de 51 x 76 mm (2 x 3 pulg.) y de clase ANSI 600 RF x 150 RF. Dicha válvula permitirá liberar gas a la atmósfera en caso de existir una sobrepresión dentro del separador ciclónico. El punto de calibración de la válvula está a un 10% arriba de la presión máxima de operación a la entrada (77 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup>(g)) y será capaz de liberar hasta un 15% de la capacidad máxima de la EAMR. Aguas abajo de este dispositivo de seguridad se encuentra la válvula de aislamiento de tipo bola VB-38 bridada de 51 mm (2 pulg.) de diámetro, la cual se encuentra normalmente abierta para permitir el funcionamiento de la válvula de alivio. De forma paralela se encuentra el sistema de venteo del separador que consiste en la válvula de tipo globo VG-02 bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro con su correspondiente válvula de aislamiento de tipo bola VB-37 bridada del mismo diámetro.

Finalmente se puede verificar visualmente la presión estática de salida del separador mediante el indicador de presión PI-0342A.

#### 4.2.4 Filtración de líquidos de 0.3 $\mu\text{m}$ y mayores y de sólidos de 3 $\mu\text{m}$ y mayores.

Continuando por la línea 8-GN-004-E600 encontramos el filtro de cartuchos coalescentes FC-01A, el cual tiene una eficiencia de retención del 99.997% en partículas líquidas de 0.3 a 0.6  $\mu\text{m}$  y partículas sólidas de 3  $\mu\text{m}$  y mayores a flujo máximo de 85,120 kg/h (114,609  $\text{m}^3/\text{h}$  a condiciones estándar) y dentro del rango de presión de operación de 53 a 70  $\text{kg}/\text{cm}^2(\text{g})$ . La caída de presión inicial (limpia) del equipo es de 0.14 bar, mientras que la caída de presión al 90% de vida de los cartuchos (sucio) es de 0.60 bar.

Al igual que el separador ciclónico, el filtro coalescente cuenta con dos cámaras de drenaje, la primera llamada cámara de “sucios” y la segunda llamada cámara de “limpios”. En la segunda cámara se encuentra la mirilla de nivel bridada LG-0344A en la cual puede ser verificado el nivel de condensados del equipo. Cuenta además con el transmisor de nivel bridado LT-0343A, el cual envía una señal analógica al PLC. La primera cámara cuenta en su parte inferior con una conexión bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro, la cual se conecta con la válvula de seccionamiento de tipo bola VB-47 soldada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para realizar el drenado en forma manual. En la cámara de “limpios” se cuenta con un drenaje de tipo automático mediante la válvula de tipo flotador bridada LCV-0346A de 25 mm (1 pulg.) de diámetro. Esta válvula se encuentra aislada por dos válvulas de tipo bola VB-49 y VB-50 soldadas de 25 mm (1 pulg.). La función de la válvula LCV-0346A es dar salida automática a los líquidos y sólidos acumulados en el filtro coalescente a través de la línea 2-DR-003-E600 hacia el tanque contenedor TC-01 de mayor capacidad. En forma paralela a la válvula LCV-0346A se encuentra la válvula de tipo bola VB-51 soldada de 25 mm (1 pulg.) que permitirá en caso de falla o mantenimiento de la válvula LCV-0346A, vaciar en forma manual los líquidos y sólidos del filtro coalescente.

El filtro coalescente cuenta con una válvula de relevo de presión PSV-0350A con conexiones de 51 x 76 mm (2 x 3 pulg.) y de clase ANSI 600 RF x 150 RF. Dicha válvula permitirá liberar gas a la atmósfera en caso de existir una sobrepresión dentro del filtro coalescente. El punto de calibración de la válvula está a un 10% arriba de la presión de operación máxima a la entrada de la estación (77  $\text{kg}/\text{cm}^2(\text{g})$ ) y será capaz de liberar hasta un 15% del volumen total de gas a la atmósfera. Aguas abajo de este dispositivo de seguridad se encuentra la válvula de aislamiento tipo bola VB-43 bridada de 51 mm (2 pulg.) de diámetro, la cual es normalmente abierta para permitir el funcionamiento de la válvula de alivio. De forma paralela se encuentra el sistema de venteo del separador que consiste en la válvula de tipo globo VG-03 bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro con su correspondiente válvula de aislamiento tipo bola VB-44 bridada del mismo diámetro.

Con el paso del tiempo y el aumento de impurezas retenidas, los cartuchos de los filtros se van saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es un indicativo de que los cartuchos deben ser reemplazados. Para ello, es necesario monitorear el valor de la presión diferencial proporcionada por el indicador transmisor de presión diferencial PDIT-0343A. Cuando este instrumento nos indique un valor de presión diferencial en el rango de 10-15  $\text{lb}/\text{pulg}^2$  significará que el 90% de la vida del cartucho ha sido consumida. El transmisor envía una señal eléctrica proporcional hacia el PLC, el cual desplegará a través de un panel gráfico la alarma de reemplazo de cartuchos cuando la caída de presión sea igual a 0.80 bar.

A la salida del filtro coalescente en la línea 8-GN-007-E600 se encuentra la válvula de tipo bola bridada VB-05 de 203 mm (8 pulg.) de diámetro, la cual sirve de aislamiento al tren de separación-filtración en caso de mantenimiento de alguno de los dos equipos. Aguas abajo de esta válvula se encuentra el indicador transmisor de presión estática PIT-0343 donde se puede observar la presión de salida de la etapa de filtración y de entrada a la etapa de regulación. Este indicador transmisor envía una señal analógica hacia el PLC del valor de la presión estática registrada.

El tanque contenedor de condensados TC-01 cuenta con tres conexiones bridadas, una de 25 mm (1 pulg.) de diámetro que recibe los condensados provenientes del filtro separador FS-01 a través de la línea 1-DR-001-E600. Las otras dos conexiones son de 51 mm (2 pulg.) de diámetro y reciben los condensados provenientes de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C a través de la línea 2-DR-002-E600 y los provenientes de los filtros de

cartuchos coalescentes FC-01A/B/C a través de la línea 2-DR-003-E600. El tanque contenedor tiene la capacidad para almacenar suficiente cantidad de condensados ( $1.5 \text{ m}^3$ ) antes de ser drenados manualmente hacia un colector portátil a través de la conexión de salida de 51 mm (2 pulg.) de diámetro y clase ANSI 150 RF, la cual cuenta con dos válvulas de bola soldadas VB-86 y VB-87 del mismo diámetro y de clase 800. Además, el tanque cuenta con un arrestador de flama bridado de 152 mm (6 pulg.) de diámetro y clase ANSI 150 RF, el cual mantiene el tanque a la presión atmosférica en caso de que exista flujo de gas en las líneas de dren y llegue al tanque. Para verificar el nivel de líquidos acumulados en el tanque, éste cuenta con la mirilla de nivel bridada LG-0346 y mediante el transmisor de nivel LT-0345 se puede monitorear el nivel de líquidos en el panel gráfico del PLC al enviar una señal analógica a éste.

Para realizar una inspección al tanque se cuenta con un registro de entrada mano hombre de 508 mm (20 pulg.) y clase ANSI 150 RF.

#### 4.2.5 Medición del gas natural.

Posterior a la etapa de filtración existe el cabezal 12-GN-010-E600, el cual permite utilizar la primera, segunda o tercera línea de filtración con la primera, segunda o tercera línea de medición y de esta manera hacer más flexible el sistema en cuanto a la operación del mismo. Al igual que en la etapa de separación-filtración, únicamente describiremos el funcionamiento de la primer línea de medición, siendo éste similar para las otras dos líneas.

En la línea 8-GN-011-E600 se encuentra la válvula de bola bridada VB-10 de 203 mm (8 pulg.) de diámetro, la cual sirve de aislamiento al tren de medición en caso de mantenimiento. Siguiendo por esta línea encontramos el medidor de tipo ultrasónico FE-0341A, el cual tiene una capacidad máxima de operación de  $242.8 \times 10^6 \text{ pie}^3/\text{día}$  y mínima de  $4.9 \times 10^6 \text{ pie}^3/\text{día}$  a una presión de operación de  $1000 \text{ lb}/\text{pulg}^2$  (g); es decir, su rango de operación es de 1:50. El error de medición de este equipo es de  $\pm 1\%$  entre el  $Q_{\min}$  y  $0.05$  del  $Q_{\max}$  y de  $\pm 0.5\%$  entre  $0.05$  del  $Q_{\max}$  y el  $Q_{\max}$  pudiéndose alcanzar hasta un error de  $\pm 0.2\%$  entre  $0.05$  del  $Q_{\max}$  y el  $Q_{\max}$ . A la entrada del medidor se encuentra un enderezador de flujo para mantener al mínimo posible la turbulencia causada por los equipos de filtración y accesorios que conforman la EAMR.

El tren de medición cuenta con un registrador mecánico de gráfica circular para cada una de las líneas de medición. Estos equipos se encuentran montados a un costado de cada línea y registran las variables de presión, temperatura y flujo. De esta forma, aguas abajo del medidor se encuentra la conexión bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para el termopozo del bulbo sensor de temperatura, el cual envía su señal a través de un tubo capilar para el registro de temperatura TIR-0341A. Posteriormente en la misma línea (8-GN-011-E600) se encuentra la toma de presión conducida mediante tubería de acero inoxidable (“tubing”) hasta el registrador PIR-0341A. Para el registro del flujo, el medidor cuenta con el transmisor de flujo FIT-0342A que envía su señal analógica para su registro FIR-0342A.

Las variables anteriores son enviadas paralelamente al computador de flujo para el cálculo del flujo volumétrico corregido FQI-0341. Así, el medidor ultrasónico cuenta además con el transmisor de flujo FIT-0341A, el cual envía una señal analógica hacia el computador de flujo FY-0341. Adicionalmente, al transmisor multivariable UIT-0341A envía la señal analógica de presión proveniente de su toma en la línea de proceso 8-GN-011-E600 y la señal de resistencia eléctrica proveniente del elemento de temperatura TE-0341A. El transmisor multivariable envía estas señales hacia el computador de flujo, el cual las comunicará al PLC.

El registrador gráfico permitirá verificar el flujo volumétrico de gas suministrado por la EAMR contra el calculado por el computador de flujo y permitirá cuantificar la cantidad de gas que será facturado en caso de falla o mantenimiento del sistema electrónico de medición.

#### 4.2.6 Corrección de la medición.

El computador de flujo monitorea, registra y corrige simultáneamente las variables instantáneas de cada línea de medición. Estas variables son almacenadas en memoria con nombres distintivos para cada línea. Para llevar a cabo esta tarea, el computador de flujo cuenta con un módulo de tarjetas de entrada y salida para la recepción y envío de señales. Además cuenta con cuatro puertos de comunicación. Un puerto de tipo serial RS-232 para el dispositivo de análisis (cromatógrafo), un segundo puerto del mismo tipo para comunicación con el PLC, un tercer puerto DB-25 conectado con el radio módem para comunicación con el Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) del proveedor del gas natural y un cuarto puerto de tipo serial RS-232 para interrogación y configuración local por medio de una computadora personal.

El computador de flujo está alojado dentro del cuarto de control en la zona de equipos electrónicos. El suministro eléctrico de este equipo es de 120 VCA/1f/60Hz y se encontrará respaldado por un Sistema Ininterrumpido de Energía (UPS) con banco de baterías para 4 horas.

Los cálculos realizados por el computador de flujo están basados, entre otros, en los estándares de la Asociación Americana de Gas (A.G.A.), Reportes número: 5 (Energía), 7 (Volumen) y 8 (Supercompresibilidad). Además cuenta con una base de datos para los registros históricos de los valores de flujo promedio por hora, acumulado por hora, promedio diario, acumulado diario; así como, eventos y alarmas.

En la tabla 45 del Anexo "A" se enlistan las señales y variables manejadas por el computador de flujo FY-0341 mostrando el número de "tag", la descripción, la retransmisión, el tipo de señal y su rango.

Los registradores gráficos constan de tres plumillas para la impresión de las variables de presión, temperatura y flujo de cada una de las líneas de medición. En caso de falla del computador, la corrección del flujo se podrá realizar por los registradores gráficos.

A continuación se presenta la tabla 17 que resume las variables manejadas por los registradores:

**Tabla 17. Variables manejadas por los registradores gráficos.**

Tag	Variable a registrar	Tipo de señal	Rango de operación
TIR-0341A	Temperatura de la primera línea de medición 8-GN-011-E600.	---	6 a +50°C
TIR-0341B	Temperatura de la segunda línea de medición 8-GN-012-E600.	---	6 a +50°C
TIR-0341C	Temperatura de la tercera línea de medición 8-GN-013-E600.	---	6 a +50°C
PIR-0341A	Presión estática de la primera línea de medición 8-GN-011-E600.	Analógica 4-20 mA	0 a 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g)
PIR-0341B	Presión estática de la segunda línea de medición 8-GN-012-E600.	Analógica 4-20 mA	0 a 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g)
PIR-0341C	Presión estática de la tercera línea de medición 8-GN-013-E600.	Analógica 4-20 mA	0 a 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g)
FIR-0341A	Flujo de la primera línea de medición 8-GN-011-E600.	Analógica 4-20 mA	0-3,000 m <sup>3</sup> /h
FIR-0341B	Flujo de la segunda línea de medición 8-GN-012-E600.	Analógica 4-20 mA	0-3,000 m <sup>3</sup> /h
FIR-0341C	Flujo de la tercera línea de medición 8-GN-013-E600.	Analógica 4-20 mA	0-3,000 m <sup>3</sup> /h



#### 4.2.7 Cromatografía y análisis.

##### a) Cromatógrafo de gas.

En la línea 10-GN-014-E600 se encuentra la toma bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para la probeta del cromatógrafo de gases AE/AT-0331. Dicha probeta cuenta con un filtro regulador con dren, cuyas funciones son: acondicionar la muestra de gas en caso de existencia de partículas sólidas y líquidas y mantener la presión de la muestra en un valor de  $1.4 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$  (g) ( $20 \text{ lb}_f/\text{pulg}^2$  (g)). De esta forma la muestra de gas es conducida mediante “tubing” de 6 mm (0.25 pulg.) de diámetro y de 1.2 mm (0.049 pulg.) de espesor hasta el analizador del cromatógrafo localizado dentro del cuarto de control en la zona de análisis<sup>27</sup>. El analizador ventea la muestra de gas hacia la atmósfera a una altura de tres metros sobre el nivel de piso terminado mediante una conexión de “tubing” 12 mm (0.50 pulg.). La clasificación eléctrica del analizador es Clase 1, División 1, Grupos C y D.

El analizador verifica la composición química del gas para determinar su poder calorífico así como su gravedad específica, densidad y compresibilidad, entre otras propiedades físicas. Las sustancias químicas principales que analiza son:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $n\text{C}_6\text{H}_{12}$ . El tiempo total de análisis del cromatógrafo desde que se toma la muestra hasta que ésta se ventea es de 4 minutos. El cromatógrafo cuenta con un tanque de gas de calibración y dos tanques de helio como gas de arrastre. Localizados en un cobertizo exterior al cuarto de control.

El analizador envía los datos obtenidos de la muestra al controlador, el cual los registra, imprime y transmite hacia el computador de flujo FY-0321 a través de un puerto de comunicación de tipo serial RS-232 con señal analógica. El controlador basado en microprocesador se encuentra localizado dentro del cuarto de control en la zona de equipos electrónicos, por lo que su clasificación eléctrica es para propósitos generales.

El cromatógrafo de gases está equipado con columnas empacadas y con un detector de conductividad térmica, su repetibilidad es menor a 0.5 BTU/1000 BTU y tiene un rango de detección en poder calorífico de 0-3000 BTU. El suministro eléctrico es de 127 VCA/1f/60Hz.

##### b) Analizador de $\text{H}_2\text{O}$ .

Posterior a la toma para el cromatógrafo, en la línea 10-GN-014-E600 se encuentra la toma bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para la probeta del analizador de humedad AE/AT-0333. Dicha probeta cuenta con un filtro regulador con dren, cuyas funciones son: acondicionar la muestra de gas en caso de la existencia de partículas sólidas y líquidas y mantener la presión de la muestra en un valor de  $1.4 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$  (g) ( $20 \text{ lb}_f/\text{pulg}^2$  (g)). De esta forma la muestra de gas es conducida mediante “tubing” de 6 mm (0.25 pulg.) de diámetro y de 1.2 mm (0.049 pulg.) de espesor hasta el analizador localizado dentro del cuarto de control en la zona de análisis. El analizador ventea la muestra de gas hacia la atmósfera a una altura de tres metros sobre el nivel de piso terminado mediante una conexión de “tubing” de 12 mm (0.50 pulg.). La clasificación eléctrica del analizador es Clase 1, División 1, Grupos C y D.

El analizador de humedad es del tipo celda electrolítica de pentóxido de fósforo. El rango de medición es de 0.5 a 50 lb/MMscf y su repetibilidad es de +/-1% de la escala completa. El tiempo de lectura del analizador es de 1 minuto, mientras que su tiempo de respuesta es menor a 1 minuto. El analizador cuenta con un tanque de gas de calibración localizado a un lado de los tanques del cromatógrafo en el cobertizo exterior del cuarto de control.

<sup>27</sup> El cuarto de control de la EAMR se encuentra dividido en dos secciones separadas mediante pared con el fin de dividir la clasificación de áreas dentro de él. el analizador del cromatógrafo se localiza en la zona clasificada como Clase 1, División 1, Grupos C y D de acuerdo a la norma API RP 500 1997, mientras que el controlador se localiza en la zona no clasificada. Para más detalles de la distribución de los equipos dentro del cuarto de control se puede consultar en el Anexo “C” – Planos de la EAMR el “Arreglo General de Equipos en el Cuarto de Control”, E-01

El analizador envía los datos obtenidos de la muestra al controlador, el cual los registra, imprime y transmite hacia el computador de flujo FY-0321, a través de un puerto de comunicación de tipo serial RS-232 con señal analógica. El controlador basado en microprocesador se encuentra localizado dentro del cuarto de control en la zona de equipos electrónicos, por lo que su clasificación eléctrica es para propósitos generales. El suministro eléctrico tanto para el analizador como para el controlador es de 127 VCA/1f/60Hz.

c) Analizador de H<sub>2</sub>S.

Posterior a la toma para el analizador de humedad, en la línea 10-GN-014-E600 se encuentra la toma bridada de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para la probeta del analizador de humedad AE/AT-0332. Dicha probeta cuenta con un filtro regulador con dren, cuyas funciones son: acondicionar la muestra de gas en caso de la existencia de partículas sólidas y líquidas y mantener la presión de la muestra en un valor de 1.7 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) (25 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>(g)). De esta forma la muestra de gas es conducida mediante “tubing” de 6 mm (0.25 pulg) de diámetro y de 1.2 mm (0.049 pulg) de espesor hasta el analizador localizado dentro del cuarto de control en la zona de análisis. El analizador ventea la muestra de gas hacia la atmósfera a una altura de tres metros sobre el nivel de piso terminado mediante una conexión de “tubing” de 12 mm (0.50 pulg). La clasificación eléctrica del analizador es Clase 1, División 1, Grupos C y D.

El rango de medición de este equipo es de 0 a 30 ppm. El tiempo del ciclo de análisis es de 1 minuto, mientras que su tiempo de recuperación es menor a 3 minutos. El analizador cuenta con un tanque de gas de calibración localizado a un lado de los tanques del analizador de humedad en el cobertizo exterior del cuarto de control.

El analizador envía los datos obtenidos de la muestra al controlador, el cual los registra, imprime y transmite hacia el computador de flujo FY-0321 a través de un puerto de comunicación de tipo serial RS-232 con señal analógica. El controlador basado en microprocesador es parte de un mismo equipo junto con el analizador y se encuentra ubicado en la zona de análisis, por lo que su clasificación eléctrica es Clase 1, División 1, Grupos C y D. El suministro eléctrico de este equipo es de 127 VCA/1f/60Hz.

#### 4.2.8 Control de la temperatura.

Dado que es requerida una temperatura mínima de 20 °C a la salida de la EAMR y, dado que el gas pierde temperatura debido al proceso de regulación de presión, es necesario instalar un sistema de calentamiento para obtener dicha temperatura requerida.

Los calentadores de gas PC-01A y PC-01B se encuentran instalados entre las etapas de medición y regulación. Cada calentador operará al 100% de la capacidad total de flujo, siendo el calentador PC-01B respaldo del PC-01A. A la salida de la etapa de análisis, al final de la línea 10-GN-015-E600 se encuentra la válvula de bola bridada VB-16 de 254 mm (10 pulg.) de diámetro, la cual sirve de aislamiento al calentador PC-01A. Posterior a esta válvula se encuentra la válvula de bola bridada XV-0338A del mismo diámetro operada mediante actuador de tipo neumático de simple acción (resorte de retorno), el cual opera con aire de instrumentos a través de la línea I”-AI-001-E001. La función de la válvula XV-0338A es controlar el suministro de gas al calentador PC-01A y está operada automática y remotamente por el PLC a través de la energización y desenergización de la solenoide XY-0338A mediante una señal de tipo discreta. La apertura y cierre de dicha válvula dependerá de las condiciones de proceso de entrada del gas y de los periodos de mantenimiento de los calentadores. La válvula XV-0338A envía una señal de tipo digital de acuerdo a su posición abierta o cerrada ZSO-0338A y ZSC-0338A respectivamente al PLC, el cual las comunicará al DCS.

Los calentadores PC-01A y PC-01B son de tipo fuego indirecto (“baño maría”) y utilizan una mezcla de agua y glicol como medio de transferencia de calor y gas natural como combustible. La mezcla agua-glicol se encuentra almacenada en un tanque propio del calentador, el cual cuenta con una toma de 25 mm (1 pulg.) de



diámetro con válvula conectada a la línea 2-AG-001-E150 de suministro de agua. El suministro de gas combustible a los dos calentadores se realiza de la propia EAMR a través de la línea 2-GN-031-E300, la cual se conecta a la línea de proceso 14-GN-030-E300. Al inicio de la línea de suministro de gas combustible se encuentra la válvula de tipo bola VB-108 bridada de 51 mm (2 pulg.) de diámetro y clase ANSI 300 RF, la cual sirve de aislamiento a la línea. Posteriormente se encuentra el medidor bridado de tipo pistones rotativos FE-0342 del mismo diámetro y clase que la válvula de aislamiento, el cual cuenta con un indicador transmisor de flujo FIT-0342 que envía una señal analógica hacia el PLC para el registro del flujo de gas combustible. El medidor FE-0342 está diseñado para operar a un flujo máximo de 3,693 m<sup>3</sup>/h y mínimo de 1890 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar. Su rango de medición es de 1:20. El error de medición de este equipo es de  $\pm 2\%$  entre el  $Q_{\min}$  y 0.2 del  $Q_{\max}$  y de  $\pm 1\%$  entre 0.2 del  $Q_{\max}$  y el  $Q_{\max}$ .

Posterior al medidor FE-0342, la línea 2"-GN-031-E300 se divide en dos líneas de 25 mm (1 pulg) de diámetro 1-GN-032-E300 y 1"-GN-033-E300 para suministro de gas combustible al calentador PC-01A y PC-01B respectivamente.

A continuación se describe el funcionamiento del calentador PC-01A, siendo similar al del calentador PC-01B. La línea 1-GN-032-E300 continúa hacia el interior del calentador. Ahí, el gas es precalentado para compensar la reducción de temperatura ocasionada por las tres etapas de regulación del gas combustible y evitar así la condensación de agua en la línea de suministro. Una vez precalentado el gas, encontramos el regulador de tipo acción directa PV-0333A de 25 mm (1 pulg.) de diámetro el cual está ajustado a un valor de 4.14 bar(g). Para verificar la presión de salida se encuentra el indicador de presión estática PI-0331A y en caso de una sobrepresión por falla de la primer etapa de regulación se encuentra la válvula de relevo de presión PSV-0332A ajustada a 17.25 bar(g). Posteriormente encontramos la segunda etapa de regulación realizada por el regulador de tipo acción directa PV-0334A de 25 mm (1 pulg.) de diámetro, el cual está ajustado a un valor de 0.483 bar(g) para verificar la presión de salida se encuentra el indicador de presión estática PI-0332A. En este punto se localiza la toma de 12 mm (1/2 pulg.) para el suministro de gas al piloto del quemador.

Para la tercera etapa de regulación se encuentra el regulador de tipo acción directa PV-0335A de 51 mm (2 pulg.) de diámetro el cual está ajustado a un valor de 330.2 mmH<sub>2</sub>O. En caso de una baja o alta presión en la línea se encuentran los interruptores por baja y alta presión PSL-0334A y PSH-0336A los cuales se encuentran ajustados a un valor de 101.6 mmH<sub>2</sub>O y 0.069 bar(g) respectivamente. Ambos interruptores envían una señal de alarma de tipo digital al tablero de control del calentador. Para verificar la presión de salida se encuentra el indicador PI-0335A. En caso de una sobrepresión en la línea de suministro de gas combustible se encuentran las válvulas de corte automáticas MOV-0331A y MOV-0332A, las cuales envían una señal de tipo digital para indicar posición cerrada ZSC-0331A y ZSC-0332A respectivamente al tablero de control del calentador. A la entrada y salida del tren de suministro de gas combustible se encuentran las válvulas de tipo bola VB-92 y VB-93 soldables de 51 mm (2 pulg.) de diámetro, las cuales sirven de aislamiento. Al final de la línea de suministro de gas combustible y suministro de gas al piloto del quemador se encuentran las válvulas de ajuste de flujo ALO-0331A y ALO-0332A respectivamente.

El motor eléctrico M-0331A de 15 HP del ventilador centrífugo suministra el flujo requerido de aire para la combustión del gas natural, posteriormente en la línea de aire se encuentra el interruptor por baja presión PSL-0337A a un ajuste de 127 mmH<sub>2</sub>O, el cual envía su señal digital al tablero de control. Aguas abajo se encuentran las válvulas para el control de la presión de aire ABF-0331A (automática) y MBF-0331A (manual), la primera cuenta con señal local de posición abierta ZSO-0337A y posición cerrada ZSC-0337A y su apertura y cierre están controlados por el PLC de la EAMR con la información de los siguientes instrumentos:

- a) Transmisor indicador de temperatura TIT-0343A localizado en la línea 14-GN-030-E300 a la salida de la EAMR, el cual envía una señal analógica hacia el PLC.
- b) Indicador controlador de temperatura TIC-0331A localizado en la línea 10-GN-017-E600 a la salida del calentador PC-01A.

- c) Indicador controlador de temperatura TIC-0334A localizado en la cámara que contiene el agua-glicol del calentador PC-01A.

Para verificar la presión de suministro de aire al quemador se encuentra en el indicador de presión estática PI-0333A. A la entrada del calentador, para verificar la temperatura de entrada del gas de proceso, se encuentra el indicador de temperatura TI-0337A en la línea 10-GN-015-E600. Para verificar la temperatura de la mezcla agua-glicol se encuentra en la cámara del calentador el indicador TI-0335A. En caso de que la temperatura de la mezcla agua-glicol rebase el límite de operación normal se encuentra instalado el interruptor por alta temperatura TAH-0336A, el cual enviará una señal de alarma de tipo digital al tablero de control. En caso de existir un bajo nivel de dicha mezcla, el interruptor por bajo nivel LSL-0331A también enviará una señal de alarma al tablero de control.

En la chimenea del calentador se encuentra instalado el indicador de temperatura TI-0333A y el interruptor por alta temperatura TAH-0333A.

Para el diseño y cálculo de los calentadores se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- La temperatura del gas a la entrada de la EAMR tiene un valor máximo de 28 °C, normal de 22 °C y mínimo de 18 °C.
- Las condiciones críticas de reducción de presión son de 70 a 23 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g); es decir, existe una caída de presión hasta de 47 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g). Esta caída de presión máxima provoca una reducción en la temperatura del gas de 20.95 °C.<sup>28</sup>
- Cuando la temperatura del gas a la entrada de la EAMR sea de 18 °C, la presión de entrada sea la máxima de operación (70 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g)) y la presión de salida de la EAMR sea la mínima de operación (23 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g)) el calentador deberá ser capaz de elevar la temperatura del gas de 18 °C hasta 40.95 °C para que la temperatura del gas a la salida de la EAMR sea de 20 °C como se requiere.

El calentador de gas trabaja automáticamente por medio de sensores de temperatura de la forma siguiente: el calentador normalmente estará en modo “espera”, (el quemador no está operando, pero el sistema del calentador está encendido) cuando el controlador indicador de temperatura TIC-0331A detecta una temperatura del gas por debajo de la calibrada mandará una señal de tipo digital al tablero de control del calentador, el cual iniciará una secuencia de verificación para garantizar que existen las condiciones de seguridad necesarias para arrancar. Una vez realizada esta verificación iniciará una secuencia de purga de los tubos de calentamiento, cuando está completada dicha purga, el piloto de flama será encendido confirmándose dicha acción mediante un escáner de flama para posteriormente detener el suministro de gas al piloto. La válvula de suministro de aire ABF-0337A será activada y modulada por el PLC de acuerdo a la información proporcionada por el controlador indicador de temperatura TIC-0331A y el transmisor de temperatura TT-0343A.

El calentador PC-01A permanecerá en “espera” mientras no se requiera calentamiento, el calentador PC-01B entrará en operación en caso de falla o de mantenimiento del primero. En caso de que por las condiciones de presión de entrada y salida, así como de la temperatura de entrada no se requiera elevar la temperatura del gas, los calentadores PC-01A/B cuentan con un “by pass” con válvula de tipo bola VB-115 bridada de 254 mm (10 pulg.) de diámetro en la línea 10-GN-014-E600.

#### 4.2.9 Regulación de presión.

Posterior a la etapa de calentamiento del gas encontramos la etapa de regulación compuesta por tres líneas cada una con capacidad del 50% del total de la EAMR. A la entrada de la primera línea (8-GN-020-E600) se

<sup>28</sup> Este valor de temperatura fue determinado mediante el coeficiente de “Joule Thompson”. Este cálculo puede consultarse en la sección 4.3.3 “Memoria de cálculo de la caída de presión de la EAMR”.

encuentra la válvula de tipo bola VB-20 bridada de 203 mm (8 pulg.) de diámetro, la cual sirve de aislamiento al primer tren de regulación. Dicha válvula cuenta con un “by-pass” con válvula del mismo tipo VB-103 de 25 mm (1 pulg.) de diámetro para igualación de presión durante el arranque de la EAMR. Posteriormente se encuentra una reducción concéntrica de 203 x 152 mm (8 x 6 pulg.) para la línea 6-GN-023-E600, la cual está compuesta por el regulador monitor operativo PCV-0345A y el regulador activo PCV-0347A. La regulación de presión es realizada en dos etapas por ambos reguladores. El regulador activo es del tipo lineal operado por piloto y de conexiones bridadas en 152 mm (6 pulg.); este regulador cuenta además con un silenciador de tipo cónico y un silenciador externo localizado aguas abajo del primero para mantener un valor de nivel de ruido menor a 85 dBA a una distancia de 1 metro de la fuente. Este equipo realiza la segunda etapa de reducción de presión con una presión de entrada de 47 kgf/cm<sup>2</sup> (g) y presión de salida promedio ajustada a 28 kgf/cm<sup>2</sup> (g).

En el momento en que cesa la demanda de gas aguas abajo de la EAMR, la presión se incrementa en la tubería y el piloto del regulador envía la señal neumática que empuja al diafragma del regulador, el cual comienza a cerrar. En caso contrario, conforme aumenta el consumo, la presión aguas abajo decrece y el regulador inicia su apertura de acuerdo a la demanda de gas. Con la finalidad de no obstruir el suministro de gas y para que el regulador monitor-operativo pueda realizar la reducción de presión en un solo paso, los reguladores activos se han seleccionado del tipo “a la falla abre”; en caso de que exista alguna ruptura del diafragma principal del regulador activo o una ruptura de los diafragmas de algún piloto.

El regulador monitor operativo también del tipo lineal operado por piloto, bridado y del mismo diámetro de conexiones que el regulador activo, tiene como función realizar la primer etapa de reducción de presión. La presión de entrada para este equipo está dentro del rango de 70 a 53 kgf/cm<sup>2</sup> (g) y la presión de salida está ajustada a 47 kgf/cm<sup>2</sup> (g). Además de esta función, el regulador monitor vigila el desempeño del regulador activo y, cuando éste llegue a fallar, el regulador monitor tomará todo el control de la regulación de presión operando en un solo paso mediante otro piloto ajustado a una presión promedio de 28 kgf/cm<sup>2</sup> (g). Este regulador se ha seleccionado del tipo “a la falla cierra”. Con la finalidad de proteger las instalaciones de la Central, el regulador monitor operativo cuenta con la válvula de corte por alta o baja presión PSVH/L-0344A integrada al cuerpo del regulador, la cual se encuentra totalmente abierta y, mediante una línea de senseo y un mecanismo con resorte cierra automáticamente en caso de falla del regulador monitor al detectar un valor en la presión de salida de 35 kgf/cm<sup>2</sup> (g) (por alta presión) o de 21 kgf/cm<sup>2</sup> (g) (por baja presión). Una vez que la válvula de corte se ha activado es necesario restituirla manualmente siempre y cuando haya sido reparada la falla que causó el cierre y que las condiciones de presión aguas abajo de los reguladores se hayan normalizado. Como cualquier válvula de corte, tiene un funcionamiento “a la falla cierra”.

Cuando el regulador activo falla, la presión aguas abajo se empieza a incrementar hasta llegar al punto de calibración del regulador monitor operativo, el cual comenzará a regular el flujo de gas a una presión ligeramente mayor al punto de ajuste del regulador activo, y a su vez, menor que el punto de calibración de la válvula de corte por alta presión. En caso de que el monitor operativo también falle, entonces la válvula de relevo PCV-0349 aliviará a la atmósfera hasta un 10% del flujo máximo de la EAMR, si lo anterior no es suficiente para mantener la presión dentro de los límites de operación permisibles, entonces la válvula de corte PSVH/L-0344A se accionará, interrumpiendo totalmente el flujo de gas aguas abajo del sistema.

Para verificar la presión intermedia entre las etapas de regulación se encuentra el indicador de presión PI-0346A en la línea 6-GN-023-E600 y para verificar la presión a la salida de la sección de regulación se encuentran el indicador de presión PI-0348A correspondiente a la línea 10-GN-026-E300.

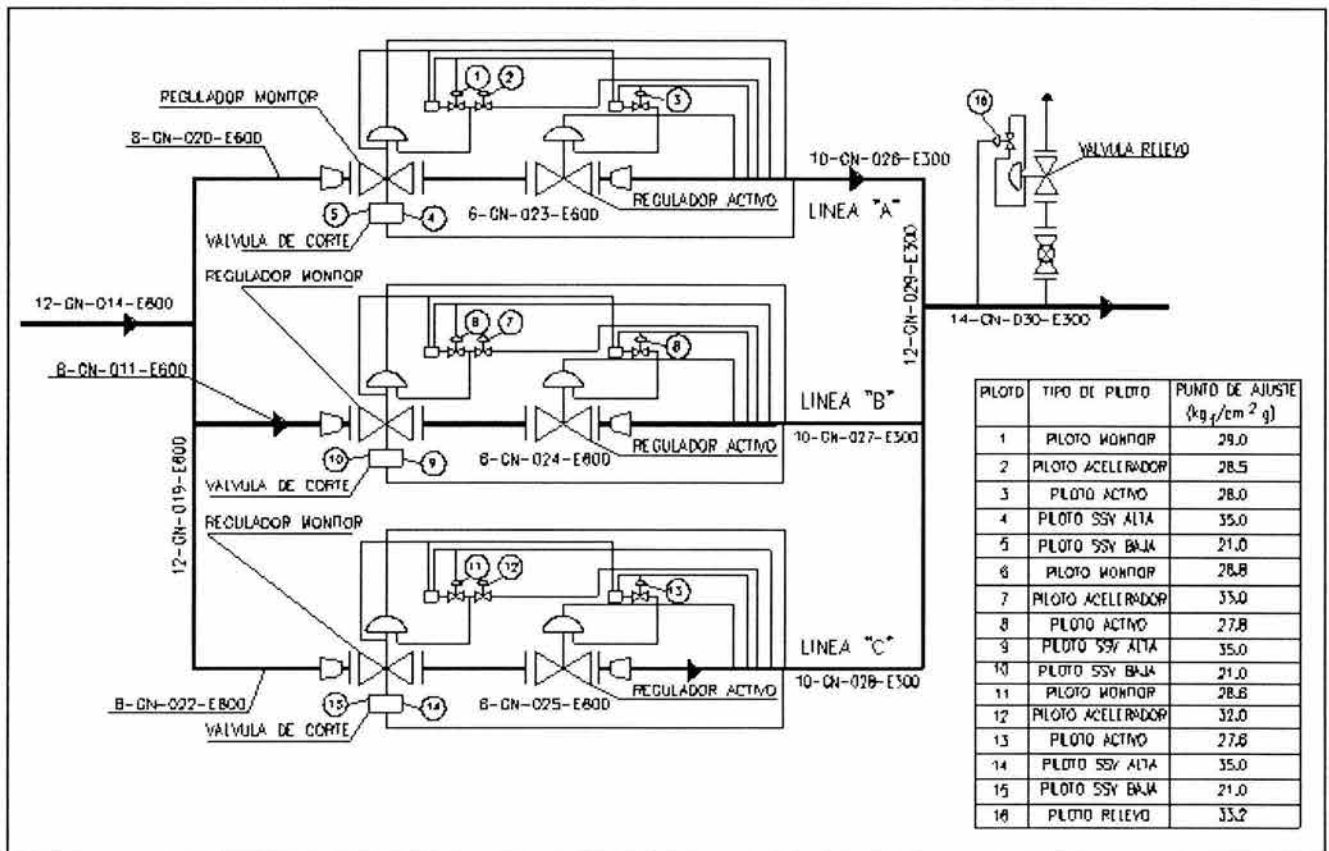
A la salida de la línea 10-GN-026-E300 de regulación se encuentra la válvula de bola bridada VB-21 de 254 mm (10 pulg.) de diámetro y clase ANSI 300 RF<sup>29</sup>, la cual sirve de aislamiento a la etapa de regulación. Finalmente las tres líneas de salida de la etapa de regulación se unen en el cabezal 12-GN-029-E300.

A continuación se muestra la figura 13 con los puntos de ajuste de cada regulador, válvula de corte y del relevo de presión del 10%.

En condiciones normales de operación, la línea "A" y "B" suministrarán el gas a la Central estando la línea "B" calibrada a una presión ligeramente menor con respecto a la línea "A".

La línea "C" se encuentra de respaldo y entrará automáticamente en funcionamiento cuando falle ya sea la línea "A" o la línea "B" y la presión decremente a la salida de la EAMR. La línea "C" se encuentra calibrada a una presión menor con respecto a la línea "A" y "B".

Figura 13. Presiones de calibración del sistema de regulación de la EAMR.



<sup>29</sup> Las conexiones bridadas localizadas aguas debajo de la etapa de regulación son de clase ANSI 300 RF de acuerdo a la norma ANSI/ASME B16.5 -2003, a menos que se indique lo contrario.



#### 4.2.10 Salida de la EAMR.

El cabezal 12-GN-029-E300 se conecta a la línea 14-GN-030-E300 donde se encuentra la línea 2-GN-034-E300 de relevo por alta presión del 10% de la capacidad máxima de la EAMR (22,922 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar). La válvula de relevo PCV-0349 cuenta con una válvula de aislamiento de tipo bola bridada VB-106 de 51 mm (2 pulg.) de diámetro, la cual sirve de aislamiento a la válvula relevadora de presión. La válvula PCV-0349 es un regulador operando como relevo ajustado a una presión de 34 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g). Este regulador al igual que los anteriores es del tipo operado por piloto, bridado de 51 mm (2 pulg.) de diámetro. El relevo de presión ha sido seleccionado “a la falla cierra” y su toma de presión se encuentra conectada en la línea 12-GN-030-E300.

En la línea 2-GN-034-E300 se encuentra una toma de 25 mm (1 pulg.) de diámetro con válvula de tipo bola VB-107 bridada para toma de muestra de gas. Aguas abajo de esta toma, en la línea 14-GN-030-E300 se encuentra el ramal 2-GN-031-E300 para el suministro de gas combustible a los calentadores PC-01A y PC-01B. Posterior a este ramal se encuentra el indicador transmisor de presión estática PIT-0331A para verificar la presión de entrega del gas a la central. Este instrumento envía una señal de tipo analógica hacia el PLC, el cual comunica al DCS. Aguas abajo se encuentran los transmisores de temperatura TIT-0343A/B los cuales envían su señal analógica hacia el PLC, el cual comunica al DCS. La finalidad de estos transmisores indicadores es el sensar la temperatura a la salida y en caso de que ésta llegue a un valor menor a 20 °C, el PLC enviará un comando de arranque al calentador PC-01A ó PC-01B por baja temperatura a la salida de la EAMR. Posterior a estos instrumentos se encuentra la válvula de tipo bola VB-26 bridada de 356 mm (14 pulg.) de diámetro, la cual sirve de aislamiento a la EAMR. Finalmente se encuentra la junta aislante soldable de tipo monoblock de 356 mm (14 pulg.), cuyo fin es evitar el paso de corriente eléctrica proveniente de la protección catódica del gasoducto que distribuye el gas en la Central. El punto de conexión con dicho gasoducto será a través de brida del mismo diámetro.

#### 4.2.11 Suministro de energía eléctrica a la EAMR.

La central de generación de ciclo combinado suministrará la energía eléctrica en 480 VCA/3f/60Hz hasta el interruptor de acometida de la EAMR ubicado a un costado del cuarto de control de ésta. Para suministrar energía a los equipos de medición, análisis, control, calentadores, alumbrado y aire acondicionado se encuentra el transformador de 45 kVA del tipo seco localizado en piso y para servicio de intemperie. El transformador se conecta a un medidor y de éste hasta el tablero de control TD-01. El tablero TD-01 de fuerza y alumbrado<sup>30</sup> alimenta al Sistema Ininterrumpido de Energía (UPS), al rectificador de protección catódica, a los calentadores, al aire acondicionado, al ventilador extractor del área de análisis, al alumbrado exterior e interior y los contactos exteriores e interiores. La UPS alimenta al banco de baterías de 24 VCD, a los analizadores de H<sub>2</sub>O y H<sub>2</sub>S, al cromatógrafo, al computador de flujo, al equipo de comunicación radio antena, al PLC y al tablero de control local para el detector de mezclas explosivas (480 W). A continuación se muestra la lista de cargas eléctricas de la EAMR.

<sup>30</sup> Para más detalles del suministro eléctrico a la EAMR consultar en el Anexo “C” – Planos de la EAMR. el “Diagrama Eléctrico Unifilar”, E-02.

Tabla 18. Lista de cargas eléctricas de la EAMR.

Equipo	Cantidad	Suministro Voltaje / fase / frecuencia	Potencia Total [W]	Estado
PLC	1	120 VCA/1f/60Hz	405	Operación
Computador de flujo	1	120 VCA/1f/60Hz	100	Operación
Analizador de humedad	1	120 VCA/1f/60Hz	4	Operación
Analizador de ácido sulfhídrico	1	120 VCA/1f/60Hz	36	Operación
Cromatógrafo	1	120 VCA/1f/60Hz	165	Operación
Motor del calentador	2	220 VCA /3f/60Hz	22,360	Uno en operación
Tablero de control del calentador	2	120 VCA /1f/60Hz	300	Operación
Radio de comunicación	1	120 VCA/1f/60Hz	44	Operación
Alumbrado interior (lámparas)	6	120 VCA/1f/60Hz	1,600	Operación
Alumbrado exterior (lámparas)	6	220 VCA/3f/60Hz	2,100	Operación
Contacto de fuerza interior	3	120 VCA/1f/60Hz	1,000	Espera
Contacto de fuerza exterior	3	220 VCA/3f/60Hz	1,000	Espera
Aire acondicionado del cuarto de control	1	220 VCA/3f/60Hz	3,500	Operación
Aire acondicionado del cuarto de análisis	1	220 VCA/3f/60Hz	3,500	Operación
Ventilador extractor del cuarto de análisis	1	120 VCA/1f/60Hz	124	Operación
Tablero de control local del detector de mezclas explosivas	1	120 VCA/1f/60Hz	480	Operación
Rectificador para protección catódica	1	220 VCA/3f/60Hz	500	Operación
<b>TOTAL</b>			<b>37,218</b>	

En caso de falla en el suministro eléctrico, la EAMR cuenta con un Sistema Ininterrumpido de Energía (UPS) con banco de baterías de 24 VCD. La capacidad de dicho sistema es de 2 kVA con un tiempo de respaldo de 4 horas.

De la tabla anterior se puede observar que la demanda de carga eléctrica es de 37.22 kVA, el transformador se seleccionará con un 25% de reserva; es decir su capacidad será de 45 kVA.

#### 4.2.12 Sistema de control de la EAMR, comunicación al sistema DCS<sup>31</sup> de la Central y al sistema SCADA<sup>31</sup> del proveedor del gas natural.

El PLC recibe las señales eléctricas de las variables de presión estática, presión diferencial, temperatura, flujo, nivel de líquido, alarmas, posición de válvula, etc. de los equipos tales como: de filtro separador FS-01, separador ciclónico SC-01, filtros de cartuchos coalescentes FC-01, tanque contenedor de condensados TC-01, cromatógrafo y válvula de corte. Así mismo envía las señales eléctricas de apertura de las válvulas de los calentadores operadas con actuador. Estas señales las recibe y envía a través de los instrumentos que están

<sup>31</sup> DCS: "Distributed Control System" (Sistema de Control Distribuido). SCADA: "Supervisory Control And Data Acquisition system" (sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos".



cableados hasta las tarjetas de entrada y salida del equipo. El PLC también recibe del computador de flujo la información de las variables de presión estática, temperatura y flujo de los trenes de medición; así como la posición de cierre de la válvula de corte de entrada, análisis de humedad, ácido sulfhídrico, poder calorífico, etc a través de un puerto de comunicación de tipo serial RS-232.

El protocolo de comunicaciones del PLC con el computador de flujo es ModBus RTU. Este equipo también cuenta con un puerto de servicio de tipo RS-232 para conectarse a una computadora portátil, un puerto redundante de tipo Ethernet para comunicación con el DCS y un puerto del mismo tipo para la comunicación con el panel gráfico del PLC, donde se visualizan los datos de proceso, despliegue de alarmas y estatus general de la EAMR. El PLC será alojado dentro del cuarto de control en la zona de equipos electrónicos, montado en un gabinete con clasificación eléctrica para propósitos generales.

La alimentación eléctrica de este equipo será de 127 VCA/1f/60Hz y se encontrará respaldado por el Sistema Ininterrumpible de Energía (UPS). El PLC tiene posibilidad de expansión futura del 15% en tarjetas de entrada y salida.

Para el control de las válvulas actuadas XV-0338A/B instaladas a la entrada de los calentadores PC-01A/B se ha considerado una secuencia lógica en el PLC, la cual controla la apertura de dichas válvulas a través del envío de una señal de tipo digital de 24 VCD a las válvulas solenoides XY-0338A/B en caso de requerir precalentar el gas. Esta secuencia considera la siguiente condición:

En el Anexo “B” – Lista de señales del PLC se enumeran las variables manejadas por el PLC mostrando el número de “tag” del instrumento, la descripción, el tipo de señal, la retransmisión y su rango.

### 4.3 MEMORIAS DE CÁLCULO DE LA EAMR.

#### 4.3.1 Memoria de cálculo del diámetro de la tubería y de la velocidad del gas.

El diámetro de la tubería está relacionado con las restricciones en la velocidad del gas, el flujo máximo y la presión mínima y máxima de operación principalmente. Se considerará 20 m/s como valor máximo permisible de la velocidad del gas hasta la etapa de filtración coalescente y 30 m/s después de ésta. Durante la etapa de regulación, un valor típico de la velocidad máxima permisible es aproximadamente de 120 m/s para evitar desgaste interno, aceleración de la corrosión y niveles de ruido superiores a los niveles permisibles.

Para el cálculo de la velocidad del gas en la tubería nos basaremos en la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos:

$$Q = v \cdot A$$

Donde:

- Q es el flujo volumétrico máximo de gas a condiciones “actuales”.<sup>32</sup> [m<sup>3</sup>/h]
- v es la velocidad promedio del gas dentro de la tubería. [m/s]
- A es el área de la sección transversal de la tubería a través de la cual fluye el gas. [m<sup>2</sup>]

La ley de los gases ideales relaciona la presión, el volumen, la temperatura y la masa de un gas:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T$$

Donde:

- P es la presión del gas. [Pa]

<sup>32</sup> Las condiciones “actuales” corresponden a la presión y temperatura de operación de la línea.

- V es el volumen que ocupa el gas. [m<sup>3</sup>]
- n es el número de moles del gas. [kg/kgmol]
- R es la Constante Universal de los gases. [kJ/kgmol·K]
- T es la temperatura absoluta del gas. [K]

El gas natural se comporta como un gas real, de esta forma, la ecuación anterior se ve afectada por el factor “Z” conocido como factor de compresibilidad.

$$P \cdot V = Z \cdot n \cdot R \cdot T$$

Para dos condiciones de operación distintas, de la Ecuación General de los Gases tenemos:

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1 \cdot Z_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2 \cdot Z_2} = n \cdot R$$

Donde:

- P<sub>1</sub> es la presión absoluta del gas a condiciones estándar. [bar (a)]
- V<sub>1</sub> es el volumen de gas a condiciones estándar (por unidad de tiempo). [m<sup>3</sup>/h]
- T<sub>1</sub> es la temperatura absoluta del gas a condiciones estándar. [K]
- Z<sub>1</sub> es el factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar.
- P<sub>2</sub> es la presión absoluta del gas a condiciones de operación. [bar (a)]
- V<sub>2</sub> es el volumen de gas a condiciones de operación (por unidad de tiempo). [m<sup>3</sup>/h]
- T<sub>2</sub> es la temperatura absoluta del gas a condiciones de operación. [K]
- Z<sub>2</sub> es el factor de compresibilidad del gas a condiciones de operación.

De esta forma para el cálculo del flujo volumétrico a condiciones de operación tendremos:

$$V_2 = \frac{P_1 \cdot V_1 \cdot T_2 \cdot Z_2}{T_1 \cdot Z_1 \cdot P_2}$$

Para el cálculo del flujo volumétrico “V<sub>2</sub>” debemos conocer los valores del factor de compresibilidad a las distintas condiciones de operación de la EAMR.

A continuación se presenta la tabla 19 que muestra algunas composiciones químicas comunes del gas natural.

**Tabla 19. Composiciones químicas y propiedades de distintos tipos de gas natural.**

Componente	Metano	Gas natural Tipo 1	Gas natural Tipo 2	Gas natural Tipo 3	Gas natural Tipo 4	Gas natural Tipo 5
Metano	100.000	88.498	96.990	94.755	88.102	82.381
Etano		9.097	2.194	1.306	5.376	3.326
Propano		1.521	0.163	0.304	1.207	0.576
n-Butano		0.241	0.080	0.059	0.215	0.103
2 Metil propano		0.177	0.042	0.043	0.154	0.086
n-Pentano		0.002	0.019	0.013	0.053	0.027
2 Metil butano		0.011	0.014	0.015	0.044	0.023
2 Dimetil propano		0.002		0.002	0.003	0.004
Helio			0.007	0.025	0.043	0.047
Bióxido de carbono				0.318	1.379	1.031
Masa molar	16.043	17.980	16.580	16.850	18.190	18.590
Gravedad específica	0.5549	0.6225	0.5738	0.5831	0.6294	0.6430
Factor de compresibilidad Z a condiciones estándar	0.9976	0.9969	0.9975	0.9976	0.9972	0.9976

De la tabla 12 podemos observar la composición química del gas natural que se utilizará para alimentar a la Central. Consideraremos las propiedades del gas natural tipo 4 de la tabla anterior para fines de cálculo del factor de compresibilidad.

En la tabla siguiente se relaciona el factor de compresibilidad “Z” con la temperatura de operación y el tipo de gas natural de acuerdo a la tabla 19.

**Tabla 20. Factores de compresibilidad “Z” para distintos tipos de gas natural.**

Temperatura [°C]	Presión [bar]	Metano CH <sub>4</sub>	Gas natural Tipo 1	Gas natural Tipo 2	Gas natural Tipo 3	Gas natural Tipo 4	Gas natural Tipo 5
0	1	0.9976	0.9969	0.9975	0.9976	0.9972	0.9977
	20	0.9530	0.9384	0.9495	0.9520	0.9437	0.9533
	50	0.8836	0.8438	0.8746	0.8811	0.8586	0.8850
	80	0.8197	0.7532	0.8048	0.8161	0.7797	0.8236
	150	0.7395	0.6587	0.7200	0.7369	0.8901	0.7528
20	1	0.9981	0.9976	0.9980	0.9961	0.9978	0.9982
	20	0.9637	0.9521	0.9611	0.9630	0.9564	0.9642
	50	0.9118	0.8815	0.9049	0.9101	0.8929	0.9134
	80	0.8657	0.8167	0.8547	0.8632	0.8355	0.8694
	150	0.8048	0.7353	0.7886	0.8025	0.7628	0.8154
40	1	0.9985	0.9981	0.9985	0.9985	0.9983	0.9986
	20	0.9719	0.9625	0.9697	0.9714	0.9660	0.9724
	50	0.9327	0.9089	0.9273	0.9314	0.9179	0.9344
	80	0.8990	0.8611	0.8904	0.8972	0.8758	0.9024
	150	0.9547	0.7876	0.8416	0.8529	0.8205	0.8637

A continuación se muestra la tabla 21 donde se enlistan los valores aproximados del factor de compresibilidad “Z” para las distintas condiciones de operación de la EAMR. Dichos valores son interpolados de la tabla anterior considerando un gas de tipo 4.

**Tabla 21. Factores de compresibilidad “Z” para las distintas condiciones de operación de la EAMR.**

Presión [kg/cm <sup>2</sup> (g)]	Temperatura [°C]	Factor de compresibilidad “Z”
77	28.0	0.8765
53	35.21	0.9173
53	28.00	0.9082
53	18.00	0.8956
47	32.37	0.9215
47	20.00	0.9065
34	20.00	0.9277
23	20.00	0.9460
7.14	15.55	0.9644

Durante la etapa de regulación, el cambio de presión causa un cambio en la temperatura del gas. Se ha demostrado que para el gas natural, el coeficiente Joule-Thompson se encuentra entre los valores de 0.45 y 0.55 °C / bar. A continuación determinaremos la temperatura de entrada máxima del gas al calentador PC-01A/B considerando la caída de temperatura causada por los reguladores y que la temperatura de salida de la EAMR debe ser de 20 °C.

El coeficiente de Joule-Thompson se expresa:

$$\mu_{JT} = \left( \frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad [\text{K} / \text{bar}]$$

En un proceso isoentrópico:

$$dH = \left( \frac{\partial H}{\partial P} \right)_T dP + \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_P \cdot dT = 0$$

El calor específico a presión constante está dado por:

$$C_p = \left( \frac{\partial H}{\partial T} \right)_P$$

De esta forma:

$$\mu_{JT} = - \frac{\left( \frac{\partial H}{\partial P} \right)_T}{C_p}$$

Para un gas ideal:

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = 0$$

Se demuestra en termodinámica que:

$$dH = C_p \cdot dP + \left( V - T \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P \right) \cdot dP$$

Y por consecuencia:

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T = V - T \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P$$

Y:

$$\mu_{JT} = -\frac{T \cdot \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P - V}{C_p}$$

Incluyendo el factor de compresibilidad “Z” en la ecuación anterior tendremos:

$$\mu_{JT} = -\frac{R \cdot T^2}{P} \cdot \left(\frac{\partial Z}{\partial T}\right)_P$$

A continuación se muestra la tabla 22 que relaciona los valores del calor específico “C<sub>p</sub>” con la temperatura de operación y el tipo de gas natural de acuerdo a la tabla 19.

**Tabla 22. Calores específicos a presión constante “C<sub>p</sub>” para distintos tipos de gas natural.**

Temperatura [°C]	Presión [bar]	Metano CH <sub>4</sub>	Gas natural Tipo 1	Gas natural Tipo 2	Gas natural Tipo 3	Gas natural Tipo 4	Gas natural Tipo 5
0	1	0.708	0.794	0.732	0.744	0.806	0.821
	20	14.820	16.850	16.350	15.590	17.010	17.180
	50	39.970	46.970	41.760	42.120	46.740	46.250
	80	68.940	84.100	72.600	72.760	82.460	79.520
	150	143.200	180.300	152.200	151.100	174.500	163.100
20	1	0.659	0.740	0.682	0.693	0.750	0.764
	20	13.660	15.600	14.160	14.360	15.640	15.820
	50	36.090	41.650	37.600	38.000	41.880	41.750
	80	60.820	72.270	63.700	64.100	71.610	70.200
	150	122.600	160.500	129.500	129.300	147.100	140.300
40	1	0.617	0.692	0.638	0.648	0.701	0.715
	20	12.660	14.350	13.140	13.330	14.490	14.690
	50	33.030	38.000	34.350	34.760	38.140	38.210
	80	54.830	64.170	57.240	57.730	63.050	63.310
	150	108.100	129.800	113.600	113.900	128.000	124.000

A continuación se presenta la tabla 23 donde se resume el cálculo de la temperatura máxima de entrada a los calentadores utilizando la tabla 22 para interpolar el valor del calor específico “ $C_p$ ”.

**Tabla 23. Cálculo de la temperatura de entrada a los calentadores PC-01A/B.**<sup>33</sup>

Primera etapa de regulación	Valor
Presión de operación a la entrada. ( $P_{oc}$ )	52.8617 bar (a)
Presión de operación a la salida. ( $P_{os}$ )	46.9778 bar (a)
Cambio de presión $P_{oc}$ - $P_{os}$ . ( $\Delta P$ )	5.8839 bar
Temperatura de operación a la entrada de la EAMR estimada. <sup>34</sup> ( $T_{ee}$ )	35.2099 °C
Temperatura de operación a la salida de la EAMR. ( $T_{os}$ )	20.0000 °C
Calor específico @ $P = 52.8617$ y $T = 35.2099$ °C. ( $C_p$ )	42.4724 J / mol·K
Factor de compresibilidad @ $P = 52.8617$ bar (a) y $T = 35.2099$ °C. ( $Z_1$ )	0.9173
Factor de compresibilidad @ $P = 52.8617$ bar (a) y $T = 20$ °C. ( $Z_2$ )	0.8969
Diferencial del factor de compresibilidad $Z_1$ - $Z_2$ . (dZ)	0.0204
Diferencial de temperatura $T_{ee}$ - $T_{os}$ . (dT)	15.2099 °C
Razón de cambio del factor de compresibilidad con respecto a la temperatura. (dZ / dT)	0.0013
Coefficiente de Joule-Thompson. ( $\mu_{JT}$ )	0.4734
Cambio en temperatura durante la primera etapa de regulación. ( $\Delta P$ )	2.7855 °C
Temperatura de operación a la salida de la primera etapa de regulación. ( $T_{sr}$ )	32.3694 °C
Segunda etapa de regulación	Valor
Presión de operación a la entrada. ( $P_{oc}$ )	46.9778 bar (a)
Presión de operación a la salida. ( $P_{os}$ )	23.4418 bar (a)
Cambio de presión $P_{oc}$ - $P_{os}$ . ( $\Delta P$ )	23.5360 bar (a)
Temperatura de operación a la entrada de la segunda etapa de regulación. ( $T_{sr}$ )	32.3694 °C
Temperatura de operación a la salida de la EAMR. ( $T_{os}$ )	20.0000 °C
Calor específico @ $P = 46.9778$ bar (a) y $T = 32.3694$ °C. ( $C_p$ )	38.2548 J / mol·K
Factor de compresibilidad @ $P = 46.9778$ bar (a) y $T = 32.3694$ °C. ( $Z_3$ )	0.9215
Factor de compresibilidad @ $P = 46.9778$ y $T = 20$ °C. ( $Z_4$ )	0.9065
Diferencial del factor de compresibilidad $Z_3$ - $Z_4$ . (dZ)	0.0150
Diferencial de temperatura $T_{ee}$ - $T_{os}$ . (dT)	12.3693 °C
Razón de cambio del factor de compresibilidad con respecto a la temperatura. (dZ / dT)	0.0012

<sup>33</sup> Este calculo es realizado para cuando el flujo volumétrico “actual” es máximo, esto ocurre cuando la presión de operación a la entrada de la EAMR tiene su mínimo valor.

<sup>34</sup> Este valor fue determinado considerando lo siguiente:

1. El valor típico del coeficiente Joule-Thompson para el gas natural de 0.5 °C / bar.
2. La caída de presión provocada por los reguladores cuando la presión de operación a la entrada tiene su mínimo valor (52.8617 bar (a)) y la presión operación a la salida es de 23.4418 bar (a).
3. La temperatura de operación de entrada del gas a la EAMR tiene su valor mínimo: 18 °C.



Coefficiente de Joule-Thompson. ( $\mu_{JT}$ )	0.5236
Cambio en temperatura durante la primera etapa de regulación. ( $\Delta P$ )	12.3231 °C
Temperatura de operación a la salida de la primera etapa de regulación. ( $T_{sr}$ )	20.0462 °C

De esta forma se concluye que la temperatura de entrada a los calentadores PC-01A/B es de 35.21 °C cuando la presión de operación a la entrada de la EAMR tiene su valor mínimo y el flujo volumétrico “actual” es máximo.

Con los valores del factor de compresibilidad y la determinación del valor de la temperatura en cada etapa del proceso podemos determinar los valores del flujo volumétrico máximo en las distintas etapas de la EAMR.

Para la capacidad del 100% de la EAMR antes de la etapa de regulación tendremos:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 229,217 \times 301.15 \times 0.9082}{288.15 \times 0.9976 \times 52.8617} = 4,180.34 \text{ m}^3/\text{h}$$

Para la capacidad del 100% de la EAMR después de la etapa de calentamiento tendremos:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 229,217 \times 308.36 \times 0.9173}{288.15 \times 0.9976 \times 52.8617} = 4,323.31 \text{ m}^3/\text{h}$$

Para la capacidad del 100% de la EAMR después de la etapa de regulación tendremos:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 226,625 \times 293.15 \times 0.9460}{288.15 \times 0.9976 \times 23.4418} = 9,558.25 \text{ m}^3/\text{h}$$

Para la capacidad del 100% de flujo de gas a los calentadores PC-01A/B será:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 3,693 \times 293.15 \times 0.9460}{288.15 \times 0.9976 \times 23.4418} = 154.00 \text{ m}^3/\text{h}$$

Para calcular el diámetro requerido, tenemos que:

$$A = \frac{Q_{act}}{v}$$

De esta forma, tenemos:

$$d = \sqrt{\frac{Q_{act}}{0.785 \cdot v \cdot 3,600}} \cdot \frac{1}{0.0254} \text{ [pulg.]}$$

La velocidad del gas estará entonces determinada por:

$$v = \frac{1000^2 \cdot Q_{act}}{0.785 \cdot 3600 \cdot (25.4 \cdot d)^2} \text{ [m/s]}$$

En la siguiente tabla se muestra el diámetro calculado, el diámetro seleccionado y la velocidad máxima para las diferentes secciones de la EAMR.

**Tabla 24. Diámetros y velocidades de la EAMR.**

Sección	Flujo máximo "actual" [m <sup>3</sup> /h]	Diámetro interno calculado [mm] / [pulg.]	Diámetro seleccionado interno / nominal [pulg.]	Velocidad máxima [m/s]
Entrada de la EAMR, Filtro Separador FS-01	4,180	272 / 10.71	11.75 / 12	16.61
By-pass al Filtro Separador FS-01 <sup>35</sup>	3,344	243 / 9.57	9.75 / 10	19.29
Separadores Ciclónicos SC-01A/B/C, Filtros Coalescentes FC-01A/B/C	2,090	192 / 7.57	7.81 / 8	18.79
Válvulas de seguridad de los equipos de separación y filtración <sup>36</sup>	209	61 / 2.39	1.81 / 2 x 3	34.99
Medición	2,090	157 / 6.18	7.81 / 8	18.79
Igualadoras de presión <sup>37</sup>	84	39 / 1.52	0.96 / 1	49.99
Entrada a calentadores PC-01A/B	4,180	225 / 8.89	9.75 / 10	24.12
Salida de calentadores PC-01A/B	4,323	226 / 8.90	9.75 / 10	24.94
Regulación (activo operando la 2 <sup>a</sup> etapa) <sup>38</sup>	2,426	169 / 6.66	6.07 / 6	36.17
Regulación (activo en falla) <sup>39</sup>	4,779	237 / 9.35	6.07 / 6	71.26
Salida de Regulación	4,779	237 / 9.35	10.02 / 10	26.11
Línea 2-GN-031-E300 de gas combustible.	154	42.62 / 1.68	1.94 / 2	22.44
Válvula de relevo parcial a la salida de la EAMR <sup>40</sup>	642	87 / 3.43	2.69 / 3 x 4	48.66
Salida de la EAMR.	9,558	336 / 13.22	13.25 / 14	29.86

<sup>35</sup> La función del "by-pass" al Filtro Separador FS-01 es suministrar un flujo igual al 80% de la capacidad máxima de la EAMR cuando el filtro se encuentre en mantenimiento.

<sup>36</sup> Las válvulas de seguridad de los equipos de separación y filtración están diseñadas para relevar cada una un flujo igual al 5% de la capacidad máxima de la EAMR. Para ver la selección del diámetro del orificio de dichas válvulas ver la sección 4.3.2. La velocidad de 34.99 m/s es la calculada dentro del orificio de la válvula de seguridad.

<sup>37</sup> Las líneas igualadoras de presión operarán durante el arranque de la EAMR y están diseñadas para un flujo igual al 2% de la capacidad máxima.

<sup>38</sup> Este cálculo aplica durante las condiciones normales de operación: es decir, cuando el regulador activo trabaje la segunda etapa de regulación y el regulador monitor opere la primera etapa.

<sup>39</sup> Este cálculo aplica cuando el regulador activo falle y se encuentre completamente abierto, mientras que el regulador monitor reduzca la presión en una sola etapa.

<sup>40</sup> La válvula de relevo está diseñada para aliviar un flujo igual al 10% de la capacidad máxima de la EAMR. Para ver la selección de dicha válvula ver la sección 4.3.9. La velocidad de 48.66 m/s es la calculada dentro del orificio de la válvula de relevo parcial.

### 4.3.2 Memoria de cálculo del espesor de tuberías.

El material empleado para la tubería componente de la EAMR es ASTM-A-106 Gr.B. Para los accesorios soldables tales como reducciones campana, tes, codos, tapones cachucha, etc; el material es ASTM-A-234 Gr.WPB. El material de las bridas, “sockolets” y “wealdolets” es ASTM-A-105.

Las siguientes tablas muestran las características químicas y mecánicas de la tubería ASTM-A-106 Gr.B.

**Tabla 25. Características químicas de la tubería ASTM-A-106 GrB.**

Elemento	Porcentaje		
	Grado A	Grado B	Grado C
Carbono, max.	0.25	0.30	0.35
Manganeso	0.27-0.93	0.29-1.06	0.29-1.06
Fósforo, max.	0.035	0.035	0.035
Sulfuro, max.	0.035	0.035	0.035
Silicio, min.	0.10	0.10	0.10
Cromo, max.	0.40	0.40	0.40
Cobre, max.	0.40	0.40	0.40
Molibdeno, max.	0.15	0.15	0.15
Nickel, max.	0.40	0.40	0.40
Vanadio, max.	0.08	0.08	0.08

Fuente: *ASTM-A-106-1999 “Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service”*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, E.U.A., 1999.

**Tabla 26. Características mecánicas de la tubería ASTM-A-106 GrB.**

Propiedad	Requerimientos de tensión		
	[psi]/ [MPa]		
Esfuerzo mínimo de tensión.	48 000 / 330	60 000 / 415	70 000 / 485
Esfuerzo mínimo de cedencia.	30 000 / 205	35 000 / 240	40 000 / 275

Fuente: *ASTM-A-106-1999 “Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service”*. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, E.U.A., 1999.

El espesor de la tubería se calculará de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999 “Transporte de gas natural”, modificación 2001.

De acuerdo al punto 7.7 de dicha norma, el espesor se obtiene con la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$$

Donde:

- t es el espesor mínimo requerido. [cm]
- P es la presión de diseño. [kPa]
- D es el diámetro exterior de la tubería. [cm]
- S es la resistencia mínima a la cedencia especificada. [kPa]
- F es el factor de diseño conforme al inciso 7.11 de la NOM-007-SECRE-1999.
- T es el factor de corrección por temperatura conforme al inciso 7.13 de la NOM-007-SECRE-1999.
- E es el factor de eficiencia de la junta longitudinal conforme al inciso 7.12 de la NOM-007-SECRE-1999.

De acuerdo a lo establecido en el inciso 7.11 de esta norma, para estaciones de medición y regulación de gas natural el factor “*F*” es igual o menor a 0.5. De acuerdo al inciso 7.12, para un material ASTM-A-106 Gr.B, el factor “*E*” es igual a 1. Finalmente, de acuerdo al inciso 7.13, para temperaturas del gas menores o iguales a 400 K (126 °C) el factor “*T*” es igual a 1.

Para la tubería ASTM-A-106 Gr B el valor de la resistencia mínima a la cedencia especificada (SMYS) “*S*” es de 241,317 kPa. Se considerará en el cálculo un espesor adicional de 1.6 mm (0.063 pulg.) por efecto de la corrosión.

A continuación se muestra la tabla 27 que resume los cálculos del espesor para los distintos diámetros nominales y las distintas condiciones de presión.

Tabla 27. Espesores de tubería de la EAMR.

Diámetro nominal [pulg.] / Sección	Presión de diseño	Diámetro exterior	Espesor calculado	Espesor seleccionado
	[bar (g)] / [kPa (g)]	[mm] / [pulg]	[mm] / [pulg]	[mm] / [pulg] / céd.
12/ Entrada de la EAMR, Filtro Separador FS-01,	78.06 / 7805.70	324 / 12.750	12.08 / 0.476	<b>12.70 / 0.500 / XS</b>
10/ By-pass al Filtro Separador FS-01, entrada y salida de calentadores PC-01A/B	78.06 / 7805.70	273 / 10.750	10.43 / 0.411	<b>12.70 / 0.500 / 60</b>
8/ Separadores Ciclónicos SC-01A/B/C, Filtros Coalescentes FC-01A/B/C y Medición.	78.06 / 7805.70	219 / 8.625	8.68 / 0.342	<b>10.31 / 0.406 / 60</b>
2 / Válvulas de seguridad.	78.06 / 7805.70	60 / 2.375	3.54 / 0.139	<b>5.53 / 0.218 / 80</b>
1 1/2 / Drenajes	78.06 / 7805.70	48 / 1.900	3.15 / 0.124	<b>5.08 / 0.200 / 80</b>
1 / Drenajes, igualadoras de presión y venteos	78.06 / 7805.70	33 / 1.315	2.67 / 0.105	<b>4.54 / 0.179 / 80</b>
14 / Salida de la EAMR	36.22 / 3622.15	356 / 14.000	6.94 / 0.273	<b>9.53 / 0.375 / STD</b>
10 / Salida de Regulación	36.22 / 3622.15	273 / 10.750	5.70 / 0.224	<b>9.27 / 0.365 / 40</b>
6 / Regulación	78.06 / 7805.70	168 / 6.625	7.03 / 0.277	<b>7.11 / 0.280 / 40</b>
3 / Válvula de alivio parcial	36.22 / 3622.15	89 / 3.500	2.94 / 0.116	<b>3.07 / 0.216 / 40</b>
2 / Línea 2-GN-031-E300 de gas combustible.	36.22 / 3622.15	60 / 2.375	2.50 / 0.098	<b>5.53 / 0.218 / 80</b>

#### 4.3.3 Memoria de cálculo de la caída de presión de la EAMR.

El cálculo de la caída de presión “ $\Delta P$ ” está dado por la Fórmula de Darcy o Ecuación General de Caída de Presión:

$$\Delta P = \frac{\gamma \cdot f \cdot L \cdot v^2}{2 \cdot D \cdot g}$$

Donde:

- $\Delta P$  es la caída de presión. [Pa]
- $\gamma$  es el peso específico del fluido. [N/m<sup>3</sup>]
- $f$  es el factor de fricción de la tubería.
- $L$  es la longitud de la tubería. [m]
- $v$  es la velocidad del fluido en la tubería. [m/s]



D es el diámetro interno de la tubería. [m]  
 g es la gravedad. [m/s<sup>2</sup>]

El valor conocido como factor de longitud equivalente “K” relaciona el factor de fricción “f” con la longitud “L” y el diámetro interno de la tubería “D”:

$$K = \frac{f \cdot L}{D}$$

De esta forma, la caída de presión estará dada por:

$$\Delta P = \frac{\rho \cdot K \cdot v^2}{2}$$

Donde:

ρ es la densidad del fluido. [kg/m<sup>3</sup>]

Para los codos de 90°, el factor “K” puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$K_n = (n - 1) \cdot (0.25\pi \cdot f_T \cdot \frac{r}{d} + 0.5K) + K$$

Donde:

- K<sub>n</sub> es el factor de longitud equivalente para “n” número de codos.
- n es el número de codos de 90°.
- f<sub>T</sub> es el factor de fricción del codo de acuerdo a su diámetro nominal.
- r es el radio de curvatura del codo de 90°.
- d es el diámetro interno del codo de 90°.

A continuación se muestra la tabla 28, la cual relaciona el factor de fricción “f<sub>T</sub>” con el diámetro nominal para tubería comercial de acero con el flujo en zona turbulenta.

**Tabla 28. Factores de fricción “f<sub>T</sub>” para tubería comercial de acero con flujo en zona turbulenta.**

Diámetro nominal	½ /	¾ /	1 /	1 ½ /	2 /	2 ½, 3 /	4 /	6 /	8-10 /	12-16 /	18-24 /
[pulg.] / [mm]	12.7	19.1	25.4	38.1	50.8	63.5, 76.2	101.6	152.4	203.2-254	304.8, 406.4	457.2, 609.6
Factor de fricción “f <sub>T</sub> ”	0.027	0.025	0.023	0.021	0.019	0.018	0.017	0.015	0.014	0.013	0.012

Fuente: Crane. *Flow of Fluids*. New York, E.U.A., 1983.

Como se puede observar en la tabla anterior, para un diámetro de 356 mm (14 pulg.) el factor “f<sub>T</sub>” es de 0.013 y para un diámetro de 203 mm (8 pulg.) este factor tiene un valor de 0.014. Se considerarán codos de radio largo, por lo que el valor de la relación “r/d” para todos los codos será igual a 1.5. Para cuando n = 1, el valor del factor “K” está determinado por:

$$K = 16 \cdot f_T$$

A continuación se muestra la tabla 29 con los valores del factor “K”<sup>41</sup> para los diferentes accesorios y diámetros de tubería que integran la EAMR.

**Tabla 29. Factores “K” para los distintos componentes de la EAMR.**

Componente	Factor “K”
Tubería de 356 mm (14 pulg.) de diámetro céd STD (2.8 m)	0.12
Tubería de 356 mm (14 pulg.) de diámetro céd STD (0.7 m)	0.03
Tubería de 305 mm (12 pulg.) de diámetro céd XS (6 m)	0.28
Tubería de 305 mm (12 pulg.) de diámetro céd XS (4.5 m)	0.18
Tubería de 305 mm (12 pulg.) de diámetro céd XS (1 m)	0.05
Tubería de 254 mm (10 pulg.) de diámetro céd. 40 (5 m)	0.28
Tubería de 254 mm (10 pulg.) de diámetro céd. 40 (2.5 m)	0.14
Tubería de 203 mm (8 pulg.) de diámetro céd. 60 (2 m)	0.15
Tubería de 203 mm (8 pulg.) de diámetro céd. 60 (1 m)	0.07
Tubería de 152 mm (6 pulg.) de diámetro céd. 40 (0.5 m)	0.05
Te (entrada por principal, salida por ramal)	0.50
Te (entrada por ramal, salida por principal)	1.00
Te (entrada por principal, salida por principal)	0.10
Codo 90° de 305 mm (12 pulg.) de diámetro, radio largo; n=1	0.21
Codo 90° de 305 mm (12 pulg.) de diámetro, radio largo; n=2	0.35
Codo 90° de 305 mm (12 pulg.) de diámetro, radio largo; n=3	0.45
Codo 90° de 203 mm (8 pulg.) de diámetro, radio largo; n=1	0.22
Codo 90° de 203 mm (8 pulg.) de diámetro, radio largo; n=3	0.48
Reducción concéntrica de 254 x 152 mm (10 x 6 pulg.) de diámetro céd. 60	0.40
Reducción concéntrica de 203 x 152 mm (8 x 6 pulg.) de diámetro céd. 60	0.19

Las caídas de presión máximas de los equipos componentes de la EAMR se enlistan a continuación en la tabla 30.

**Tabla 30. Caídas de presión de los equipos componentes de la EAMR.**

Equipo	Caída de presión [mbar]
Filtro Separador FS-01.	223
Separadores Ciclónicos SC-01A/B/C.	175 (cada uno)
Filtros Coalescentes FC-01A/B/C.	600 (cada uno)
Enderezadores de flujo de los medidores	7.63 (cada uno)
Medidores de tipo ultrasónico FE-0341A/B/C.	5.08 (cada uno)
Calentadores de gas PC-01A/B.	300 (cada uno)

<sup>41</sup> Los valores del factor “K” fueron obtenidos de las siguientes fuentes:

1. Gas Measurement Manual, *Design of Meter and Regulator Stations Part No. Nine*, A.G.A., Virginia, E.U.A., 1988.
2. Crane, *Flow of Fluids*, New York, E.U.A., 1983.

Con estos datos, se obtendrán los valores máximos de la caída de presión en cada punto de lectura de acuerdo al Plano “Diagrama de Flujo de Proceso”, P-01 del Anexo “C” – Planos de la EAMR.

Por ejemplo, la caída de presión hasta el punto “F4C” está dada por:

$$\Delta P_{TF4C} = \Delta P_{F2} + \Delta P_{F3} + \Delta P_{F4C}$$

El valor máximo de la velocidad “v” para los puntos “F2” y “F3” es de 16.61 m/s y para el punto “F4C” es de 18.79 m/s de acuerdo a la tabla 24. El valor de la densidad “ρ” la podemos determinar a través de la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{MM \cdot P}{R \cdot T \cdot Z}$$

Donde:

- ρ es la densidad del gas. [kg/m<sup>3</sup>]
- MM es la masa molecular del gas. [kg/kgmol]
- P es la presión de operación. [bar (a)]
- R es la constante universal de los gases. [kJ/kgmol·K]
- T es la temperatura de operación. [K]
- Z es el factor de compresibilidad del gas a las condiciones de operación.

De esta forma, la densidad “ρ” cuando la velocidad del gas alcanza su máximo valor es:

$$\rho = \frac{17.7004 \times 52.8617}{0.08314 \times 301.15 \times 0.9082} = 41.15 \text{ kg/m}^3$$

Para calcular “ΔP<sub>F2</sub>”, el valor de “K<sub>2</sub>” está dado por:

$$K_{F2} = K_1 + K_2 + K_3 = 0.13 + 0.10 + 0.09 = 0.32$$

Así, “ΔP<sub>F2</sub>” es igual a:

$$\Delta P_{F2} = \frac{41.15 \cdot 0.32 \cdot (16.61)^2}{2} = 1,816$$

Para calcular “ΔP<sub>F3</sub>”, el valor de “K<sub>3</sub>” está dado por:

$$K_{F3} = K_4 = 0.63$$

Y “ΔP<sub>F3</sub>” es:

$$\Delta P_{F3} = \frac{41.15 \times 0.63 \times (16.61)^2}{2} + 22,270 = 25,846$$

Para calcular “ΔP<sub>F4C</sub>”, el valor de “K<sub>1F4C</sub>” está dado por:

$$K_{1F4C} = K_5 + K_6 + K_7 + K_8 + K_9 = 0.18 + 0.10 + 0.28 + 1.00 + 0.50 = 2.06$$

Y “ $K_{2F4C}$ ” está dado por:

$$K_{2F4C} = K_{10} + K_{11} = 0.29 + 0.10 = 0.39$$

De esta forma, “ $\Delta P_{F4C}$ ” es igual a:

$$\Delta P_{F4C} = \Delta P_{1F4C} + \Delta P_{2F4C} + \Delta P_{SC} = \frac{41.15 \times 2.06 \times (16.61)^2}{2} + \frac{41.15 \times 0.39 \times (18.79)^2}{2} + 17,496 = 32,023$$

Finalmente el valor de “ $\Delta P_{TF4C}$ ” es:

$$\Delta P_{TF4C} = 1,816 + 25,846 + 32,023 = 59,685$$

A continuación se muestra la tabla 31 que relaciona el punto de lectura de propiedades con el valor de caída de presión máxima acumulada.

**Tabla 31. Caída de presión en distintos puntos de la EAMR.**<sup>42</sup>

Punto de lectura de propiedades	$\Delta P_{\max}$ @ $P_{\min}$ 53 kg/cm <sup>2</sup> (g) [bar]	$\Delta P_{\max}$ acumulada @ $P_{\min}$ 53 kg/cm <sup>2</sup> (g) [bar]	Presión mínima de operación @ $\Delta P_{\max}$ [bar (g)]
F 1	0.0000	0.0000	51.9752
F 2	0.0182	0.0182	51.9570
F 3	0.2585	0.2766	51.6986
F 4C	0.3202	0.5968	51.3784
F 4B	0.3543	0.6309	51.3443
F 4A	0.3656	0.6423	51.3330
F 5C	0.6552	1.2521	50.7232
F 5B	0.6552	1.2861	50.6891
F 5A	0.6552	1.2975	50.6777
F 6C	0.1377	1.3897	50.5855
F 6B	0.1377	1.4238	50.5514
F6A	0.1377	1.4351	50.5401
F7C	0.0124	1.4021	50.5732
F7B	0.0124	1.4361	50.5391
F7A	0.0124	1.4475	50.5277
F8	0.3032	1.7506	50.2246
F9	0.3000	2.0506	49.9246
F10C	0.2701	2.3207	49.6845
F10B	0.2949	2.3455	49.6297
F10A	0.3197	2.3703	49.6049

<sup>42</sup> Los valores máximos de caída de presión mostrados fueron calculados considerando las siguientes características de operación:

1. Presión mínima de operación a la entrada (53 kg/cm<sup>2</sup> (g)), presión de operación a la salida (23 kg/cm<sup>2</sup>(g)) y temperatura y velocidad máxima en cada punto.
2. Se ha considerado la operación de la EAMR de la siguiente manera: la línea de separación ciclónica A funcionando con la línea de filtración coalescente A y ésta funcionando con la línea de medición y regulación A y el precalentador PC-01B.

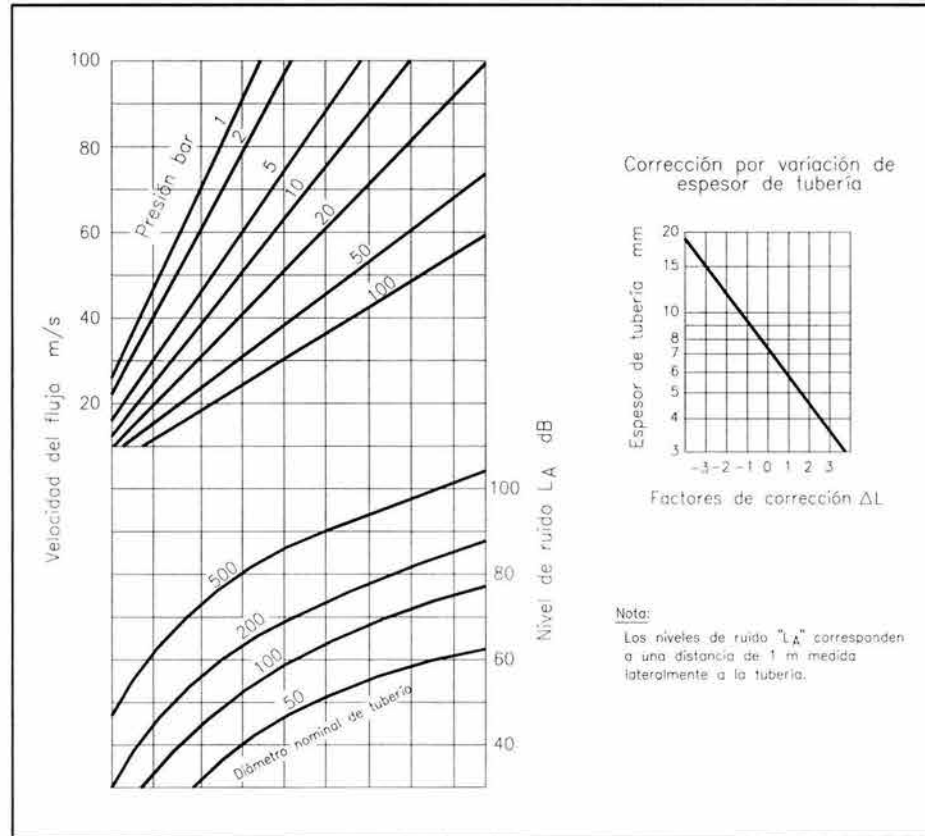
Punto de lectura de propiedades	$\Delta P_{\max}$ @ $P_{\min} =$ 23 kg/cm <sup>2</sup> (g) [bar]	$\Delta P_{\max}$ acumulada @ $P_{\min} =$ 23 kg/cm <sup>2</sup> (g) [bar]	Presión mínima de operación @ $\Delta P_{\max}$ [bar (g)]
F11A	0.0337	0.0337	23.1179
F11B	0.0337	0.0337	23.1179
F11C	0.0337	0.0337	23.1179
F12	0.1179	0.1517	23.0000

#### 4.3.4 Cálculo del nivel de ruido en tuberías.

Generalmente, el nivel de ruido generado por un sistema de regulación y medición de gas es despreciable cuando la velocidad del gas aguas abajo y aguas arriba de una tubería no excede los límites usuales (20 m/s) de un sistema de distribución y transporte de gas. A continuación se muestra la gráfica 9<sup>43</sup> que relaciona el nivel de ruido " $L_A$ " en dB contra la velocidad del gas natural " $v$ " en m/s, el diámetro nominal de tubería " $DN$ " en mm y la presión de operación " $p$ " de la línea en bar a una distancia de referencia de 1m lateralmente a la tubería. El espesor de la tubería considerado en dicha gráfica es de 7 mm aproximadamente. Para espesores diferentes de tubería se presenta una gráfica de corrección que relaciona el espesor de la tubería " $t$ " en mm y el factor de corrección " $AL$ " en dB.

<sup>43</sup> Este diagrama es una recomendación de la DVGW (Rules of German Association of Gas and Water Experts) G 494 "Sound insulation for units and installations for regulating and metering natural gas".

**Gráfica 9. Diagrama de nivel de ruido "L<sub>A</sub>" de acuerdo a la velocidad, la presión de operación del gas y el diámetro nominal de tubería.**<sup>44</sup>



Fuente: *Gas Measurement and Control Handbook* J.B.Rombach GmbH, Schlumberger Industries®, Karlsruhe, Germany, 1994.

A continuación se muestra la tabla 32 donde se resumen los niveles de ruido "L<sub>A</sub>" para los distintos diámetros de tubería y a las diferentes presiones y velocidades de operación de la EAMR.



**Tabla 32. Nivel de ruido “L<sub>A</sub>” para los distintos diámetros de tubería de la EAMR.<sup>45</sup>**

Sección	Diámetro nominal [mm] / [pulg.]	Presión de operación [bar (g)]	Velocidad [m/s]	Espesor de tubería [mm]	Nivel de ruido “L <sub>A</sub> ” [dB]
Entrada de la EAMR, Filtro Separador FS-01.	305 / 12	51.9752	16.61	12.70	52
By-pass al Filtro Separador FS-01.	254 / 10	51.9752	19.29	12.70	54
Separadores Ciclónicos SC-01A/B/C, Filtros Coalescentes FC-01A/B/C y Medición.	203 / 8	51.9752	18.79	10.31	52
Válvulas de seguridad de los equipos de separación y filtración.	51 / 2	51.9752	34.99	5.53	47
Igualadoras de presión.	25 / 1	51.9752	49.99	4.54	39
Regulación (activo operando la 2 <sup>a</sup> etapa).	152 / 6	46.0913	36.17	7.11	62
Regulación (activo en falla).	152 / 6	23.1517	71.26	7.11	76
Salida de Regulación	254 / 10	23.1517	26.11	9.27	57
Línea 2-GN-001-E300 de gas combustible.	51 / 2	23.1179	22.44	5.53	41
Válvula de alivio parcial a la salida de la EAMR.	76 / 3	33.3426	48.66	3.07	54
Salida de la EAMR.	356 / 14	23.1179	29.86	9.53	68

#### 4.3.5 Memoria de cálculo del filtro separador FS-01.

En la selección del filtro separador FS-01 se deben tener en cuenta las condiciones críticas de presión y flujo para la determinación del diámetro interno del cuerpo del filtro, el diseño de los componentes internos y la determinación de la caída de presión total que provoca el equipo. Así, la diferencia en costo de la selección de un modelo de mayor o menor tamaño radica en la restricción de la caída de presión máxima permisible que requiera el proceso y en la presión mínima y máxima de operación del equipo. Adicional a esto, el costo también dependerá tanto de la eficiencia de retención como del tamaño de partículas a separar.

La calidad del gas requerida para una aplicación determinada desempeña un papel fundamental en la selección de equipos de separación, filtración, análisis, medición, regulación, etc. Las características técnicas de los equipos con los cuales el vendedor del gas natural podrá hacer la transferencia de custodia deben ser acordadas entre el comprador y el vendedor para la facturación del energético.

La selección del filtro separador se hará mediante ecuaciones, gráficas y tablas propias del fabricante con las cuales sus productos cumplen en desempeño y funcionamiento. De esta forma en el Anexo “D” –“Gráfica de flujo de aire del filtro separador FS-01 y de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C” se relaciona la presión de

<sup>45</sup> En esta tabla se muestran los niveles de ruido debidos al flujo de gas en la tubería. Para el cálculo del nivel de ruido provocado por los reguladores ver la sección 4.3.9.

operación “P” con el flujo de aire equivalente “ $Q_c$ ” medido a las condiciones estándar de 14.7 lb/pulg<sup>2</sup> (a) y 60 °F (1.01325 bar (a) y 15.55 °C), el diámetro de conexión “D” y la caída de presión “ $\Delta P$ ” del equipo.

El flujo volumétrico máximo de gas natural que manejará el filtro separador FS-01 es de 229,217 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar.

Se deberá hacer la corrección del flujo volumétrico de gas natural a flujo volumétrico de aire equivalente mediante la siguiente expresión dada por el fabricante.

$$Q_c = Q_{sg} \cdot F_g \cdot F_t$$

Donde:

- $Q_c$  es el flujo volumétrico de aire equivalente a condiciones estándar. [pie<sup>3</sup>/min]
- $Q_{sg}$  es el flujo volumétrico de gas natural a condiciones estándar. [pie<sup>3</sup>/min]
- $F_g$  es el factor de corrección por gravedad específica.
- $F_t$  es el factor de corrección por temperatura.

A continuación se muestra la tabla 33 que relaciona el factor de corrección “ $F_g$ ” con la gravedad específica del fluido de proceso y la tabla 34 que relaciona el factor “ $F_t$ ” con la temperatura de proceso.

**Tabla 33. Factores de corrección por gravedad específica para el filtro separador FS-01.**

Gas	Masa molecular	Gravedad específica	Factor “ $F_g$ ”
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	2.0	0.069	0.344
Helio (He)	4.0	0.138	0.452
Síntesis 75%H <sub>2</sub> 25%N <sub>2</sub>	8.5	0.295	0.611
Coque	11.0	0.379	0.679
Metano (CH <sub>4</sub> )	16.0	0.551	0.788
Amonia (NH <sub>3</sub> )	17.0	0.586	0.808
Vapor de agua (H <sub>2</sub> O)	18.0	0.621	0.826
Gas natural	19.0	0.655	0.844
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	26.0	0.897	0.957
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	28.0	0.950	0.986
Monóxido de Carbono (CO)	28.0	0.950	0.986
Aire	29.0	1.000	1.000
Gas combustible 81%N <sub>2</sub> 19%CO <sub>2</sub>	31.0	1.080	1.027
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	32.0	1.100	1.039
Argón (A)	39.9	1.380	1.136
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	44.1	1.520	1.182
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	44.0	1.520	1.181
Óxido de nitrógeno (N <sub>2</sub> O)	44.0	1.520	1.181
Butadieno (C <sub>4</sub> H <sub>6</sub> )	54.1	1.860	1.284

Fuente: *Wright-Austin Air Flow Chart*, Hayward® Industrial Products, Inc., Elizabeth, NJ, E.U.A. 1993.

En la tabla 13 de la sección 4.1.2 se puede observar que el peso molecular del gas natural a utilizar es de 17.7004 kg/kgmol y la del aire es 28.9625 kg/kgmol. La gravedad específica está dada por la siguiente expresión:

$$G = \frac{MM_{gas}}{MM_{aire}}$$

Donde:

- G es la gravedad específica.
- MM<sub>gas</sub> es la masa molecular del gas natural. [kg/kgmol]
- MM<sub>aire</sub> es la masa molecular del aire. [kg/kgmol]

**Tabla 34. Factores de corrección por temperatura para el filtro separador FS-01.**

Temperatura [° F]	Factor F <sub>t</sub>	Temperatura [° F]	Factor F <sub>t</sub>	Temperatura [° F]	Factor F <sub>t</sub>
-20	0.904	95	1.040	200	1.154
-10	0.917	100	1.046	250	1.206
0	0.929	105	1.051	300	1.256
10	0.941	110	1.057	400	1.353
20	0.953	120	1.068	500	1.445
30	0.965	130	1.079	550	1.490
40	0.977	140	1.090	600	1.533
50	0.989	150	1.101	700	1.618
60	1.000	160	1.112	800	1.701
70	1.012	170	1.121	900	1.780
80	1.023	180	1.133	1000	1.858
90	1.034	190	1.143		

Fuente: *Wright-Austin Air Flow Chart*, Hayward® Industrial Products, Inc., Elizabeth, NJ, E.U.A, 1993.

De esta forma, la gravedad específica del gas natural que será suministrado es de 0.611. Con este valor, el factor “F<sub>g</sub>” se obtiene interpolando de la tabla 33.

En la tabla 15 de la sección 4.1.3 se puede observar que la temperatura de diseño es de 50 °C (122 °F) y de la tabla anterior podemos obtener el factor de corrección por temperatura “F<sub>t</sub>”.

El flujo volumétrico de aire equivalente es entonces:

$$Q_c = 134,912 \times 0.821 \times 1.069 = 118,405 \text{ pie}^3/\text{min}$$

De esta forma, de acuerdo a la gráfica del Anexo “D”, el tamaño que satisface este flujo considerando la presión mínima de operación de 53.9040 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (a) = 767 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> (a) es el de diámetro de conexiones de 406 mm (16 pulg.). De esta misma gráfica podemos obtener la caída de presión “ΔP” para dicho flujo y presión de operación, la cual es igual a 3.25 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>.

El diámetro interno del cuerpo para este tamaño de conexiones es de 914 mm (36 pulg.) de acuerdo a la tabla 47 del Anexo “E” –“Dimensiones y pesos del filtro separador FS-01”. La capacidad máxima “ $Q_{cmax}$ ” es de 119,000 pie<sup>3</sup>/min. La caída de presión real del equipo “ $\Delta P_r$ ” la podemos determinar con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_r = \left( \frac{Q_c}{Q_{cmax}} \right)^2 \cdot \Delta P$$

De esta forma, la caída de presión real de este equipo es:

$$\Delta P_r = \left( \frac{118,405}{119,000} \right)^2 \times 3.25 = 3.23 \text{ lb}_f/\text{pulg}^2$$

#### 4.3.6 Memoria de cálculo de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C.

Para la selección de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C, al igual que para el filtro separador FS-01, se deben tener en cuenta las condiciones críticas de presión y flujo para la determinación del diámetro interno del cuerpo del filtro, el diseño de los componentes internos y la determinación de la caída de presión que provoca el equipo.

La selección de los separadores ciclónicos se hará mediante ecuaciones, gráficas y tablas propias del fabricante con las cuales sus productos cumplen en desempeño y funcionamiento. De igual forma, la gráfica del Anexo “D” aplica para este tipo de equipos.

El flujo volumétrico máximo de gas que maneja cada separador ciclónico SC-01A/B/C es de 114,609 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar.

El flujo volumétrico de aire equivalente es:

$$Q_c = 67,456 \times 0.821 \times 1.069 = 59,203 \text{ pie}^3/\text{min}$$

De esta forma, de acuerdo a la gráfica del Anexo “D”, el tamaño que satisface este flujo considerando la presión mínima de operación de 53.9040 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (a) = 767 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> (a) es el de diámetro de conexiones de 305 mm (12 pulg.). De esta misma gráfica podemos obtener la caída de presión “ $\Delta P$ ” para dicho flujo y presión de operación, la cual es igual a 3.25 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>.

El diámetro interno del cuerpo para este tamaño de conexiones es de 610 mm (24 pulg.) de acuerdo a la tabla 48 del Anexo “E” –“Dimensiones y pesos de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C”. La capacidad máxima “ $Q_{cmax}$ ” es de 67,000 pie<sup>3</sup>/min.

De esta forma, la caída de presión real para cada uno de los equipos es:

$$\Delta P_r = \left( \frac{59,203}{67,000} \right)^2 \times 3.25 = 2.54 \text{ lb}_f/\text{pulg}^2$$

**4.3.7 Memoria de cálculo de los filtros coalescentes FC-01A/B/C.**

Para la selección de los filtros coalescentes debemos tener en cuenta las mismas consideraciones de costo beneficio enunciadas en los equipos anteriores. Se seleccionará el modelo del cartucho filtrante tomando en cuenta que se requiere una retención del 98.5% en partículas líquidas o aerosoles de 0.3 a 0.6 micras y del 99.5% en partículas sólidas de 3 micras y mayores, a las condiciones críticas de presión mínima de operación y flujo máximo. Dado que existe una diferencia amplia entre la presión mínima de operación a la entrada y la presión máxima de operación a la salida (21 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup>), no se tiene una restricción particular para la caída de presión a través de los filtros coalescentes.

A continuación se muestra la tabla de selección que relaciona el diámetro de conexiones del equipo con el número de cartuchos filtrantes, el grado de filtración y el flujo máximo de operación a través de éstos.

**Tabla 35. Relación entre el diámetro de conexión, el número de cartuchos filtrantes, el grado de filtración y el flujo máximo de operación para la selección de los filtros coalescentes.**

Diámetro de conexiones [pulg.]	Diámetro del cuerpo [pulg.]	Tipo de conexión	Número de cartuchos	Flujo volumétrico máximo		
				[pie <sup>3</sup> /min] @ 100 lb <sub>f</sub> /pulg <sup>2</sup> (g)	[m <sup>3</sup> /h] @ 7 bar (g)	
				Grado 6-A	Grado 8	Grado 10-3P
3	8	Roscada	1	1,500 / 2,540	1,800/3,050	2,490/4,230
3	8	Bridada	1	1,500/2,540	1,800/3,050	2,490/4,230
4	12	Bridada	1	2,000/3,390	2,400/4,070	3320/5640
6	12	Bridada	1	3,000/5,090	3,600/6,110	4,980/8,460
6	16	Bridada	3	4,500/8,460	5,400/9,170	7,470/12,690
8	18	Bridada	4	6,000/10,190	7,200/12,230	9,960/16,920
10	22	Bridada	7	10,500/17830	12,600/21,400	17,430/29,610
12	30	Bridada	11	16,500/28,030	19,800/33,640	27,390/46,530
16	36	Bridada	15	22,500/38,220	27,000/45,870	37,350 / 63,450

Fuente: *Compressed Air and Gas Filtration Products*. Parker Hannifin Corporation®, Finite Filter Division, Oxford, MI, E.U.A., 1995.

A continuación se muestra la tabla 36 donde se relaciona el medio filtrante con el grado de designación del cartucho, la eficiencia de filtración y la caída de presión del mismo.

**Tabla 36. Especificaciones del medio filtrante de los filtros coalescentes.**

Grado de designación	Eficiencia de coalescencia en 0.3 a 0.6 micras en aerosoles	Caída de presión [lb <sub>f</sub> /pulg <sup>2</sup> ] @ flujo máximo	
		Media filtrante Seca	Media filtrante húmeda 10 - 20% en peso de aceite
6	99.97 %	1.50	4.00
8	98.50 %	1.00	3.50
10	95.00 %	0.75	2.50
3P	N/A	0.50	N/A
A	99.00 %	1.00	N/A

Fuente: *Compressed Air and Gas Filtration Products*. Parker Hannifin Corporation®, Finite Filter Division, Oxford, MI, E.U.A., 1995.

El flujo volumétrico máximo de gas que manejará cada filtro coalescente FC-01A/B/C es de 114,609 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar. De esta forma, el flujo volumétrico máximo a las condiciones de operación de 53 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y temperatura de 28 °C es:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 114,609 \times 301.15 \times 0.9082}{288.15 \times 0.9976 \times 52.8617} = 2,090.18 \text{ m}^3/\text{h}$$

Para obtener el diámetro nominal de conexiones requerido considerando una velocidad máxima del gas de 20 m/s tendremos:

$$d = \sqrt{\frac{2,090.18}{0.785 \times 20 \times 3,600}} \times \frac{1}{0.0254} = 7.57 \text{ pulg.}$$

Se considerará entonces, un diámetro nominal de conexiones de 203 mm (8 pulg.).

De acuerdo a la tabla 36 para una eficiencia del 98.5%, el grado de designación correspondiente es el 8. Para un diámetro de conexiones de 203 mm (8 pulg.) y dicho grado de designación; de acuerdo a la tabla 35, el flujo volumétrico máximo por 4 cartuchos será de 12,230 m<sup>3</sup>/h a una presión de 7 bar (g) y una temperatura de 15.55 °C.

El flujo requerido por cada filtro a una presión de 7 bar (g) es:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{52.8617 \times 2,090.18 \times 288.7 \times 0.9644}{301.15 \times 0.9082 \times 7.8865} = 14,261.99 \text{ m}^3/\text{h}$$

Cada cartucho es capaz de manejar un flujo volumétrico máximo de 3,057.5 m<sup>3</sup>/h a una caída de presión de 1 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>, por lo que el número de cartuchos requerido es entonces:

$$No.Cartuchos = \frac{14,261.99}{3,057.5} = 4.66$$

Dado que la caída de presión no es un factor crítico en la etapa de filtración, se utilizará el modelo con 4 cartuchos y calcularemos la caída de presión que tendrá cada filtro coalescente.

La caída de presión nueva se puede aproximar mediante la Ley de Darcy:

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{k \cdot A}$$

Donde:

- $\Delta P$  es la caída de presión a través de los cartuchos. [Pa]
- $Q$  es el flujo volumétrico de gas a través de los cartuchos. [m<sup>3</sup>/h]
- $\mu$  es la viscosidad dinámica del gas a las condiciones de operación. [kg/m·s]
- $L$  es la longitud del medio filtrante. [m]
- $k$  es la permeabilidad intrínseca del medio filtrante. [m<sup>2</sup>]
- $A$  es el área de filtración total de los cartuchos. [m<sup>2</sup>]

“ $Q$ ”, “ $\mu$ ”, “ $L$ ” y “ $k$ ” permanecen prácticamente constantes, siendo aproximadamente la caída de presión inversamente proporcional al área de filtración, la cual se ve incrementada por la reducción del número de cartuchos.



De esta forma, si decrementamos el número de cartuchos de 4.66 a 4 estamos decrementando el área de filtración "A" en 0.142 veces, siendo la nueva caída de presión mayor y su valor aproximado será el inverso de esta reducción de área; es decir, 1.17 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup>.

#### 4.3.8 Selección de los medidores de tipo ultrasónico FE-0341A/B/C y del medidor de tipo pistones rotativos FE-0342.

Para la selección de los medidores debemos tener en cuenta las condiciones críticas de operación que son: flujo volumétrico máximo de operación, presión mínima de operación y temperatura máxima de operación.

A continuación se presenta la tabla 37 que relaciona el diámetro nominal del medidor con la presión de operación y con su capacidad máxima y mínima a condiciones estándar.

**Tabla 37. Capacidades y tamaños de los medidores de tipo ultrasónico.**

Diámetro nominal [pulg] / [mm]	Presión de operación [lb <sub>f</sub> /pulg <sup>2</sup> (g)] / [bar (g)]									
	100 / 6.89	200 / 13.79	300 / 20.6 8	400 / 27.58	500 / 34.47	600 / 41.37	700 / 48.26	800 / 55.16	900 / 62.05	1000 / 68.95
6 / 152	0.3 / 13.7	0.5 / 26.1	0.8 / 38.8	1.0 / 52.0	1.3 / 65.6	1.6 / 79.7	1.9 / 94.1	2.2 / 109.1	2.5 / 124.4	2.8 / 140.2
8 / 203	0.5 / 23.7	0.9 / 45.2	1.3 / 67.3	1.8 / 90.1	2.3 / 113.6	2.8 / 137.9	3.3 / 163.8	3.8 / 188.8	4.3 / 215.4	4.9 / 242.8
10 / 254	0.7 / 37.4	1.4 / 71.2	2.1 / 106.0	2.8 / 142.0	3.6 / 179.1	4.3 / 217.4	5.1 / 256.9	6.0 / 297.7	6.8 / 339.6	7.7 / 382.6
12 / 305	1.1 / 53.1	2.0 / 101.0	3.0 / 150.5	4.0 / 201.5	5.1 / 254.2	6.2 / 308.6	7.3 / 364.7	8.5 / 422.5	9.6 / 482.0	10.9 / 543.1

Fuente: Q.Sonic 3 Path Ultrasonic Gas Meter Catalog., Instromet Inc®, Sttaford, TX, E.U.A., 2002.

El flujo volumétrico máximo por equipo que se requiere medir es de 114,609 m<sup>3</sup>/h (97'137,087.31 pie<sup>3</sup>/día) a condiciones estándar. La clase del medidor es ANSI 600 RF y el diámetro seleccionado de acuerdo a la tabla 37 considerando una velocidad menor o igual a 20 m/s en la tubería es de 203 mm (8 pulg.).

De la tabla 37, la capacidad máxima del medidor se obtiene interpolando para un valor de presión de operación de 53 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y para un diámetro de 203 mm (8 pulg.). Este valor es de 208,016 m<sup>3</sup>/h (176,304,955 pie<sup>3</sup>/día) y 4,235 m<sup>3</sup>/h (3,589,443 pie<sup>3</sup>/día) para la mínima capacidad. El medidor entonces estará operando al 55% de su máxima capacidad.

La velocidad en el medidor es:

$$v = \frac{2,090 \times 1,000^2}{0.785 \times 3,600 \times (7.813 \times 25.4)^2} = 18.78 \text{ m/s}$$

La caída de presión del medidor ultrasónico es prácticamente la que se genera por el paso del flujo de gas a través de la tubería que lo compone, ya que este tipo de medidor carece de partes móviles o restricciones de flujo. Esta caída de presión de acuerdo a la sección 4.3.3 es:

$$\Delta P = \frac{41.15 \times 0.07 \times (18.78)^2}{2} = 507.96 \text{ Pa} = 5.08 \text{ mbar}$$

Para la selección del medidor de tipo pistones rotativos FE-0342 debemos considerar la presión de entrada mínima de operación de 23 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g), la temperatura de operación de 20 °C y el flujo volumétrico máximo de 3,693 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar de 1.01325 bar (a) y 15 °C.

El flujo de gas a las condiciones de operación para este medidor es:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 3,693 \times 293.15 \times 0.9460}{288.15 \times 0.9976 \times 23.4418} = 153.99 \text{ m}^3/\text{h}$$

A continuación se presenta la tabla 38 que relaciona los tamaños de los medidores de tipo pistones rotativos, su material de construcción y los rangos de operación de flujo.

**Tabla 38. Capacidades y tamaños de los medidores de tipo pistones rotativos.**

Tamaño "G"	Diámetro nominal de conexión [pulg] / [mm]	Material del cuerpo	Flujo máximo Q <sub>máx</sub> [m <sup>3</sup> /h]	Rango de medición Q <sub>max</sub> / Q <sub>min</sub>
G 16	1 ½ / 40	Aluminio	25	20
	2 / 50	Acero fundido	25	20
G 25	1 ½ / 40	Aluminio	40	20
	2 / 50	Aluminio	40	20
	2 / 50	GGG 40	40	20
	2 / 50	Acero fundido	40	20
G 40	2 / 50	Aluminio	65	20-30
	2 / 50	GGG 40	65	20-30
	2 / 50	Acero fundido	65	20
G 65	2 / 50	Aluminio	100	20-30-50
	2 / 50	GGG 40	100	20-30-50
	2 / 50	Acero fundido	100	20
G 100	2 / 50	Aluminio	160	20-30-50
	3 / 80	Aluminio	160	20-30-50
	3 / 80	GGG 40	160	20-30-50
	3 / 80	Acero fundido	160	20
G 160	3 / 80	Aluminio	250	20-30-50
	3 / 80	GGG 40	250	20-30-50
	3 / 80	Acero fundido	250	20
G 250	4 / 100	Aluminio	400	20-30-50
	4 / 100	GGG 40	400	20-30-50
	4 / 100	Acero fundido	400	20
G 400	6 / 150	GG 25	650	20
	6 / 150	GG 251	650	20
	6 / 150	Acero fundido	650	20
G 650	6 / 150	GG 25	1000	20
	6 / 150	Acero fundido	1000	20

Fuente: *Gas Measurement and Control Handbook J.B.Rombach GmbH*, Schlumberger Industries® Karlsruhe, Germany, 1994.

De esta tabla podemos observar que para un flujo volumétrico de 153.99 m<sup>3</sup>/h, el tamaño de medidor será el G 100 en clase ANSI 300 RF con una rango de operación de 1:20; es decir, que el flujo mínimo será de 184.65 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar (7.70 m<sup>3</sup>/h a las condiciones de operación). El flujo mínimo de gas combustible a los calentadores PC-01A/B es de 426 m<sup>3</sup>/h a las condiciones estándar. El diámetro de conexiones del medidor es:

$$d = \sqrt{\frac{153.99}{0.785 \times 30 \times 3,600}} \times \frac{1}{0.0254} = 1.68 \text{ pulg}$$

El modelo de 51 mm (2 pulg.) satisfecerá el flujo requerido con una velocidad menor a 30 m/s.

#### 4.3.9 Selección de los reguladores de presión PCV-0345A/B/C, PCV-0347A/B/C y PCV-0349.

El flujo de gas que pasa a través de un regulador obedece las leyes básicas de conservación de masa y energía al actuar éste como un restrictor de la corriente de gas. A medida que el flujo de gas se aproxima a esta restricción su velocidad se incrementa hasta que el flujo pasa por dicha restricción y, mientras la energía se mantiene constante, la presión se decrementa. La máxima velocidad y mínima presión ocurren inmediatamente en el punto aguas abajo de esta restricción conocida como la vena contracta. Aguas abajo de la vena contracta el flujo de gas se expande reduciendo su velocidad y parte de la energía se convierte de regreso en presión. Después de una distancia, generalmente 5 diámetros aguas abajo del regulador, la presión se estabiliza y así es posible calcular la diferencia de presión de entrada y salida del regulador. La cantidad de energía recuperada entre la vena contracta y la salida del regulador es calculada por un coeficiente de recuperación medido experimentalmente y es un valor típico del regulador.

El factor que determina el flujo máximo que puede dar un equipo cuya función sea restringir el paso de un fluido es conocido como el coeficiente de capacidad. Dicho coeficiente puede estar referenciado a diversas sustancias. El coeficiente de capacidad “C<sub>g</sub>” se define como el valor de flujo volumétrico de aire en pie<sup>3</sup>/h a condiciones estándar, el cual es capaz de suministrar un regulador cuando se encuentre completamente abierto y operando con una presión de 1 lb<sub>f</sub>/pulg<sup>2</sup> (a) aguas arriba de él a una temperatura de 15 °C. De la misma forma, el coeficiente “KG” se define como el valor de flujo volumétrico de gas natural en m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar, el cual es capaz de suministrar un regulador cuando se encuentre completamente abierto y operando con una presión de 2 bar (a) aguas arriba de él a una temperatura de 15 °C. Ambos coeficientes son calculados experimentalmente y varían de acuerdo al diseño interno del equipo de cada fabricante. De esta forma, el dimensionamiento de los reguladores se simplificará a calcular el mínimo valor de “C<sub>g</sub>” requerido por las condiciones críticas de proceso.

A continuación se muestra la tabla 39 que relaciona el diámetro de conexión del regulador con el valor de “C<sub>g</sub>” y “KG”.

**Tabla 39. Relación entre el diámetro nominal de conexión y el valor del coeficiente “C<sub>g</sub>” y “KG”.**

		Diámetro nominal de conexión					
[pulg]	1	2	3	4	6	8	10
[mm]	25	51	76	102	152	203	254
		Coeficiente					
“C <sub>g</sub> ”	575	2,220	4,937	8,000	16,607	25,933	36,525
“KG”	605	2,335	5,194	8,416	17,471	27,282	38,425

Fuente: *Pressure Regulator REFLUX 819*. Pietro Fiorentini® Milano, Italy, 1995.

Para determinar el valor del coeficiente “ $C_g$ ” y “ $KG$ ” debemos determinar que tan grande es la presión de entrada al regulador con respecto a la presión de salida (presión regulada).

Cuando la presión de entrada sea mayor o igual a 2 veces la presión de salida (régimen crítico), el flujo volumétrico máximo está dado en términos del factor “ $KG$ ” por:

$$Q = \frac{KG}{2} \cdot P_e$$

Y en términos del coeficiente “ $C_g$ ”, el flujo volumétrico máximo estará dado por:

$$Q = 0.526 \cdot C_g \cdot P_e$$

Donde:

- Q es el flujo volumétrico máximo de operación a condiciones estándar. [m<sup>3</sup>/h]
- KG es el coeficiente de flujo volumétrico de gas natural. [m<sup>3</sup>/h / bar (a)]
- $C_g$  es el coeficiente de flujo volumétrico de aire. [m<sup>3</sup>/h / bar (a)]
- $P_e$  es la presión de operación de entrada. [bar (a)]

Cuando la presión de entrada sea menor a 2 veces la presión de salida (régimen sub-crítico), el flujo volumétrico máximo está dado en términos del factor “ $KG$ ” por:

$$Q = KG \cdot \sqrt{P_a \cdot (P_e - P_a)}$$

Y en términos del factor “ $C_g$ ”, el flujo volumétrico máximo estará dado por:

$$Q = 0.526 \cdot C_g \cdot P_e \cdot \text{sen}_{\text{deg}} \left( 106.78 \sqrt{\frac{P_e - P_a}{P_e}} \right)$$

Donde:

- $P_a$  es la presión de operación de salida. [bar (a)]

Las formulas mostradas anteriormente son válidas únicamente para gas natural con una gravedad específica de 0.61 y una temperatura de entrada al regulador de 15 °C. Para gases con una gravedad específica “ $S$ ” y una temperatura “ $t$ ” en °C el valor del flujo volumétrico se puede ajustar multiplicándolo por el factor de corrección “ $F_c$ ” dado por:

$$F_c = \sqrt{\frac{175.8}{S \cdot (273.16 + t)}}$$

Para la selección de los reguladores debemos tener en cuenta las condiciones críticas de operación del sistema: flujo máximo, temperatura máxima de entrada, presión de entrada mínima y presión de salida máxima.

A continuación se analizan dos casos que pueden presentarse durante la operación de la EAMR.

Caso I:

Cuando el sistema trabaje como: monitor-operativo regulando la primer etapa con presión de entrada mínima de 53 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y presión intermedia de 47 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y el regulador activo operando la segunda etapa con presión de salida máxima de 32 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g). Este es el caso crítico que puede presentarse durante la operación del sistema.

En este caso, tanto para el regulador monitor como para el regulador activo, la relación P<sub>e</sub> / P<sub>a</sub> es menor a 2. El dimensionamiento para el regulador monitor es:

$$KG_{monitor} = \frac{114,609}{\sqrt{46.9778 \cdot (52.8617 - 46.9778)}} = 6,894$$

Y para el regulador activo:

$$KG_{activo} = \frac{114,609}{\sqrt{32.2678 \cdot (46.9778 - 32.2678)}} = 5,261$$

Caso 2:

Cuando el sistema trabaje como: monitor regulando en una sola etapa con presión de entrada máxima de 70 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y presión de salida máxima de 32 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y el regulador activo se encuentre en falla.

En este caso, la relación P<sub>e</sub> / P<sub>a</sub> es mayor a 2. El dimensionamiento para el regulador monitor es:

$$KG = \frac{2 \times 114,609}{69.5330} = 3,297$$

A continuación se presenta la tabla 40 con los valores obtenidos de “KG”.

**Tabla 40. Valores de “KG” para los distintos valores de “P<sub>e</sub>” y “P<sub>a</sub>”.**

P <sub>e</sub> [kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g)]	P <sub>a</sub> [kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g)]	P <sub>e</sub> / P <sub>a</sub>	Q [m <sup>3</sup> /h]	KG
70.00	47.00	< 2	114,609	3,521
70.00	32.00	> 2	114,609	3,297
70.00	28.00	> 2	114,609	3,297
70.00	23.00	> 2	114,609	3,297
60.00	47.00	< 2	114,609	4,683
60.00	32.00	< 2	114,609	3,850
60.00	28.00	> 2	114,609	3,838
60.00	23.00	> 2	114,609	3,794
53.00	47.00	< 2	114,609	<b>6,894</b>
53.00	32.00	< 2	114,609	4,446
53.00	28.00	< 2	114,609	4,348
53.00	23.00	> 2	114,609	4,336
47.00	32.00	< 2	114,609	5,261
47.00	28.00	< 2	114,609	4,987
47.00	23.00	> 2	114,609	4,879

Se puede observar que cuando la presión de entrada al regulador monitor-operativo sea de 53 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y se encuentre regulando la primera etapa con una presión de salida de 47 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g), el coeficiente “KG” tendrá el valor de 6,816 para satisfacer el flujo volumétrico máximo por línea.

Para aproximar el valor del nivel de ruido provocado por la reducción de presión, se muestra en la siguiente página la gráfica 10 que relaciona la presión de entrada “P<sub>e</sub>”, la presión de salida “P<sub>a</sub>”, el flujo volumétrico “Q” y el nivel de ruido “L<sub>A</sub>” medido lateralmente a 1 m de distancia de la fuente.

De acuerdo a este diagrama, el nivel de ruido máximo emitido por el sistema de regulación ocurre cuando la presión de entrada “P<sub>e</sub>” tiene su valor máximo (70 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g)), la presión de salida “P<sub>a</sub>” tiene su valor mínimo (23 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g)) y el flujo volumétrico tiene su valor máximo (114,609 m<sup>3</sup>/h). El valor de nivel de ruido “L<sub>A</sub>” de acuerdo a la gráfica 10 es de 116 dB.

El nivel de ruido se puede reducir 26 dB mediante un silenciador cónico conectado aguas abajo del regulador. Adicional a este silenciador, si las condiciones de nivel de ruido no son las requeridas se puede utilizar un silenciador de tipo externo y que puede abatir 10 dB más. Para el caso extremo, cuando falle el regulador activo y exista la máxima presión de entrada y se requiera reducir la presión hasta su valor mínimo al flujo máximo de operación, la reducción del nivel de ruido considerando ambos tipos de silenciador será de 36 dB, con lo que el nivel de ruido emitido<sup>46</sup> por el regulador monitor será de 80 dB.

Cuando el regulador activo reduzca la presión de 47 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) hasta 23 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) en una condición normal de operación, el nivel de ruido emitido por este regulador de acuerdo a la gráfica 10 será de 113 dB. La reducción del nivel de ruido considerando ambos tipos de silenciador sería de 77 dB.

Considerando que los reguladores operen al 90% de su capacidad máxima, que la válvula de corte por alta y baja presión disminuye en 7% la capacidad máxima del equipo, que el silenciador cónico la disminuye en 15% y que la configuración monitor-operativo-activo en línea la disminuye en 20%; el valor del coeficiente “KG” será entonces:

$$KG = \frac{6,816}{0.90 \times 0.93 \times 0.85 \times 0.80} = 11,976$$

De esta forma, se seleccionarán reguladores tanto monitores-operativos como activos con diámetro de conexiones en 152 mm (6 pulg.), clase de bridas ANSI 600 RF con un valor “KG” de 17,471 de acuerdo a la tabla 39.

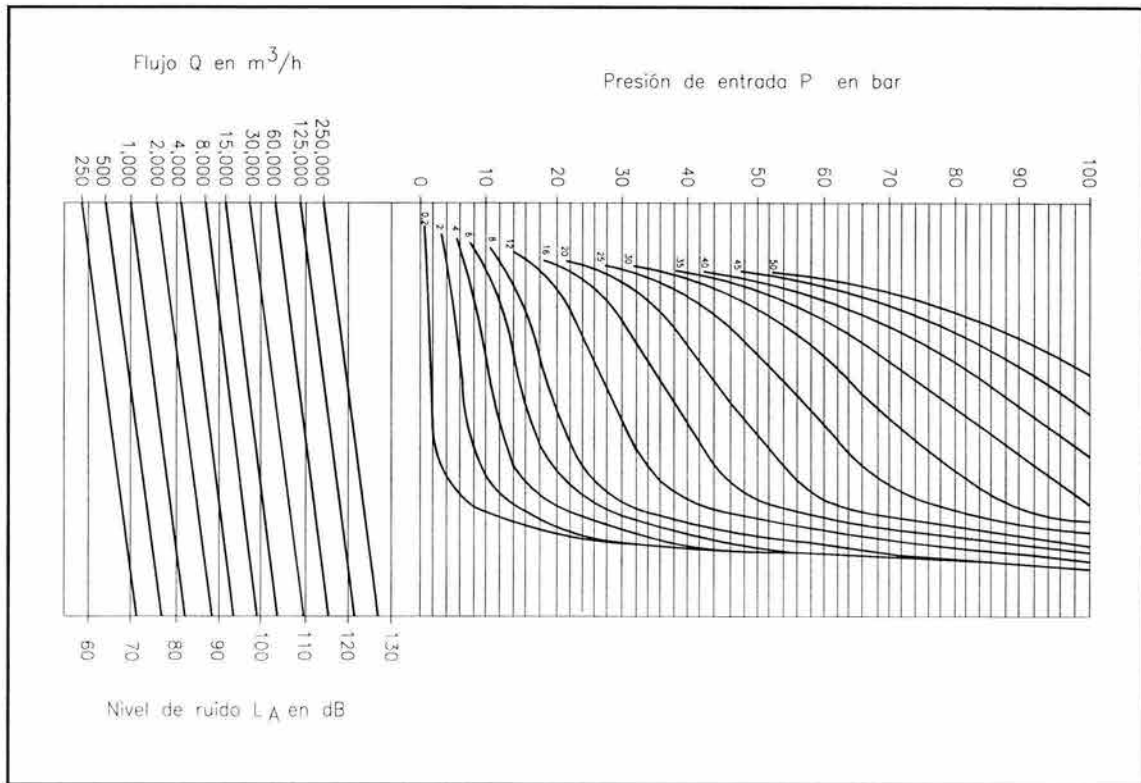
Para obtener un funcionamiento adecuado y evitar problemas de erosión se recomienda limitar la velocidad del gas a la salida de la brida de conexión del regulador a un valor máximo de 120 m/s. El valor de dicha velocidad de acuerdo a la sección 4.3.1 es:

$$v = \frac{4,779 \times 1,000^2}{0.785 \times 3,600 \times (6.065 \times 25.4)^2} = 71.26 \text{ m/s}$$

<sup>46</sup> El nivel de ruido máximo permisible es de 85 dB.



**Gráfica 10. Emisiones de ruido por flujo de gas natural en sistemas de regulación de presión.**



Fuente: *Gas Measurement and Control Handbook* J.B.Rombach GmbH, Schlumberger Industries® Karlsruhe, Germany, 1994.

La válvula PCV-0349 de relevo será calculada para aliviar el 10% del flujo máximo de la EAMR, es decir 22,922 m<sup>3</sup>/h a condiciones estándar. La presión de ajuste de esta válvula es de 34 kgf/cm<sup>2</sup> (g). Esta presión de calibración es seleccionada arriba de la presión de calibración del regulador activo y del regulador monitor pero abajo del punto de calibración de la válvula de corte por alta presión, para que en caso de que exista una sobrepresión a la salida de la EAMR y que no sea necesario detener el suministro de gas a la central de generación de ciclo combinado, se libere el exceso de presión temporal en el sistema. En caso de que no sea suficiente liberar gas a la atmósfera para decrementar el exceso de presión; entonces, éste alcanzará el punto de calibración de la válvula de corte; la cual, cerrará automáticamente deteniendo el suministro de gas a la central.

El coeficiente "KG" para la válvula PCV-0349 será:

$$KG = \frac{2 \times 22,922}{34.2291} = 1,339$$

Considerando que el regulador PCV-0349 opere al 90 % de su capacidad máxima y que el silenciador integrado disminuye en 3 % la capacidad máxima del equipo, el valor del coeficiente "KG" será entonces:

$$KG = \frac{1,339}{0.9 \times 0.97} = 1,534$$

El diámetro nominal que satisface este valor de “KG” es el modelo de conexiones en 51 mm (2 pulg.) y clase de bridas ANSI 300 RF con un valor de “KG” de 2,335 de acuerdo a la tabla 40. De esta forma, la válvula de relevo parcial estará operando a una capacidad del 66 %.

El valor de la velocidad del gas a la salida de la brida de conexión de la válvula será:

$$v = \frac{642 \times 1,000^2}{0.785 \times 3,600 \times (1.939 \times 25.4)^2} = 93.66 \text{ m/s}$$

De acuerdo a la gráfica 10 el nivel de ruido máximo emitido por la válvula de relevo parcial ocurre cuando la presión de entrada “ $P_e$ ” tiene su valor máximo (34 kg/cm<sup>2</sup> (g)) y el flujo volumétrico tiene su valor máximo (22,922 m<sup>3</sup>/h). El valor de nivel de ruido “ $L_A$ ” de acuerdo a la gráfica 10 es de 105 dB. Este nivel de ruido puede reducirse 20 dB mediante un silenciador integrado al regulador. De esta forma, el nivel de ruido de la válvula PCV-0349 es de 85 dB.

#### 4.3.10 Memoria de cálculo de las válvulas de seguridad PSV-0325, PSV-0342A/B/C y PSV-0350A/B/C.

La capacidad de alivio requerida para una válvula de seguridad debe ser determinada de acuerdo al proceso en cuestión. Una vez que dicha capacidad ha sido determinada, se debe calcular la mínima área del orificio para dicho fin. A continuación se muestra la tabla 41 que relaciona el tamaño de área del orificio con los diámetros de conexión de entrada y salida de las válvulas de seguridad.

**Tabla 41. Designación estándar de orificios para válvulas de seguridad.**

Designación	Área de orificio [cm <sup>2</sup> ]	Área de orificio [pulg <sup>2</sup> ]	Tamaño de conexiones (diámetro de entrada x diámetro de salida) [pulg.]									
			1X2	1.5X2	1.5X2.5	1.5X3	2X3	2.5X4	3X4	4X6	6X8	6X10
D	0.710	0.110	x	x	x							
E	1.265	0.196	x	x	x							
F	1.981	0.307	x	x	x							
G	3.245	0.503			x	x	x					
H	5.065	0.785				x	x					
J	8.303	1.287					x	x	x			
K	11.858	1.838							x			
L	18.406	2.853							x	x		
M	23.226	3.600								x		
N	28.000	4.340								x		
P	41.161	6.380								x		
Q	71.290	11.050										x
R	103.226	16.000									x	x
T	167.742	26.000										

Fuente: API RP 520 "Recommended Practice for the Design of Pressure Relieving Systems in Refineries" (Part I), The American Petroleum Institute, Washington, DC, E.U.A., 1993.

La razón de flujo a través de un orificio de una válvula de relevo es absolutamente dependiente de la presión aguas arriba de ésta, siendo independiente de la presión aguas abajo cuando ésta es menor a la presión crítica de flujo. La presión crítica ocurre cuando la presión aguas arriba es igual a la presión aguas abajo.

Al igual que en la selección de reguladores, consideraremos lo siguiente: si la presión de entrada es menor a 2 veces la presión de salida, la válvula de seguridad experimentará flujo sub-crítico.

Como una práctica industrial aceptada, la sobrepresión a la cual una válvula de seguridad debe estar calibrada es un 10% arriba de la máxima presión de trabajo permisible. De este modo, las válvulas de seguridad están calibradas a una presión de 77 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g). La presión de salida será la presión atmosférica: 0.8865 bar (a). De esta forma, en todos los casos la válvula de seguridad experimentará flujo crítico. Para la condición de flujo crítico y para la mayoría de los gases y vapores, el dimensionamiento de una válvula de seguridad puede ser calculado con la siguiente fórmula:

$$A = \frac{V \cdot \sqrt{M \cdot T \cdot Z}}{17.02 \cdot C \cdot K \cdot P_i}$$

El valor de "C" está dado por:

$$C = 520 \sqrt{k \left[ \frac{2}{k+1} \right]^{\frac{k+1}{k-1}}}$$

Donde:

- A es el área del orificio de descarga de la válvula de seguridad. [cm<sup>2</sup>]
- V es el flujo volumétrico máximo a relevar de gas natural a condiciones estándar. [m<sup>3</sup>/h]
- M es la masa molecular del gas. [kg/kgmol]
- T es la temperatura de operación del gas. [K]
- Z es el factor de compresibilidad del gas a condiciones de operación.
- k es la razón de calor específico del gas, C<sub>p</sub>/C<sub>v</sub>.
- C es la constante del gas basada en "k".
- K es el coeficiente de descarga dado por el fabricante.
- P<sub>i</sub> es la presión de operación a la entrada de la válvula. [bar (a)]

El coeficiente "k" tiene un valor de 1.270 como puede verse en la tabla 13 de la sección 3.1.2. El coeficiente "C" será igual a:

$$C = 520 \sqrt{1.27 \left[ \frac{2}{1.27+1} \right]^{\frac{1.27+1}{1.27-1}}} = 344.13$$

En la EAMR existe una válvula de seguridad en cada recipiente a presión. Cada válvula de seguridad está diseñada para relevar hasta un 15% del flujo total de la EAMR, en caso de que exista una sobrepresión en algún equipo que pueda poner en riesgo las instalaciones o en caso de algún accidente por fuego.

A continuación se muestra la tabla 42 que relaciona las válvulas de seguridad de acuerdo a su aplicación, a su presión de ajuste y a su temperatura de relevo.

**Tabla 42. Modelos de las válvulas de seguridad de acuerdo a su aplicación, presión de ajuste y temperatura de relevo.**

Modelo	Aplicación			Presión de ajuste [lb <sub>r</sub> /pulg <sup>2</sup> (g)] / [bar (g)]	Temp. de Relevo [°F] / [°C]
	Gas / Vapor	Líquido	Gas / Líquido Relevo Térmico		
81	X		X	50 a 10,000 / 3.45 a 689.5	-423 a 500 / -253 a 260
81P		X	X	50 a 6,000 / 3.45 a 413.7	-40 a 400 / -40 a 205
83	X		X	20 a 2,000 / 1.40 a 137.9	-40 a 550 / -40 a 288
86				50 a 720 / 3.45 a 49.6	-423 a 515 / -253 a 268
61	X		X	30 a 500 / 2.07 a 34.5	-320 a 400 / -196 a 205
63B	X		X	37 a 531 / 2.55 a 36.6	-40 a 400 / -40 a 205

Fuente: *Premium Performance Direct Spring Operated Pressure Relief Valve Series 60 and 90*. Anderson Greenwood® TX, E.U.A., 2000.

La siguiente tabla relaciona las válvulas de seguridad de acuerdo a su coeficiente “K” y a su designación de área de orificio.

**Tabla 43. Modelos de las válvulas de seguridad de acuerdo a su coeficiente “K” y a su designación de área de orificio.**

Modelo	K	Área del orificio [pulg <sup>2</sup> ] / [cm <sup>2</sup> ]								
		0.049 / 0.316 (-4)	0.077 / 0.497 (-5)	0.110 / 0.710 (-6)	0.150 / 0.968 (-7)	0.196 / 1.265 (-8 ó E)	0.307 / 1.981 (F)	0.503 / 3.245 (G)	0.785 / 5.065 (H)	1.287 / 8.303 (J)
81	0.816	X		X		X	X	X	X	X
81P	0.720	X				X		X		X
83	0.816	X		X		X	X	X	X	X
86	0.816	X				X		X		X
61	0.877			X						
63B	0.847		X		X					

Fuente: *Premium Performance Direct Spring Operated Pressure Relief Valve Series 60 and 90*. Anderson Greenwood® TX, E.U.A., 2000.

De acuerdo a la tabla 42 el modelo a utilizar es el 83, cuya aplicación es para gas/vapor con una presión de ajuste de 1.40 a 137.9 bar (g) y una temperatura de relevo de -40 a 288 °C. Para dicho modelo, de la tabla 43 el valor del factor “K” propio de la válvula es de 0.816. De esta forma, el área del orificio es entonces:

$$A = \frac{34,382.6 \cdot \sqrt{17.7004 \cdot 301.15 \cdot 0.8765}}{17.02 \cdot 344.13 \cdot 0.816 \cdot 76.3978} = 6.44 \text{ cm}^2$$

El orificio seleccionado para las válvulas de seguridad PSV-0325, PSV-0342A/B/C y PSV- 0350A/B/C de acuerdo a la tabla 43 es el "J" con un área de 8.303 cm<sup>2</sup> (1.287 pulg<sup>2</sup>). Las conexiones de dichas válvulas son de 51 mm (2 pulg.) clase ANSI 600 RF a la entrada y de 76 mm (3 pulg.) clase ANSI 150 RF a la salida.

Para calcular la velocidad del gas en el orificio de las válvulas de seguridad debemos obtener el flujo volumétrico máximo a las condiciones de operación. Dicho flujo es:

$$V_2 = Q_{act} = \frac{1.01325 \times 34,382.6 \times 301.15 \times 0.8765}{288.15 \times 0.9976 \times 76.3978} = 418.73 \text{ m}^3/\text{h}$$

Y la velocidad es:

$$v = \frac{418.73 \cdot 1,000^2}{0.785 \cdot 3,600 \cdot (1.81 \cdot 25.4)^2} = 70.08 \text{ m/s}$$

El nivel de ruido " $L_A$ " puede aproximarse de acuerdo a la gráfica 10 considerando una presión de entrada de 77 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) y una presión de salida de 0.9040 kg<sub>f</sub>/cm<sup>2</sup> (g) (presión atmosférica) y un flujo volumétrico de 34,382.6 m<sup>3</sup>/h. Este valor de " $L_A$ " es igual a 110 dB. El caso de una sobrepresión que provoque la operación de las válvulas de seguridad en los equipos de filtración y separación es un suceso eventual, por lo que no se ha considerado algún tipo de silenciador para estos equipos.

## CAPITULO V. CONCLUSIONES.

Las características técnicas que deben tener las instalaciones para suministro de gas natural varían de acuerdo al tipo de aplicación y del sector al cual brinden el servicio. El factor más importante que deben satisfacer dichas instalaciones es la seguridad, otras características importantes son la exactitud de medición y el control del sistema para obtener un desempeño satisfactorio por un periodo largo de operación. La seguridad de una EAMR implica que las especificaciones del diseño basado en normatividades sean plasmadas en los planos y documentos técnicos y que sean ejecutadas durante la fabricación, la instalación, las pruebas, el arranque y la puesta en operación del sistema. Por ejemplo, se debe tener en consideración las distancias mínimas de una estación a cualquier construcción habitacional, centros de ignición, líneas de alta tensión, subestaciones, vías de ferrocarril, etc. El diseñador debe ser capaz de determinar todas las variables y datos necesarios (por ejemplo todos los códigos de diseño aplicables) para asegurar que se toman en cuenta todas las consideraciones propias del proyecto en particular para los requerimientos presentes y futuros de operación. Algunos de estos datos son acordados y dependen de las condiciones medioambientales del sitio de localización en particular.

Las variables de operación tales como: el flujo volumétrico, la presión y la temperatura son determinantes en el diseño de una EAMR. Para el caso del flujo volumétrico se deben determinar las condiciones de consumo normal (diario, horario o mensual) tanto en verano como en invierno, los picos de consumo y los requerimientos mínimos de consumo. La presión mínima de operación es el factor básico para el dimensionamiento de reguladores y equipos de medición considerando el máximo consumo esperado. La presión máxima de operación es el factor determinante para la resistencia de los cuerpos de los equipos, así como para el diseño de los equipos de protección contra las sobre presiones. Adicionalmente, para propósitos de dimensionamiento, se debe especificar el promedio de la densidad relativa (gravedad específica) del gas y, para propósitos del contrato de compra-venta de combustible se especifica el poder calorífico de éste y el máximo contenido de agua en el gas.

El costo de una EAMR depende de las especificaciones técnicas de los equipos componentes y obviamente de la capacidad del sistema. El diseño y operación de un sistema de suministro depende de la versatilidad con que se desee operar y mantener dicho sistema; por ejemplo, se puede reducir el costo de una EAMR utilizando dos líneas de suministro cada una diseñada al 100% de la capacidad total y teniendo una línea de respaldo mientras la otra línea se encuentra en operación, en lugar de tres líneas al 50% teniendo dos en operación y una de respaldo. Lo anterior dependerá además de la versatilidad, de las especificaciones del cliente, de los requerimientos de mantenimiento y de la variación del consumo de gas (consumo constante o con picos altos y bajos).

La calidad del gas con la que se suministra éste a la EAMR y con la que se requiere entregar al cliente final después de ser medido y regulado es un factor determinante en el costo de la EAMR, ya que afecta en la selección de equipos tales como: medidores, reguladores, válvulas, equipos de análisis y propiamente a los equipos de filtración y separación entre otros. Tanto el tamaño como el tipo y la cantidad de impurezas contenidas en el gas natural, así como los requerimientos por parte del cliente final, influirán en la selección de los equipos. Generalmente la calidad del gas natural es seco y limpio, pero con el paso del tiempo el polvo y herrumbre desprendida de los gasoductos causan severos daños por erosión en algunos equipos tales como los reguladores, donde la velocidad del gas aumenta considerablemente.

La reducción de la presión del gas trae como consecuencia una caída de temperatura de éste. Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura de entrada y salida será necesario o no elevar la temperatura del gas para evitar problemas de corrosión en tuberías y equipos causada por la condensación de la humedad del aire. Si además de esto es necesario tener una temperatura constante específica del gas a la salida de la EAMR para el proceso del cliente, la solución más eficiente, aunque la más cara tanto en suministro como en operación y



mantenimiento, es calentar el gas a través de un calentador de fuego indirecto. La solución final del sistema de calentamiento dependerá de las necesidades del cliente final así como de los recursos económicos disponibles.

Dentro del diseño de la EAMR se debe tener en cuenta el tipo de válvulas a utilizar para cada aplicación de acuerdo al proceso y con un diseño tal que optimice la cantidad de válvulas, el espacio disponible para la instalación y los costos de mantenimiento. Por otro lado, el diseño de tuberías de la EAMR dependerá del espacio disponible para instalar el sistema, de los requerimientos de caída de presión máxima permisible, de los requerimientos de operación de los equipos, de las dimensiones de los equipos y componentes y de la localización de las acometidas de entrada y salida de la EAMR, entre otras cosas.

La selección de un tipo de medidor (placa de orificio, tipo turbina, o tipo ultrasónico) depende entre otras cosas de la exactitud requerida en la medición indicada en el contrato de compra-venta de gas, de la calidad del gas (tipo de filtración aguas arriba del medidor), del espacio disponible para la instalación del medidor, de la disponibilidad de mantenimiento y operación del equipo, del rango de consumo y del costo. En gasoductos donde la presión del gas es razonablemente constante, es conveniente medir aguas arriba de la regulación; es decir, en alta presión para minimizar el tamaño de los medidores, lo cual trae consigo que el costo de éstos sea menor. Sin embargo, se deberá tener en cuenta que pueden existir problemas en el dimensionamiento de los mismos dado que cuando existen altos consumos la presión tiende a llegar a su valor mínimo de operación. Al medir aguas abajo de los reguladores se evitan problemas de dimensionamiento por tener una presión constante pero se encarece la instalación. El dimensionamiento de los medidores y de toda la EAMR debe hacerse con los consumos picos de gas y no con los consumos promedios horarios o diarios. Es necesario enfatizar que un buen diseño de la EAMR para una central de generación eléctrica y para otras aplicaciones donde exista transferencia de custodia es la clave para lograr una facturación del gas lo más exacta posible. Las estaciones diseñadas para únicamente hacer una indicación del consumo de gas, tales como aquellas para despachar combustible o para procesos industriales pequeños, requieren menos exactitud que aquellas para usos de transferencia de custodia.

Para garantizar una continuidad en el suministro de gas es necesario considerar trenes paralelos de filtración, regulación y medición; lo que permite además proveer un control adecuado del sistema. De esta forma, se cuenta con un tren de respaldo para garantizar continuidad en el suministro en caso de mantenimiento del primero; por ejemplo, por desgaste excesivo de los asientos de los reguladores aún cuando el diseño interno permite trabajarlos a un amplio rango de flujos y de presiones. Dentro del sistema de regulación se deben considerar equipos con operación automática que protejan las instalaciones anexas y las instalaciones propias de la EAMR; tales como: reguladores monitores, reguladores de relevo parcial o válvulas de corte por alta o baja presión.

Para la selección de equipos y el diseño mecánico de la EAMR también es importante conocer las condiciones ambientales del sitio, como es la temperatura máxima, mínima y promedio, la presión barométrica del lugar, la humedad relativa, la zona sísmica, la velocidad del viento, etc. Las temperaturas ambientales bajas requieren consideraciones especiales para prevenir el congelamiento. Una alta humedad relativa trae como consecuencia condensación de agua y formación de hielo en la superficie de los equipos y tuberías.

Para mantener en óptimas condiciones las instalaciones de la EAMR es necesario programar un mantenimiento sistematizado y organizado; de esta forma, se consigue prolongar la vida útil de los equipos y componentes en general garantizando así la operación continua y segura de la EAMR y obteniendo la producción y servicios deseados. Actualmente existen instrumentos de medición y control que nos predicen y nos diagnostican el estado en que se encuentran los equipos principales permitiendo así planear y programar los diferentes mantenimientos, predictivo y preventivo y en algunos casos correctivo.

Algunos ejemplos de mantenimiento requerido en los componentes de una EAMR son: verificación de los puntos de ajuste de los equipos de relevo de presión y de corte de suministro de gas, engrasado de válvulas de diámetro mayor y menor, verificación del espesor de las tuberías aéreas y subterráneas, retoque de pintura de

tuberías, accesorios y equipos, cambio de elementos filtrantes, verificación de los niveles de los equipos de filtración, detección de fugas en las instalaciones mediante la medición del grado de explosividad, limpieza del gasoducto mediante corridas de “diablos”, cambio de empaques, etc.

El mantenimiento de los equipos requiere que el diseño dimensional de la EAMR cumpla con espacios mínimos entre líneas y entre equipos adyacentes como tanques, cuartos de control, equipos de comunicación, etc. Para las válvulas principales o equipos de filtración se deben considerar los “by-pass” necesarios para poder sacar de operación el equipo que requiera de una inspección o mantenimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

### LIBROS.

1. Crane Co. 1983. Flow of Fluids. NY, E.U.A.
2. Fuel Gas Engineering Practices. 1965. Gas Engineers Handbook. NJ, E.U.A Industrial Press Inc.
3. Berger, Bill. 1980. Gas Handling and Field Processing. E.U.A. PennWell Publishing Company.
4. Márquez, Miguel. 1989. La Historia del Gas Natural 1970-1985. México, E.U.M. El Colegio de México.
5. Datta-Barua, Lohit. 1992. Natural Gas Measurement & Control a Guide for Operators & Engineers. E.U.A. Mc Graw-Hill.
6. Wadlow, David. 1998. Chapter 28.4 Turbine And Vane Flowmeters. The Measurement, Instrument and Sensors Handbook. FL, E.U.A In J.G. Webster Edition, CRC Press.

### PUBLICACIONES ESPECIALES.

7. Yáñez, Isaura. 2000. Adaptación de la Técnica Cromatográfica para la Identificación de Bacterias Patógenas Aisladas del Ambiente. México, E.U.M. Universidad Nacional Autónoma de México. (UNAM).
8. Parker Hannifin Corporation.® 1995. Compressed Air and Gas Filtration Products. Finite Filter Division.® MI, E.U.A.
9. American Gas Association (AGA). 1994 Compressibility and Supercompressibility for Natural Gas and Other Hydrocarbon Gases. Transmission Measurement Committee Report No. 8. E.U.A.
10. Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C (AMGN). 2002. Curso de Capacitación y Certificación. Instalaciones de Aprovechamiento. México, E.U.M.
11. American Petroleum Institute (API). 2003. Chapter 5 – Metering. Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). E.U.A.
12. American Petroleum Institute (API). 1997. Chapter 11 – Physical Properties Data. Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). E.U.A.
13. American Petroleum Institute (API). 1993. Chapter 21 – Flow Measurement Using Electronic Metering Systems. Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS). E.U.A.

## BIBLIOGRAFÍA

---

14. American Gas Association (AGA). 1988. Design of Meter and Regulator Stations. Gas Measurement Manual Part No. Nine. E.U.A.
15. PEMEX Gas y Petroquímica Básica. 1995. Estaciones de Medición y Regulación. México, E.U.M.
16. American Gas Association (AGA). 1996. Fuel Gas Energy Metering. Transmission Measurement Committee Report No. 5. E.U.A.
17. Comisión Reguladora de Energía (CRE) 1998. Gaceta Oficial de la Federación de los E.U.M. México, E.U.M.
18. Hayward.® 1999. Gas/Liquid Separation And Draining Equipment. Wright-Austin.® NJ, E.U.A.
19. Schlumberger Industries.® 1994. Gas Measurement and Control Handbook. J.B. Rombach GmbH. Karlsruhe, Germany.
20. European Committee for Standardization (CEN). 2001. Gas meters – Turbine gas meters. European Standard. Brussels, Belgium.
21. “American Gas Association (AGA). 1985. Gas Turbine Metering. Gas Measurement Manual Part No. Four. E.U.A.
22. Lefebvre, Gérald. 2002. Información sobre la medida y la determinación de las características de los gases. Centro de Peritación Operacional y de Servicios (CEOS). COMEGO. Gaz de France. Alfortville, Francia.
23. Emerson Process Management.® 2003. Hardware Reference Manual Danalyzer / 2350 A Gas Chromatograph. Daniel Measurement and Control Inc.® TX, E.U.A.
24. Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C (AMGN). 2002. Manual de Medición de Gas Natural México, E.U.M.
25. American Gas Association (AGA). 2000. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Transmission Measurement Committee Report No. 9. E.U.A.
26. American Gas Association (AGA). 1996. Measurement of Gas by Turbine Meters. Transmission Measurement Committee Report No. 7. E.U.A.
27. American Gas Association (AGA). 1988. Measurement of Gas Properties. Gas Measurement Manual Part No. Eleven. E.U.A.
28. Schlumberger Industries.® 2000. NAM Regulators. Gas Europe Practical Training. KY, E.U.A.
29. Tecnólogos de Gas, S.A. de C.V. 2002. Perspectiva de la Política de Combustibles en México. Servicios de Transporte y Suministro de Gas Natural. México, E.U.M.
30. Tyco.® 2000. Premium Performance Direct Spring Operated Pressure Relief Valve Series 60 and 80 Catalog. Anderson Greenwood Crosby.® TX, E.U.A.
31. Pietro Fiorentini.® 1995 Pressure Regulator REFLUX 819. Milano, Italy.

## BIBLIOGRAFÍA

---

32. Secretaría de Energía (SE). 1998. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998-2007. México, E.U.M.
33. Instromet Inc.®. 2002. Q.Sonic 3 Path Ultrasonic Gas Meter Catalog. TX, E.U.A.
34. Instromet Inc.®. 2002. Ultrasonic Gas Meters Handbook. TX, E.U.A.

## NORMAS.

35. American National Standard Institute (ANSI). 1989. ANSI B1.1 Unified Screw Threads. E.U.A.
36. American National Standard Institute (ANSI). 2003. ANSI B16.5 Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings. E.U.A.
37. American National Standard Institute (ANSI). 2003. ANSI B-40-1M-79 Gauges, Pressure Indicating Dial Type. E.U.A.
38. American National Standard Institute (ANSI). 2003. ANSI/NFPA 70 National Electrical Code (NEC). National Fire Protection Association (NFPA). E.U.A.
39. American National Standard Institute (ANSI). 1994. ANSI Z49.1 Safety in Welding and Cutting. E.U.A.
40. American Petroleum Institute (API). 1997. API 6D Specification for Pipeline Valves. E.U.A.
41. American Petroleum Institute (API). 2001. API 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities. E.U.A.
42. American Petroleum Institute (API). 1997. API RP 500 Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2. E.U.A.
43. American Petroleum Institute (API). 1993. API RP 520 Recommended Practice for the Design (Part I) and Installation (Part II) of Pressure Relieving Systems in Refineries. E.U.A.
44. American Petroleum Institute (API). 1965. API RP 550-1 Installation of Refinery Instruments and Control Systmes – Part 1 Process Instrumentation and Control. E.U.A.
45. American Petroleum Institute (API). 1985. API RP 550-2 Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems - Part 3: Fired Heaters and Inert Gas Generators. E.U.A.
46. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 1996. ASME B16.34 Valves-Flanged, Threaded and Welding End. E.U.A.
47. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 1998. ASME B31.1 Power Piping. E.U.A.
48. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 1968. ASME B31.2 Fuel Gas Piping. E.U.A.
49. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2000. ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping System. E.U.A.

## BIBLIOGRAFÍA

---

50. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2001. ASME Section II Materials Index. E.U.A.
51. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2001. ASME Section V Non destructive Examination. E.U.A.
52. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2004. ASME Section VIII, Div.1 Rules for Construction of Pressure Vessels. E.U.A.
53. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2004. ASME Section VIII, Div.2 Rules for Construction of Pressure Vessels – Alternative Rules. E.U.A.
54. The American Society of Mechanical Engineers (ASME). 2004. ASME Section IX, Welding and Brazing Qualifications. E.U.A.
55. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2003. ASTM A36/A36M-03 Standard Specification for Carbon Structural Steel. E.U.A.
56. American Society for Testing and Materials (ASTM). 1999. ASTM A106-99 Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service. E.U.A.
57. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2003. ASTM A193/A193M-03 Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High Temperature Service. E.U.A.
58. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2003. ASTM A194/A194M-03 Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both. E.U.A.
59. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2003. ASTM A216/A216M-93(2003) Standard Specification for Steel Castings, Carbon Suitable for Fusion Welding, for High Temperature Service. E.U.A.
60. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2003. ASTM A234/A234M-03 Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service. E.U.A.
61. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2001. ASTM A269-01 Standard Specification for Seamless and Welded Austenitic Stainless Steel Tubing for General Service. E.U.A.
62. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2002. ASTM A350/A350M-02 Standard Specification for Carbon and Low Alloy Steel Forgings, Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components. E.U.A.
63. American Society for Testing and Materials (ASTM). 2001. ASTM A833-84(2001) Standard Practice for Indentation Hardness of Metallic Materials by Comparison Hardness Testers. E.U.A.
64. American Welding Society (AWS). 1998. A2.4-98 Standard Symbols for Welding, Brazing and Nondestructive Examination. E.U.A.



## BIBLIOGRAFÍA

---

65. AWS A3.0-94 “Standard Welding Terms and Definitions”. E.U.A., 1994.
66. American Welding Society (AWS). 2000. AWS D1.1-2000 Structural Welding Code - Steel. E.U.A
67. Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión Federal de Electricidad. 1993. C.1.3 Diseño por Sismo. E.U.M.
68. Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión Federal de Electricidad. 1993. C.1.4 Diseño por Viento. E.U.M.
69. Instrument Society of America (ISA). 1984. ISA 5.1 Instrument Symbols and Identification. E.U.A.
70. Instrument Society of America (ISA). 1983. ISA 5.3 Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation. E.U.A.
71. Instrument Society of America (ISA). 1996. ISA 84.01 Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries. E.U.A.
72. Instrument Society of America (ISA). 1981. ISA S20 Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments. E.U.A.
73. National Association of Corrosion Engineers (NACE). 1999. NACE MR-01-75-99 Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment. E.U.A.
74. National Electrical Manufacturing Association (NEMA). 1983. NEMA ICS S-1983 Enclosures for Industrial Controls and Systems. E.U.A.
75. Secretaría de Energía (SEDE). 1999. NOM-001-SEDE-1999 Instalaciones Eléctricas (Utilización). México, E.U.M.
76. Secretaría de Energía Comisión Reguladora de Energía (SECRE). 2001. NOM-007-SECRE-1999 (Mod.2001) Transporte de Gas Natural. México, E.U.M.
77. Secretaría de Energía Comisión Reguladora de Energía (SECRE). 1999. NOM-008-SECRE-1999 Control de la control de la corrosión en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas. México, E.U.M.
78. Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS). 2001. NOM-011-STPS-2001 Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido. E.U.M.
79. Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Nacionales y Pesca. (SEMARNAP). 1994. NOM-081-ECOL-1994 Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición. E.U.M.
80. Petróleos Mexicanos (PEMEX). PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB). PEMEX No.07.3.22 Requisitos mínimos de seguridad para la localización, diseño, construcción, operación y mantenimiento e inspección de estaciones de regulación y medición de gas natural para uso doméstico y/o industrial. México, E.U.M.
81. The Society for Protective Coatings (SSPC). National Association of Corrosion Engineers (NACE). 2000. SSPC-SPI0/NACE No. 2 Near-White Blast Cleaning. E.U.A.

## ANEXO A

### “LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341”

Tabla 44. Lista de señales y variables manejadas por el computador de flujo FY-0341.

Tag	Variable a registrar	Entrada / Salida	Tipo de señal	Rango de operación	Retransmisión
TIT-0321	Temperatura a la entrada de la EAMR.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 °C	PLC / DCS
PIT-0321	Presión estática a la entrada de la EAMR.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 - 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g)	PLC / DCS
ZSC-0321	Posición cerrada de la válvula XV-0321.	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
ZSO-0321	Posición abierta de la válvula XV-0321.	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
ES-0321	Comando de cierre por emergencia de la válvula XV-0321.	Salida	Digital 24 VCD	---	No
HS-0321A	Apertura de la válvula XV-0321.	Salida	Digital 24 VCD	---	No
HS-0321C	Cierre de la válvula XV-0321.	Salida	Digital 24 VCD	---	No
UIT-0341A	Presión estática y temperatura a través de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 - 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g) 0-50 °C	PLC / DCS
UIT-0341B	Presión estática y temperatura a través de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 - 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g) 0-50 °C	PLC / DCS
UIT-0341C	Presión estática y temperatura a través de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 - 100 kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> (g) 0-50 °C	PLC / DCS
FIT-0341A	Flujo volumétrico a través de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-3,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FIT-0341B	Flujo volumétrico a través de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-3,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FIT-0341C	Flujo volumétrico a través de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-3,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FI-0341A1	Flujo volumétrico instantáneo corregido a condiciones estándar de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FI-0341B1	Flujo volumétrico instantáneo corregido a condiciones estándar de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FI-0341C1	Flujo volumétrico instantáneo corregido a condiciones estándar de la tercera línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FQI-0341A1	Volumen acumulado por hora actual a condiciones estándar de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B1	Volumen acumulado por hora actual a condiciones estándar de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS

**ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341**

FQI-0341C1	Volumen acumulado por hora actual a condiciones estándar de la tercera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-013-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341A2	Volumen acumulado por día actual a condiciones estándar de la primera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-011-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B2	Volumen acumulado por día actual a condiciones estándar de la segunda línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-012-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C2	Volumen acumulado por día actual a condiciones estándar de la tercera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-013-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341A3	Volumen acumulado por hora anterior a condiciones estándar de la primera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-011-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B3	Volumen acumulado por hora anterior a condiciones estándar de la segunda línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-012-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C3	Volumen acumulado por hora anterior a condiciones estándar de la tercera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-013-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341A4	Volumen acumulado por día anterior a condiciones estándar de la primera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-011-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B4	Volumen acumulado por día anterior a condiciones estándar de la segunda línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-012-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C4	Volumen acumulado por día anterior a condiciones estándar de la tercera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-013-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FI-0341A2	Flujo volumétrico instantáneo corregido a condiciones base de la primera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-011-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FI-0341B2	Flujo volumétrico instantáneo corregido a condiciones base de la segunda línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-012-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FI-0341C2	Flujo volumétrico instantáneo corregido a condiciones base de la tercera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-013-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup> /h	PLC / DCS
FQI-0341A5	Volumen acumulado por hora actual a condiciones base de la primera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-011-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B5	Volumen acumulado por hora actual a condiciones base de la segunda línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-012-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C5	Volumen acumulado por hora actual a condiciones base de la tercera línea de medición 8 <sup>o</sup> -GN-013-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS

**ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341**

FQI-0341A6	Volumen acumulado por día actual a condiciones base de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B6	Volumen acumulado por día actual a condiciones base de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C6	Volumen acumulado por día actual a condiciones base de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341A7	Volumen acumulado por hora anterior a condiciones base de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B7	Volumen acumulado por hora anterior a condiciones base de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600..	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C7	Volumen acumulado por hora anterior a condiciones base de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-120,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341A8	Volumen acumulado por día anterior a condiciones base de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341B8	Volumen acumulado por día anterior a condiciones base de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FQI-0341C8	Volumen acumulado por día anterior a condiciones base de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-2'900,000 m <sup>3</sup>	PLC / DCS
FY-0341A1	Flujo másico instantáneo de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg/h	PLC / DCS
FY-0341B1	Flujo másico instantáneo de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg/h	PLC / DCS
FY-0341C1	Flujo másico instantáneo de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg/h	PLC / DCS
FQY-0341A1	Masa acumulada por hora actual de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341B1	Masa acumulada por hora actual de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341C1	Masa acumulada por hora actual de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341A2	Masa acumulada por día actual de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-2'160,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341B2	Masa acumulada por día actual de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-2'160,000 kg	PLC / DCS

ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341

FQY-0341C2	Masa acumulada por día actual de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-2'160,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341A3	Masa acumulada por hora anterior de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341B3	Masa acumulada por hora anterior de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341C3	Masa acumulada por hora anterior de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-90,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341A4	Masa acumulada por día anterior de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-2'160,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341B4	Masa acumulada por día anterior de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-2'160,000 kg	PLC / DCS
FQY-0341C4	Masa acumulada por día anterior de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-2'160,000 kg	PLC / DCS
JY0341A-1	Energía instantánea de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JY0341A-2	Energía instantánea de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JY0341A-3	Energía instantánea de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JQY0341A1-1	Energía por hora actual de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-5'233,500 MJ	PLC / DCS
JQY0341A1-2	Energía por hora actual de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-5'233,500 MJ	PLC / DCS
JQY0341A1-3	Energía por hora actual de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-5'233,500 MJ	PLC / DCS
JQY0341A2-1	Energía por día actual de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JQY0341A2-2	Energía por día actual de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JQY0341A2-3	Energía por día actual de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JQY0341A3-1	Energía por hora anterior de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-5'233,500 MJ	PLC / DCS
JQY0341A3-2	Energía por hora anterior de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-5'233,500 MJ	PLC / DCS
JQY0341A3-3	Energía por hora anterior de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-5'233,500 MJ	PLC / DCS
JQY0341A4-1	Energía por día anterior de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS
JQY0341A4-2	Energía por día anterior de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-125,610,000 MJ/día	PLC / DCS



**ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341**

JQY0341A4-3	Energía por día anterior de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-125,610.000 MJ/día	PLC / DCS
AI-0332	Contenido de ácido sulfhídrico.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-30 ppm	PLC / DCS
XS-0332	Falla del analizador de ácido sulfhídrico.	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
AI-0333	Contenido de humedad.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-500 ppm	PLC / DCS
XS-0333	Falla del analizador de humedad.	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
GE-0331A1	Gravedad específica de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-1	PLC / DCS
GE-0331B1	Gravedad específica de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-1	PLC / DCS
GE-0331C1	Gravedad específica de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-1	PLC / DCS
DI-0331A1	Densidad a condiciones estándar de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-1 kg/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
DI-0331B1	Densidad a condiciones estándar de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-1 kg/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
DI-0331C1	Densidad a condiciones estándar de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600.	Entrada	---	0-1 kg/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
JY-0331A1	Poder calorífico inferior de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-60.000 kJ/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
JY-0331B1	Poder calorífico inferior de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-60.000 kJ/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
JY-0331C1	Poder calorífico inferior de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-60.000 kJ/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
JY-0331A2	Poder calorífico superior de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-60.000 kJ/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
JY-0331B2	Poder calorífico superior de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-60.000 kJ/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
JY-0331C2	Poder calorífico superior de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-60.000 kJ/m <sup>3</sup>	PLC / DCS
AI-0331A3	Contenido de CO <sub>2</sub> de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B3	Contenido de CO <sub>2</sub> de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C3	Contenido de CO <sub>2</sub> de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A4	Contenido de N <sub>2</sub> de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B4	Contenido de N <sub>2</sub> de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C4	Contenido de N <sub>2</sub> de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS

**ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341**

AI-0331A5	Contenido de metano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B5	Contenido de metano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C5	Contenido de metano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A6	Contenido de etano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B6	Contenido de etano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C6	Contenido de etano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A7	Contenido de propano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B7	Contenido de propano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C7	Contenido de propano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A8	Contenido de i-butano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B8	Contenido de i-butano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C8	Contenido de i-butano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A9	Contenido de n-butano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B9	Contenido de n-butano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C9	Contenido de n-butano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A10	Contenido de i-pentano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B10	Contenido de i-pentano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C10	Contenido de i-pentano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A11	Contenido de n-pentano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B11	Contenido de n-pentano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C11	Contenido de n-pentano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A12	Contenido de n-hexano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B12	Contenido de n-hexano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C12	Contenido de n-hexano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A13	Contenido de neopentano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS

**ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341**

AI-0331B13	Contenido de neopentano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C13	Contenido de neopentano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A14	Contenido de heptano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B14	Contenido de heptano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C14	Contenido de heptano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A15	Contenido de octano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B15	Contenido de octano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C15	Contenido de octano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A16	Contenido de nonano de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B16	Contenido de nonano de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C16	Contenido de nonano de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A17	Factor de compresibilidad de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B17	Factor de compresibilidad de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C17	Factor de compresibilidad de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331A18	Factor de supercompresibilidad de la primera línea de medición 8"-GN-011-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331B18	Factor de supercompresibilidad de la segunda línea de medición 8"-GN-012-E600.	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
AI-0331C18	Factor de supercompresibilidad de la tercera línea de medición 8"-GN-013-E600	Entrada	---	0-100 %mol	PLC / DCS
XS-0331	Falla general del cromatógrafo	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
PAL-0341A	Interruptor por baja presión en el tanque de helio "A" del cromatógrafo.	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
PAL-0341B	Interruptor por baja presión en el tanque de helio "B" del cromatógrafo.	Entrada	Digital 24 VCD	---	PLC / DCS
FIT-0342	Flujo a través la línea de medición de gas combustible 2"-GN-001-E300.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-200 m <sup>3</sup> /h	DCS
PIT-0321A	Presión estática a la salida de la EARM	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 bar (g)	DCS
TT-0343A	Temperatura a la salida de la EARM	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 a 50°C	DCS

ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341

TT-0343B	Temperatura a la salida de la EARM	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 a 50°C	DCS
ZSC-0338A	Posición cerrada de la válvula XV-0338A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
ZSC-0338B	Posición cerrada de la válvula XV-0338B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
ZSO-0338A	Posición abierta de la válvula XV-0338A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
ZSO-0338B	Posición abierta de la válvula XV-0338B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XY-0338A	Control de la válvula XV-0338A	Salida	Digital 24VCD	---	No
XY-0338B	Control de la válvula XV-0338B	Salida	Digital 24VCD	---	No
TIC-0334A	Temperatura de salida de la mezcla agua/glicol del calentador PC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 °C	DCS
TIC-0334B	Temperatura de salida de la mezcla agua/glicol en el calentador PC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 °C	DCS
TIC-0331A	Temperatura de salida del gas en el calentador PC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 °C	DCS
TIC-0331B	Temperatura de salida del gas en el calentador PC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 °C	DCS
SP-0334A	Punto de ajuste de la temperatura del gas en el calentador PC-01A	Salida	Analógica 4-20 mA	0-100%	No
SP-0334B	Punto de ajuste de la temperatura del gas en el calentador PC-01B	Salida	Analógica 4-20 mA	0-100%	No
XA-0331A	Falla en el calentador PC-01A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0331B	Falla en el calentador PC-01B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0332	Funcionando calentador PC-01A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0337	Funcionando calentador PC-01B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0333A	Remoto/Local calentador PC-01A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0333B	Remoto/Local calentador PC-01B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
HS-0333	Arranque del calentador PC-01A	Salida	Digital 24VCD	---	No
HS-0338	Arranque del calentador PC-01B	Salida	Digital 24VCD	---	No
HS-0334	Paro del calentador PC-01A	Salida	Digital 24VCD	---	No
HS-0339	Paro del calentador PC-01B	Salida	Digital 24VCD	---	No
XS-0334	Falla de la energía eléctrica de la EAMR.	Entrada	Digital 24VCD	---	PLC / DCS
XS-0335	Falla general de la UPS de la EAMR.	Entrada	Digital 24VCD	---	PLC / DCS

**ANEXO A. LISTA DE SEÑALES DEL COMPUTADOR DE FLUJO FY-0341**

---

Libre	Entrada	Analógica 4-20 mA
Libre	Entrada	Analógica 4-20 mA
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD

Nota : En esta lista no se incluyeron las variables de los datos históricos horarios y diarios.

## ANEXO B

### “LISTA DE SEÑALES DEL PLC”



Tabla 45. Lista de señales del PLC.

Tag	Variable a registrar	Entrada / Salida	Tipo de señal	Rango de operación	Retransmisión
LT-0321	Nivel de líquido del filtro separador FS-01	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0345	Nivel de líquido del tanque contenedor de condensados TC-01	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0341A	Nivel de líquido del separador ciclónico SC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0341B	Nivel de líquido del separador ciclónico SC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0341C	Nivel de líquido del separador ciclónico SC-01C	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0343A	Nivel de líquido del filtro de cartucho coalescente FC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0343B	Nivel de líquido del filtro de cartucho coalescente FC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
LT-0343C	Nivel de líquido del filtro de cartucho coalescente FC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 %	DCS
PDIT-0343A	Presión diferencial del filtro de cartucho coalescente FC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-400 mbar	DCS
PDIT-0343B	Presión diferencial del filtro de cartucho coalescente FC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-400 mbar	DCS
PDIT-0343C	Presión diferencial del filtro de cartucho coalescente FC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-400 mbar	DCS
PIT-0343	Presión estática a la salida de los filtros de cartucho coalescentes FC-01A/B/C	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 bar (g)	DCS
PAL-0341A	Interruptor por baja presión en el tanque de helio "A" del cromatógrafo AE/AT-03331	Entrada	Digital 24 VCD	---	No
PAL-0341B	Interruptor por baja presión en el tanque de helio "B" del cromatógrafo AE/AT-03331	Entrada	Digital 24 VCD	---	No
FIT-0342	Flujo a través la línea de medición de gas combustible 2"-GN-001-E300.	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-200 m <sup>3</sup> /h	DCS
PIT-0321A	Presión estática a la salida de la EARM	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 bar (g)	DCS
TT-0343A	Temperatura a la salida de la EARM	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 a 50°C	DCS
TT-0343B	Temperatura a la salida de la EARM	Entrada	Analógica 4-20 mA	0 a 50°C	DCS
ZSC-0338A	Posición cerrada de la válvula XV-0338A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
ZSC-0338B	Posición cerrada de la válvula XV-0338B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
ZSO-0338A	Posición abierta de la válvula XV-0338A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
ZSO-0338B	Posición abierta de la válvula XV-0338B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS

ANEXO B. LISTA DE SEÑALES DEL PLC

XY-0338A	Control de la válvula XV-0338A	Salida	Digital 24VCD	---	No
XY-0338B	Control de la válvula XV-0338B	Salida	Digital 24VCD	---	No
TIC-0334A	Temperatura de salida de la mezcla agua/glicol del calentador PC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 °C	DCS
TIC-0334B	Temperatura de salida de la mezcla agua/glicol en el calentador PC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-100 °C	DCS
TIC-0331A	Temperatura de salida del gas en el calentador PC-01A	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 °C	DCS
TIC-0331B	Temperatura de salida del gas en el calentador PC-01B	Entrada	Analógica 4-20 mA	0-50 °C	DCS
SP-0334A	Punto de ajuste de la temperatura del gas en el calentador PC-01A	Salida	Analógica 4-20 mA	0-100%	No
SP-0334B	Punto de ajuste de la temperatura del gas en el calentador PC-01B	Salida	Analógica 4-20 mA	0-100%	No
XA-0331A	Falla en el calentador PC-01A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0331B	Falla en el calentador PC-01B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0332	Funcionando calentador PC-01A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0337	Funcionando calentador PC-01B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0333A	Remoto/Local calentador PC-01A	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
XA-0333B	Remoto/Local calentador PC-01B	Entrada	Digital 24VCD	---	DCS
HS-0333	Arranque del calentador PC-01A	Salida	Digital 24VCD	---	No
HS-0338	Arranque del calentador PC-01B	Salida	Digital 24VCD	---	No
HS-0334	Paro del calentador PC-01A	Salida	Digital 24VCD	---	No
HS-0339	Paro del calentador PC-01B	Salida	Digital 24VCD	---	No
Libre		Entrada	Analógica 4-20 mA		
Libre		Entrada	Analógica 4-20 mA		
Libre		Salida	Digital 24VCD		
Libre		Entrada	Digital 24VCD		
Libre		Entrada	Digital 24VCD		
Libre		Entrada	Digital 24VCD		
Libre		Entrada	Digital 24VCD		

ANEXO B. LISTA DE SEÑALES DEL PLC

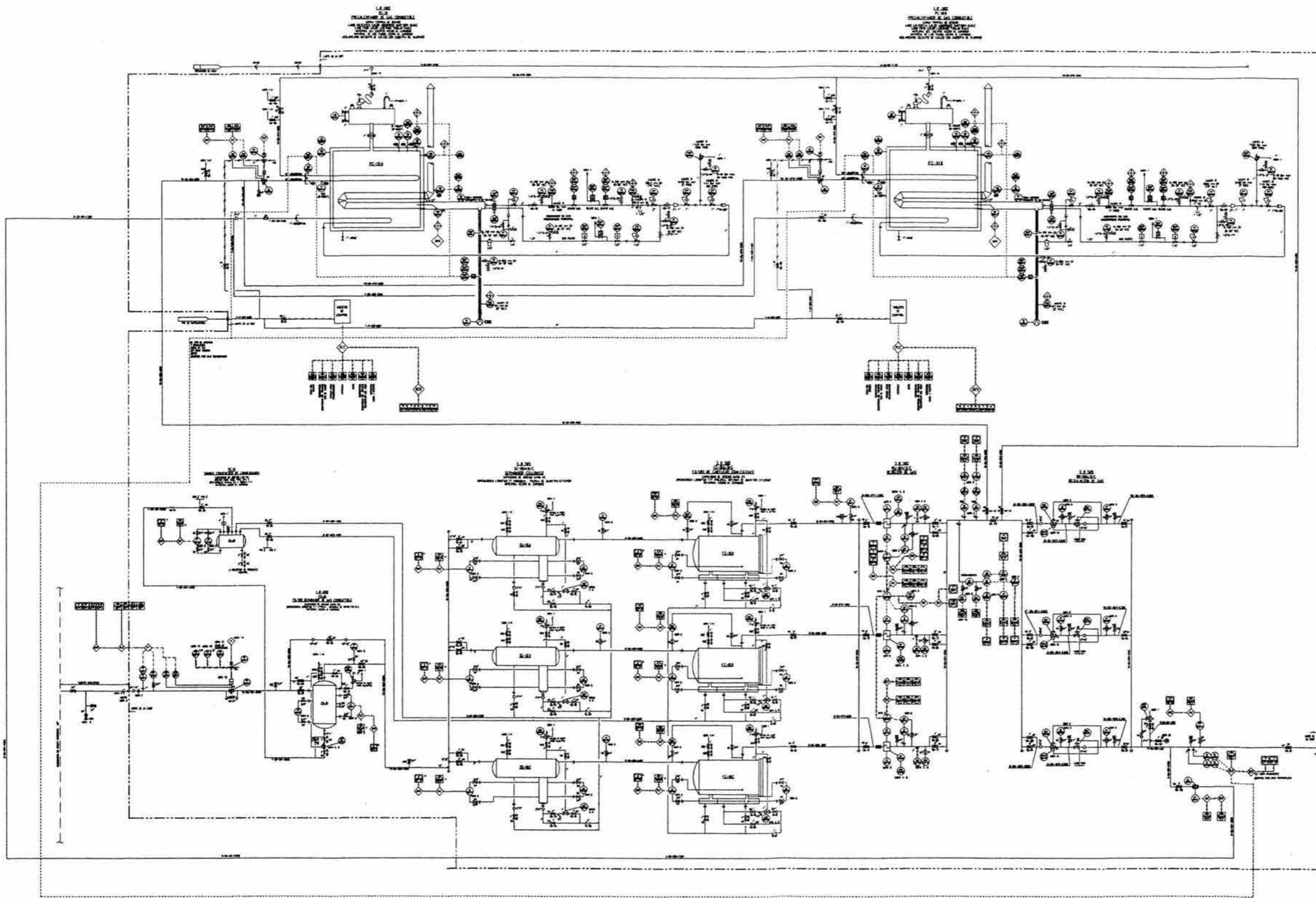
---

Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Entrada	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD
Libre	Salida	Digital 24VCD

---

## ANEXO C

### “PLANOS DE LA EAMR”



**NOTAS**

- 1.- VENTEO A LA ATMOSFERA.
- 2.- INSTALAR JUNTAS AISLANTES DE TIPO MONOBLOCK.
- 3.- LA TUBERIA ENTERRADA LLEVARA PROTECCION CATODICA.
- 4.- VALVULA TIPO FLOTADOR CON VASTAGO EN EL INTERIOR DE LA TUBERIA.
- 5.- PREPARACION PARA CONEXION A CENTRAL DE GENERACION FUTURA.
- 6.- EL SISTEMA DE COMUNICACION ENVIARA INFORMACION AL SCADA DE PEMEX Y/O AL DCS.
- 7.- REGISTRADOR TIPO MULTIVARIABLE (PRESION, TEMPERATURA Y FLUJO).
- 8.- PARA DETALLE VER TIPO DE INSTALACION.
- 9.- SISTEMA MONITOR ACTIVO CON CONTROL MECANICO POR ALTA PRESION.
- 10.- VALVULA TIPO "SLAM SHUT" CON CONTROL MECANICO POR ALTA Y BAJA PRESION.
- 11.- PARA SIMBOLOGIA VER PLANO No. 1-03.
- 12.- LAS INDICACIONES DE VARIABLES DE PROCESO, POSICION DE VALVULAS ON-OFF Y MOTORES OPERANDO EN PLC SERAN REPETIDOS EN DCS, VIA COMUNICACION SERIAL.
- 13.- LA VALVULA DE CORTE DE EMERGENCIA, SERA SUMINISTRADA PARA PREVENIR INGERENCIAS CON LA LINEA PRINCIPAL DE PEMEX EN CASO DE ACCIDENTE, POR FUGA DE GAS O FUEGO CERCA A LA TUBERIA O EQUIPOS EN EL AREA DEL PATIN DE MEDICION. LA VALVULA DE CORTE DE EMERGENCIA SERA ACTUADA CON AIRE DE INSTRUMENTOS. LA VALVULA DE CORTE DE EMERGENCIA PODRA SER CERRADA Y REINICIADA POR OPERACION MANUAL LOCAL (PALANCA), Y SI LA PRESION DE GAS DISMINUYE DEL PUNTO DE AJUSTE POR CAUSA DE UN ACCIDENTE DE FUGA DE GAS, EL COMPUTADOR DE FLUJO DETECTARA LA CAIDA DE PRESION Y LA VALVULA DE CORTE SE CERRARA AUTOMATICAMENTE. UNA SEÑAL DE ALARMA POR BAJA PRESION SERA ENVIADA AL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO Y AL SISTEMA SCADA DE PEMEX. LA VALVULA DE CORTE SOLO PODRA SER ABIERTA AL PONER EL SELECTOR EN LA POSICION "ABRIR" UNA VEZ QUE LA VALVULA SOLENOIDE HAYA SIDO REINICIADA, DESPUES QUE EL OPERADOR VERIFIQUE EN CAMPO, ADICIONALMENTE UNA BOTONERA LOCAL DE EMERGENCIA SERA INCORPORADA PARA CERRAR DIRECTO DE LA VALVULA SIN PASAR POR EL SISTEMA ASI COMO UNA BOTONERA DE EMERGENCIA LOCALIZADA EN EL CUARTO DE CONTROL DEL SISTEMA PARA CERRAR DIRECTO SIN PASAR POR EL SISTEMA.
- 14.- EN TODOS LOS VENTEOS SE INCLUIRAN CANGADO.
- 15.- LA CARGA INICIAL A TINAS DE PRECALENTADORES SERA CON REFRIGERANTE DE ACUERDO A RECOMENDACION DEL PROVEEDOR.
- 16.- MONITOR A FALLA CIERRA CON TIEMPO DE RESPUESTA < 1 SEG.
- 17.- LOCALIZADO EN CUARTO DE CONTROL DE LA ESTACION DE MEDICION DE GAS.
- 18.- LAS VALVULAS PRINCIPALES DE CORTE DE GAS ESTAN NORMALMENTE CERRADAS PERO DURANTE LA OPERACION ABREN. LAS VALVULAS SOLENOIDES DE VENTEO DE GAS ESTAN NORMALMENTE ABIERTAS PERO DURANTE LA OPERACION CIERRAN.
- 19.- INTERRUPTOR POR BAJA PRESION EN LOS TANQUES DE GAS DE HELIO DEL CROMATOGRAFO.
- 20.- PUNTO DE PRUEBA (TOMA DE MUESTRA).

Revisión	Descripción	Fecha
1	PARA REVISIÓN Y/O APROBACIÓN	20-11-03

J.B.H.	Diseño	Proyecto:
J.B.H.	Revisó	
J.B.H.	Coordinó	
J.B.H.	Aprobó	
Plano No.:		DTI-01

Título:			
<b>ESTACION DE ACONDICIONAMIENTO MEDICION Y REGULACION DE GAS COMBUSTIBLE DIAGRAMA DE TUBERÍAS E INSTRUMENTACIÓN</b>			
Esc:	SIN	Acot:	Archivo Electrónico: DTI-01-A.dwg
Revisión:			A



## ESTACION DE ACONDICIONAMIENTO, MEDICION Y REGULACION DE GAS COMBUSTIBLE

PUNTO DE LECTURA DE PROPIEDADES	F1	F2	F3	F4A	F4B	F4C	F5A	F5B	F5C	F6A	F6B	F6C	F7A	F7B	F7C	F8	F9	F10A	F10B	F10C	F11A	F11B	F11C	F12
PRESION MAX DE OP (bar (g))	68.65	68.63	68.39	68.00	68.02	68.05	67.35	67.36	67.39	67.21	67.22	67.26	67.20	67.21	67.24	66.90	66.60	66.28	66.30	66.33	32.12	32.12	32.12	32.00
PRESION PROM DE OP (bar (g))	58.84	58.82	58.56	58.20	58.21	58.24	57.54	57.55	57.59	57.40	57.42	57.45	57.39	57.40	57.44	57.09	56.79	56.47	56.49	56.52	28.12	28.12	28.12	28.00
PRESION MIN DE OP (bar (g))	51.97	51.95	51.69	51.33	51.34	51.37	50.67	50.68	50.72	50.54	50.55	50.58	50.52	50.53	50.57	50.22	49.92	49.60	49.62	49.68	23.12	23.12	23.12	23.00
TEMP MAX DE OP ( °C )	28.00	27.99	27.88	27.69	27.70	27.72	27.38	27.39	27.40	27.32	27.32	27.34	27.31	27.32	27.33	27.17	36.38	36.23	36.24	36.25	20.05	20.05	20.05	20.00
TEMP PROM DE OP ( °C )	22.00	21.99	21.88	21.70	21.70	21.72	21.38	21.38	21.40	21.32	21.33	21.34	21.31	21.32	21.33	21.17	33.63	33.48	33.49	33.50	20.06	20.06	20.06	20.00
TEMP MIN DE OP ( °C )	18.00	17.99	17.88	17.69	17.70	17.72	17.38	17.39	17.40	17.32	17.33	17.34	17.31	17.32	17.33	17.17	32.74	32.59	32.60	32.63	20.05	20.05	20.05	20.00
FLUJO MAX DE OP (kg/hr)	170,240	170,240	170,240	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	170,240	170,240	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	85,120	170,240
FLUJO NORM DE OP (kg/hr)	146,480	146,480	146,480	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	146,480	146,480	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	73,240	146,480
FLUJO MIN DE OP (kg/hr)	3,940	3,940	3,940	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	3,940	3,940	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	1,970	3,940

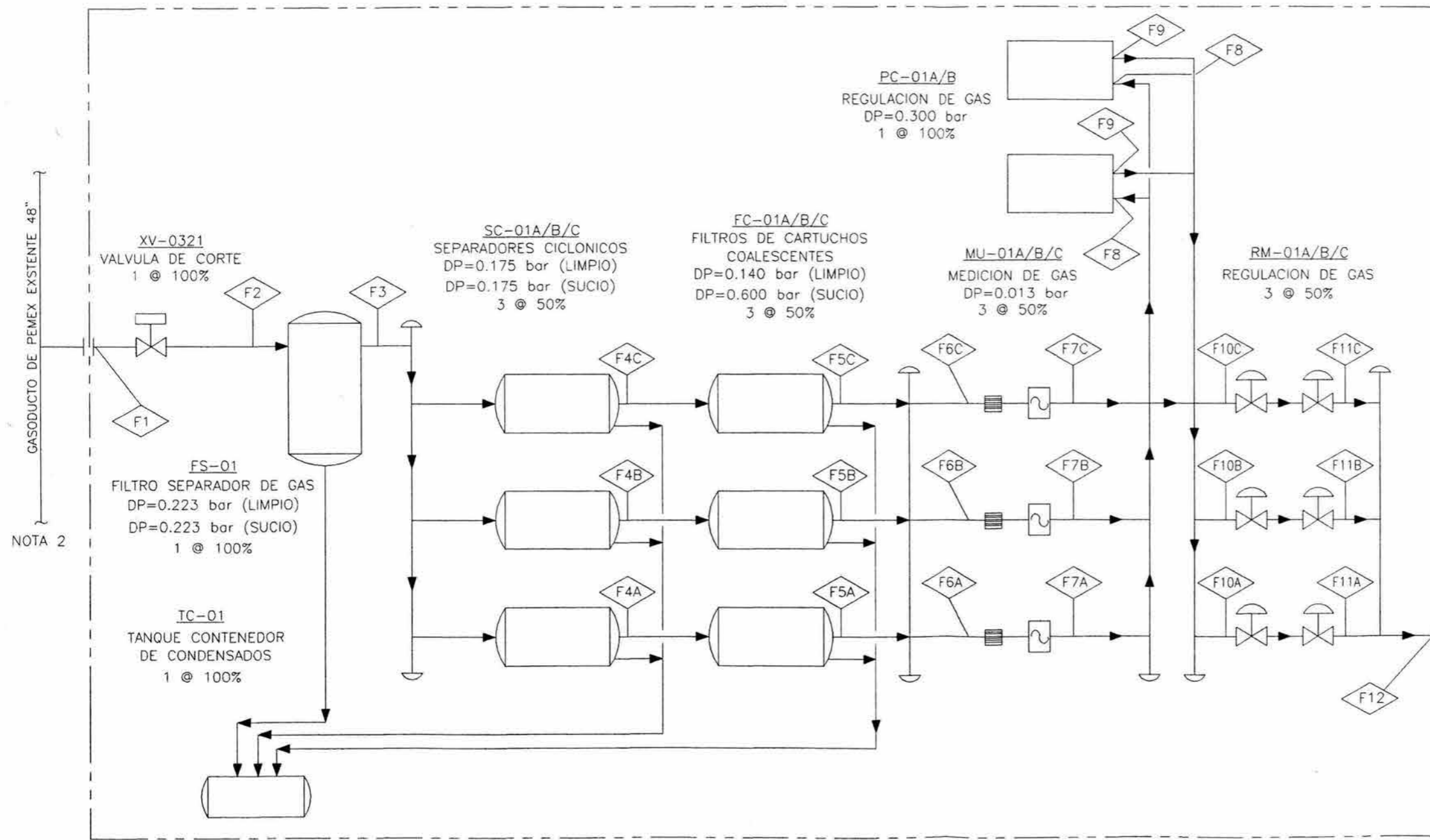
### SIMBOLOGIA:

 PUNTO DE LECTURA DE PROPIEDADES

 ALCANCE DE LA EAMR

### NOTAS:

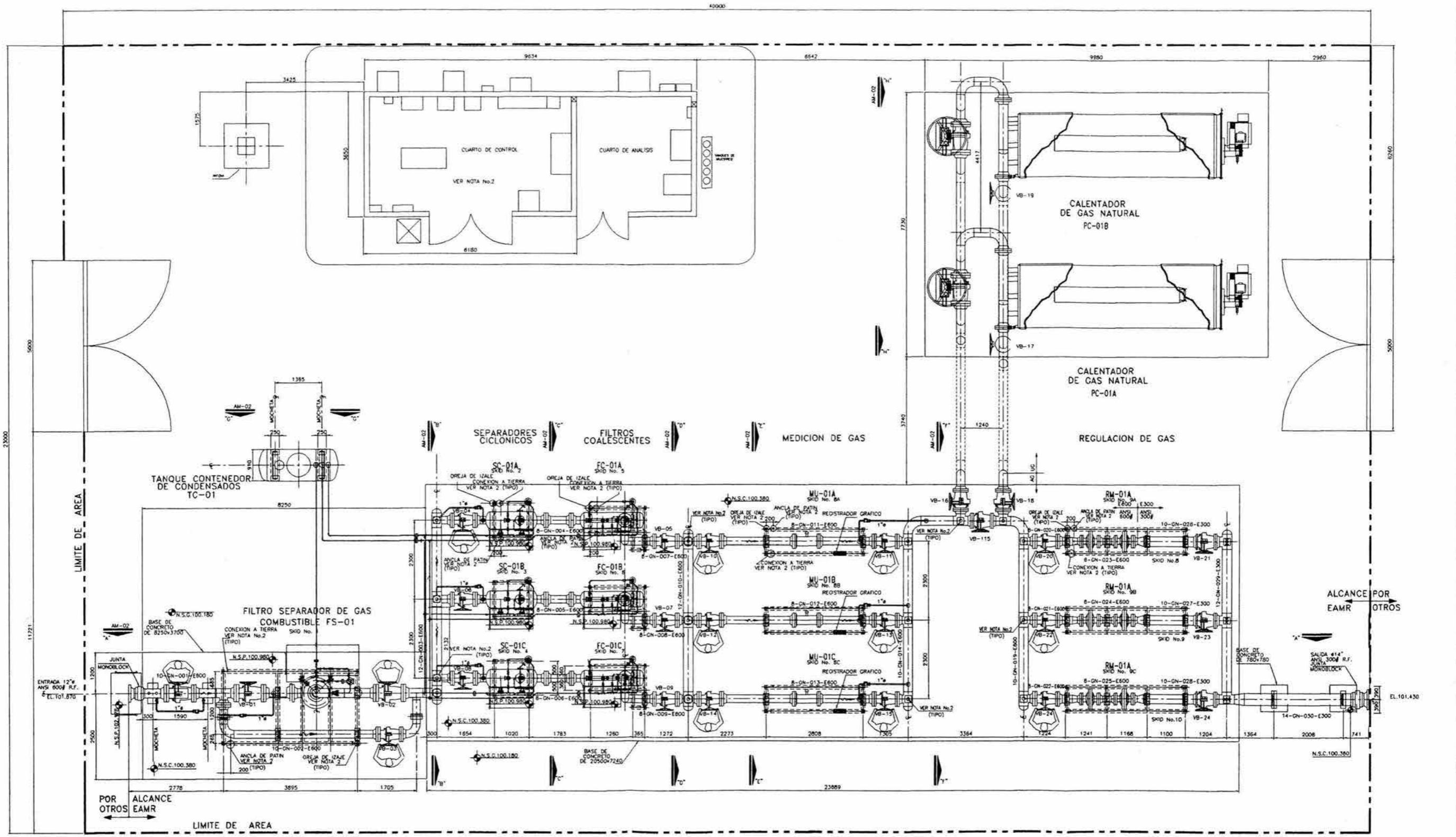
- CONDICIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA  
 Pent=78.94 bar (g)  
 Psol=36.09 bar (g)  
 T=121°C



NOTA 2

PARA REVISION Y/O APROBACION	20-11-03
Revisión	Fecha
J.B.H. Dibujo	Proyecto: _____ Plano No.: <b>P-01</b>
J.B.H. Revisó	
J.B.H. Coordinó	
J.B.H. Aprobó	
<b>Título: ESTACION DE ACONDICIONAMIENTO MEDICION Y REGULACION DE GAS COMBUSTIBLE DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO</b>	
Esc: S/N	Acot: ---
Archivo Electronico: PDF-A.dwg	Revisión: <b>A</b>





ARREGLO GENERAL PLANTA

**NOTAS**  
 1.- COTACIONES EN MILIMETROS, NIVELES EN METROS.  
 2.- PARA INFORMACION DEL CUARTO DE CONTROL VER PLANO E-01.

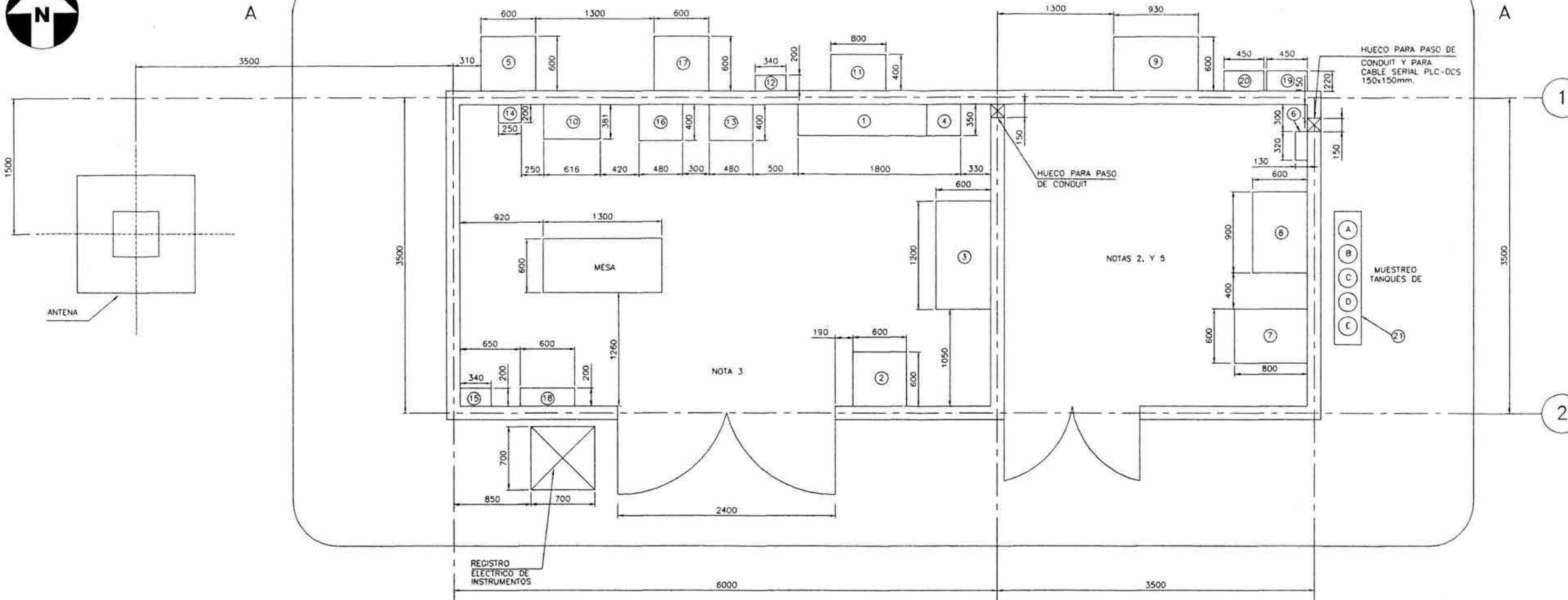
**SIMBOLOGIA:**  
 ST- SOPORTE TIPO  
 N.S.P. NIVEL SUPERIOR DE PLATAFORMA  
 N.S.C. NIVEL SUPERIOR DE CONCRETO  
 L.B.T. LECHO BAJO DE TUBERIA  
 N.S.G. NIVEL SUPERIOR DE GRAVA  
 E. LINEA DE CENTRO  
 EL. ELEVACION  
 R.C. REDUCCION CONCENTRICA  
 C.B. CARA DE BRIDA  
 V.B. VALVULA DE BOLA  
 N= NORTE  
 E= ESTE

PARA REVISION Y/O APROBACION		20-11-03
Revisión	Descripción	Fecha
J.B.H.	Dibujó	
J.B.H.	Revisó	
J.B.H.	Coordenó	
J.B.H.	Aprobó	
Título: ESTACION DE ACONDICIONAMIENTO MEDICION Y REGULACION DE GAS COMBUSTIBLE - ARREGLO MECANICO GENERAL		Plano No: M-01
Escala: 1:55	Acabado: mm	Archivo Electrónico: M01-A.dwg



A

A



PLANTA

DESCRIPCION DE EQUIPOS	
1	COMPUTADOR DE FILLO FY-0341 SUMINISTRO 24V/0.10KW DIMENSIONES 1.50x0.35x1.80 m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.05KW TEMPERATURA DE OPERACION 0°C A 70°C. HUMEDAD 0 A 95% SIN CONDENSACION.
2	ELECTRONICA DEL CROMATOGRAFO AL/AT-0331 SUMINISTRO 120V/0.127kW/80 Hz. DIMENSIONES 0.80x0.80x1.0 m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.10KW TEMPERATURA DE OPERACION -18°C A 55°C. HUMEDAD 0% A 95% SIN CONDENSACION.
3	PLC SUMINISTRO 120V/0.40kW/80Hz. DIMENSIONES 1.20x0.80x1.80 m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.15KW TEMPERATURA DE OPERACION 0°C A 80°C. HUMEDAD 0% A 95% SIN CONDENSACION.
4	ESTACION DE INYECION NO REGULANTE VELOCIDAD DE TRANSMISION DE 300 A 9000 BPS SUMINISTRO 12 VCD/4W DIMENSIONES 0.30x0.30x0.80 m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.010KW.
5	RECTIFICADOR PARA PROTECCION CATODICA POR OTROS. SUMINISTRO 220V/0.500kW/60Hz. DIM. 0.60x0.80 m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.12kW TEMPERATURA DE OPERACION -18°C A 55°C. HUMEDAD 0 A 95% SIN CONDENSACION.
6	ANALIZADOR DE HEMBRAS AL/AT-0333 SUMINISTRO 120V/4W/80Hz. DIMENSIONES 0.32x0.13x0.27m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 1.3W TEMPERATURA DE OPERACION 0°C A 80°C.
7	ANALIZADOR DE ACIDO SULFURICO AL/AT-0332 SUMINISTRO 120V/5W/60Hz. DIMENSIONES 0.80x0.80x0.80 m. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 1.0W TEMPERATURA DE OPERACION 0°C A 48°C.
8	UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO DEL CUARTO DE ANALISIS. SUMINISTRO 220V/1.50kW/60Hz.
9	UPS DE 2 KVA/1.50kW. CARGADOR RECTIFICADOR DE BATERIAS 220VCA. 1/-10V. 1F/80Hz. SALIDA 24VDC. 17-18 Y 100W. MEDIDOR DE 24V/1.50kW. SUMINISTRO 43-SINDC. SALIDA 120VCA. 24W. 1.50kW. 60Hz. DIM. 0.80x0.20x1.5 DESPRENDIMIENTO DE CALOR 1.813 KW. TEMPERATURA DE OPERACION 0 A 40°C. HUMEDAD 35 A 95% SIN CONDENSACION (P-PASS) DE UPS PARA LA LINEA DE RESERVA CAPACIDAD DE 24W. 1800 SIN CORTE.
10	TRANSFORMADOR 70-100-01. 190 SECC 480-220/127V (155VA) NEMA PARA EXTERIOR.
11	INTERRUPTOR DE ACOMETIDA 480V. 3F.50Hz. SERVIDO EXTERIOR. CAPACIDAD DE 70A.
12	TABLERO DE DISTRIBUCION 10-00. 220/127 VCA. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.07KW.
13	TRANSFORMADOR REGULADOR DE BP-PASS PARA UPS DIMENSIONES 0.25x0.20x0.25m.
14	TABLERO DE DISTRIBUCION 10-05. 120 VAC (SALIDA UPS). DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.07KW.
15	TABLERO DE DISTRIBUCION 10-01. 480V/220 VCA. DESPRENDIMIENTO DE CALOR 0.08KW.
16	UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO DEL CUARTO DE CONTROL. SUMINISTRO 220V/1.50kW/60Hz.
17	TABLERO DE CONTROL LOCAL PARA DETECTORES DE MEZCLAS EXPLOSIVAS DEL CUARTO DE ANALISIS. SUMINISTRO 120V/0.40kW/80Hz/15A. DIMENSIONES: 0.80x0.20x0.80 m.
18	VENTILADOR EXTRACTOR DEL CUARTO DE ANALISIS. SUMINISTRO 220V/0.12kW/80Hz.
19	ARRANCADOR DEL VENTILADOR EXTRACTOR DEL CUARTO DE ANALISIS.
20	DOS TANQUES TIPO "Y" DE HELIO ALTA PURICIA CAPACIDAD DE 5.65m <sup>3</sup> C/U Y CONEXIONES CGA-580 (TANQUES A Y B) DIM: 21cm.φ x 129.5cm.
21	DOS TANQUES TIPO "Y" DE GAS PATRON (MEZCLA DE GASES) CAP. DE 2.4m <sup>3</sup> C/U Y CONEXIONES CGA-580 (TANQUES C Y D) DIM: 21cm.φ x 129.5 cm. UN TANQUE TIPO "Y" DE N <sub>2</sub> CAP. DE 0.75 m <sup>3</sup> Y CONEXIONES CGA-580 DIM: 21cm.φ x 129.5cm. (TANQUE E)

NOTAS

- 1.- LOS PASOS DE LAS CHAROLAS Y/O TUBO CONDUIT AL AREA DEL CUARTO DE CONTROL SERAN SELLADOS.
- 2.- EN ESTA ZONA DEL CUARTO EXISTIRA ENTRADA DE GAS. POR LO QUE SERA UN AREA CLASIFICADA COMO CLASE 1 DIV. 1 GRUPOS C Y D.
- 3.- EN ESTA ZONA DEL CUARTO NO EXISTIRA ENTRADA DE GAS. POR LO QUE NO SERA UN AREA CLASIFICADA.
- 4.- DIMENSIONES EN MILIMETROS.
- 5.- DENTRO DEL CUARTO DE ANALISIS SE LOCALIZARAN DETECTORES DE MEZCLAS EXPLOSIVAS DE GAS METANO.
- 6.- LAS ELEVACIONES ESTAN DADAS DESDE EL N.P.T.
- 7.- PARA LAS ALTURAS DE LOS EQUIPOS VER TABLA DE DESCRIPCION DE EQUIPOS (LARGOxPROFUNDIDADxALTURA).

A

B

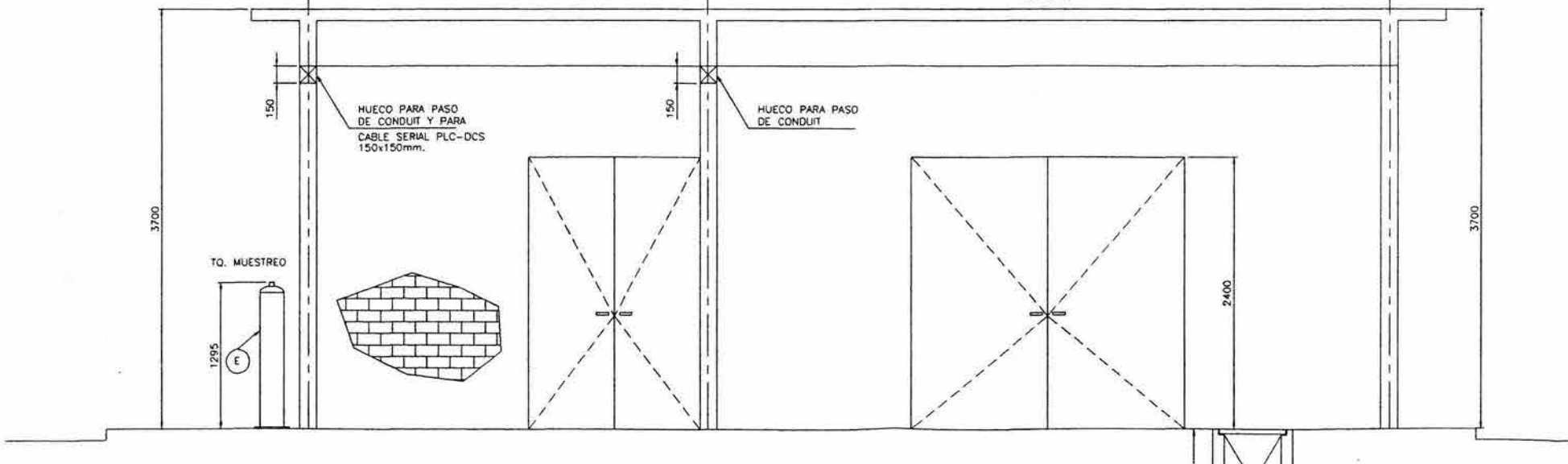
C

C

B

A

NOTA 15



ELEVACION A-A

PARA REVISION Y/O APROBACION		20-11-03
Revisión	Descripción	Fecha
J.B.H.	Dibujó	
J.B.H.	Revisó	
J.B.H.	Coordino	Proyecto:
J.B.H.	Aprobó	Plano No: E-01
Título: ESTACION DE ACONDICIONAMIENTO MEDICION Y REGULACION DE GAS COMBUSTIBLE ARREGLO GENERAL DE EQUIPOS EN EL CUARTO DE CONTROL		
Escala: 1:25	Acot: mm	Archivo: AECC01-A.dwg
		Revisión: A

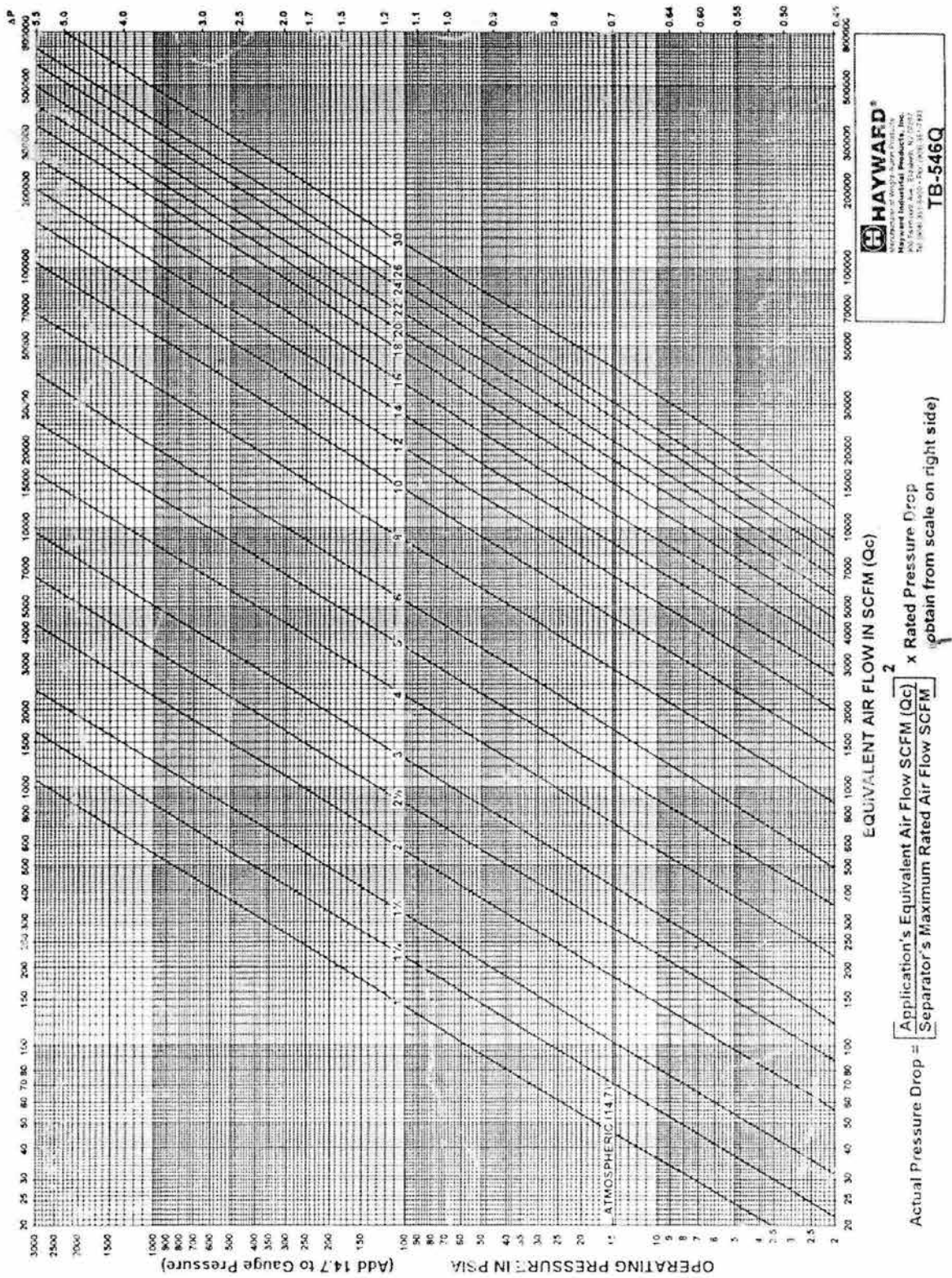


## **ANEXO D**

### **“GRAFICA DE FLUJO DE AIRE DEL FILTRO SEPARADOR FS-01 Y DE LOS SEPARADORES CICLÓNICOS SC-01A/B/C”**



Gráfica 11. Gráfica de flujo de aire del filtro separador FS-01 y de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C.



## **ANEXO E**

### **“DIMENSIONES Y PESOS DEL FILTRO SEPARADOR FS-01 Y DE LOS SEPARADORES CICLÓNICOS SC-01A/B/C”**

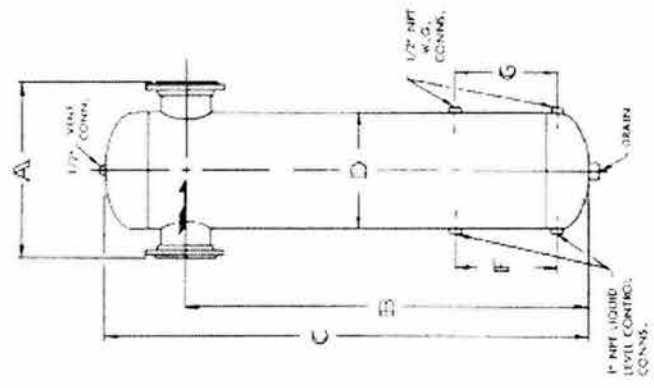


Tabla 46. Dimensiones y pesos del filtro separador FS-01.

Diámetro de conexión	Dimensiones [pulg.]							Roscado y soldado			Bridas		Capacidad de retención de líquido de líquido [pie <sup>3</sup> ]
	A	B	C	D	F	G	Dren roscado (NPT)	Peso 1000 psig @ 650 °F [lb]	Peso 200 psig @ 300 °F [lb]	Peso 500 psig @ 650 °F [lb]			
								std	opción				
1	10 1/2	22	28	5 9/16	---	7 7/8	1	1 1/2	44	47	49	0.19	
1 1/4	10 1/2	22	28	5 9/16	---	7 7/8	1	1 1/2	45	50	52	0.19	
1 1/2	11 1/2	24	30	6 5/8	9 1/8	9 1/8	1	2	83	69	75	0.20	
2	11 1/2	24	30	6 5/8	9 1/8	9 1/8	1	2	85	74	78	0.20	
2 1/2	16	27	35	8 5/8	9 1/8	9 1/8	1	2	---	122	132	0.39	
3	18	30	38	10 3/4	9 1/8	9 1/8	1 1/2	2 1/2	---	170	180	0.66	
4	20	36	45	12 3/4	10 1/4	10 1/4	1 1/2	2 1/2	---	225	250	1.07	
5	22	40	50	14	10 1/4	10 1/4	1 1/2	2 1/2	---	265	335	1.35	
6	24	55	66	16	10 1/4	10 1/4	1 1/2	2 1/2	---	400	435	3.03	
8	28	62	75	18	11 7/8	11 7/8	2	3	---	545	700	3.83	
10	34	76	91	24	11 7/8	11 7/8	2	3	---	800	1355	6.94	
12	38	82	99	28	11 7/8	11 7/8	2 1/2	4*	---	1090	1735	11.74	
14	42	89	108	32	12 5/8	12 5/8	2 1/2	4*	---	1335	2535	16.81	
16	47	98	119	36	12 5/8	12 5/8	3	5*	---	1850	3200	20.22	
18	54	108	132	42	12 5/8	12 5/8	3	5*	---	2600	5025	22.99	
20	62	118	145	48	15	15	3	5*	---	3275	6480	26.47	
22	64	121	149	48	15	15	3	5*	---	3450	7000	26.47	
24	70	127	158	54	15	15	4	6*	---	4940	9020	32.64	

Fuente: Vertical Gas Liquid Separators, Hayward® Industrial Products, Inc., Elizabeth, NJ, E.U.A. 1993.

\* Dren Bridado



**Tabla 47. Dimensiones y pesos de los separadores ciclónicos SC-01A/B/C.**

Diámetro de conexión	Dimensiones [pulg.]								Peso vs. presión y temperatura de diseño [lb]			Capacidad de retención de líquido [pie <sup>3</sup> ]
	A	B	C	D	E	F	G	H	Peso @ 650 °F [lb]	Peso 350 psig @ 650 °F [lb]	Peso 500 psig @ 650 °F [lb]	
1 1/2	20	15	2 1/2	5 9/16	14	8 1/2	6 3/4	2 3/8	83	69	75	0.20
2	22	16	3	6 5/8	14 1/2	9	6 3/4	2 7/8	85	74	78	0.20
2 1/2	22	16	3	6 5/8	14 1/2	9	6 3/4	2 7/8	---	122	132	0.39
3	24	18	3	8 5/8	16 1/2	10	6 3/4	2 1/2	---	170	180	0.66
4	30	22	4	10 3/4	17 1/2	12	6 3/4	2 1/2	---	225	250	1.07
5	34	26	4	12 3/4	19 1/2	13	6 3/4	2 1/2	---	265	335	1.35
6	36	28	4	14	21	14	6 3/4	2 1/2	---	400	435	3.03
8	46	36	5	16	24	16	7 7/8	3	---	545	700	3.83
10	52	42	5	20	27	19	7 7/8	3	---	800	1355	6.94
12	60	50	5	24	30	20	7 7/8	4*	---	1090	1735	11.74
14	66	56	5	28	33	23	7 7/8	4*	---	1335	2535	16.81
16	74	64	5	30	35	24	7 7/8	5*	---	1850	3200	20.22
18	80	68	6	36	39	27	9 1/8	5*	---	2600	5025	22.99
20	86	74	6	36	42	28	9 1/8	5*	---	3275	6480	26.47
22	96	84	6	42	46	31	10 1/4	5*	---	3450	7000	26.47
24	106	94	6	42	47	31	10 1/4	6*	---	4940	9020	32.64

Fuente: *Wright Astum Type "31-LS" Gas Liquid Separator (For Horizontal Installations)*, Hayward® Industrial Products, Inc., Elizabeth, NJ, E.U.A., 1993.

