

**DISEÑO DE ESTACION DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL CON  
CAPACIDAD PARA COMPRIMIR 330 MMSCFD**

**JORGE ALIRIO PEÑA PEDRAZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**DISEÑO DE ESTACION DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL CON  
CAPACIDAD PARA COMPRIMIR 330 MMSCFD**

**ING. JORGE ALIRIO PEÑA PEDRAZA**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para obtener el título de  
Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director**

**Ing. Rafael Daniel Barragán Bohórquez  
Profesor de postgrado Escuela De Ingeniería Petróleos UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

*Dedico esta obra a mi señora esposa Nelly Angélica, a mis hijos Jorge Andres y Angelby Natalia quienes son mi motor e inspiración durante todo el tiempo que dedico a realizar y ejecutar mis objetivos en el ámbito laboral, profesional y de mi propia familia*

## **AGRADECIMIENTOS**

Mis mas sinceros agradecimientos a la transportadora de Gas Interior TGI SA ESP por darme la oportunidad de participar en tan importantes proyectos de expansión, y al grupo de proyectos por su excelente soporte, altansuca por entender nuestras necesidades, al Ingeniero Rafael Daniel Barragán por su excelente dirección del proyecto, a la Universidad Industrial de Santander por permitirme volver nuevamente a la academia y a la Ingeniera Yurani Pérez por su colaboración

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>PÁG.</b>
INTRODUCCIÓN	22
1. MARCO TEORICO	24
1.1 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL	24
1.1.1 Composición del Gas Natural	25
1.1.2 Tipos de Gas Natural	26
1.1.3 Subproductos del Gas Natural	27
1.1.4 Cadena Tecnológica del Gas Natural	27
1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL	29
1.2.1 Exploración y Producción	30
1.2.2 Tratamiento y Extracción	31
1.2.3 Fraccionamiento	31
1.2.4 Transporte y Distribución	31
1.2.5 Conceptos Sobre Transporte De Gas Natural	31
1.3 ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	32
2. INFORMACIÓN GENERAL	35
2.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO	35
2.1.1 Objetivo General	35
2.2 ALCANCE DEL PROYECTO	35
2.3 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA INGENIERÍA CONCEPTUAL Y BÁSICA	36
2.3.1 Características Del Gas Natural A Transportar	36
2.4 PARÁMETROS OPERACIONALES DE DISEÑO	39
2.4.1 Parámetros De Diseño Del Gasoducto Centragas (existente)	39
2.4.2 Parámetros de Diseño Para la Ingeniería	39

2.4.3 Clasificación De Áreas. Clase De Localización	41
2.4.4 Códigos Y Normas Aplicables	42
2.5 RESTRICCIONES	45
3. BASES DEL DISEÑO	47
3.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE	47
3.1.1 Antecedentes	47
3.1.2 Capacidad de Diseño	48
3.1.3 Premisas De Diseño	49
3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	50
3.2.1 Sistema de regulación de presión	50
3.2.2 Sistema de separación-filtración	51
3.2.3 Sistema de compresión	52
3.2.4 Sistema de filtración coalescente y medición	53
3.2.5 Sistema de alivio y tea	54
3.2.6 Recirculación de la Estación	56
3.2.7 Sistema de condensados	56
3.2.8 Sistema de aire comprimido	57
3.2.9 Sistema de gas combustible, arranque y piloto a Tea	58
3.3 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN	59
3.3.1 Recibo, Filtración y Medición de Gas	59
3.3.1.1 Seguridad y Alarmas	62
3.3.2 Sistema de Compresión de Gas	62
3.3.2.1 Seguridad y Alarmas:	63
3.3.3 Filtración y Medición de Gas de Descarga	64
3.3.3.1 Seguridad y Alarmas:	65
3.3.4 Sistema de Alivio Y Tea	65
3.3.4.1 Seguridad y Alarmas	66
3.3.5 Recirculación de la estación	67
3.3.6 Servicios Auxiliares	68

3.3.6.1 Sistema de condensados:	68
3.3.6.2 Sistema de aire comprimido:	68
3.3.6.3 Sistema de gas combustible, arranque y piloto	69
3.3.6.4 Sistema de SD y F&G.	71
4. ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO	74
4.1 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL	74
4.1.1 Condiciones Generales de las Unidades de Compresión	74
4.1.2 Especificaciones Técnicas y Requerimientos generales de los paquetes de compresión	76
4.1.2.1 Consideraciones para la realización de las simulaciones:	76
4.1.3 Condiciones de Operación	78
4.1.4 Cromatografía de gas de proceso y gas combustible	78
4.1.5 Características de los motores reciprocantes a gas combustible	79
4.1.6 Características de los compresores	81
4.1.7 Características de los equipos de enfriamiento o intercambiadores de calor (Coolers)	83
4.1.8 Características de los equipos auxiliares de las nuevas unidades de compresión	83
4.1.9 Manuales de Operación y Mantenimiento	87
4.1.10 Pruebas y Capacitación	87
4.1.11 Herramientas y Repuestos	88
4.1.12 Estudios para el Control de Pulsaciones y Vibraciones y Análisis Torsional.	88
4.1.12.1 Estudios para el control de pulsaciones y vibraciones:	88
4.1.12.2 Análisis torsional:	90
4.1.13 Etapa de Izaje, Montaje, Anclaje, Nivelación y Conexión de las Unidades de Compresión	91
4.1.14 Etapa de Precomisionamiento y Comisionamiento	92
4.1.15 Sistema de instrumentación, control y monitoreo SCADA	95

4.1.16 Libros y Estudios:	95
4.1.17 Formato de Condiciones de Operación Estaciones de Compresión	95
4.2 ESPECIFICACIONES GENERALES PARA CONSTRUCCIÓN DE LA ESTACIÓN	97
4.2.1 Área arquitectónica, estructural y civil	100
4.2.2 Área mecánica	104
4.2.3 Área Eléctrica	125
4.2.4 Área de Instrumentación y Control	127
4.2.4.1 Especificaciones técnicas sistema de control:	130
4.2.5 Documentos, Capacitaciones y Estudios	180
5. DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS	182
5.1 CÁLCULO Y RESULTADOS	182
5.1.1 Dimensionamiento Slug-Catcher	182
5.1.1.1 Muestra de cálculos	183
5.1.1.2 Resultados	185
5.1.2 Dimensionamiento de Filtro Descarga	187
5.1.3 Dimensionamiento de Filtro Separador Succión	187
5.1.4 Dimensionamiento de Vasija Gas de Arranque de Compresores	187
5.1.5 Dimensionamiento de Vasija de Condensados	188
5.1.6 Dimensionamiento de Knock-Out Drum.	189
5.1.7 Dimensionamiento de Tea	189
5.1.7.1 Diámetro de la tea.	191
5.1.7.2 Cálculo de la altura y distancia a equipos y terceros.	191
5.1.8 Dimensionamiento de Bomba de Transferencia de Condensados	192
5.1.9 Dimensionamiento de Líneas.	193
5.1.10 Dimensionamiento De Unidades de Compresión	196
5.1.10.1 Escenario 1 Presión de succión 600 psig	197
5.1.10.2 Escenario 2 Presión de succión 650 psig	198
5.1.10.3 Escenario 3 Presión de succión 700 psig	199

5.1.10.4 Escenario 4 Presión de succión 750 psig	200
5.1.10.5 Escenario 5 Presión de succión 800 psig	201
5.1.10.6 Escenario 6 Presión de succión 850 psig	202
5.1.11 Validación del diseño de la estación mediante Simulación en HYSYS	203
CONCLUSIONES	204
RECOMENDACIONES	205
ANEXOS	206

## LISTA DE ILUSTRACIONES

	<b>PÁG.</b>
Ilustración 1. Cadena de Valor del Gas Natural	30
Ilustración 2. Estación de Compresión	34
Ilustración 3. Localización Geográfica Gasoducto Ballena – Barrancabermeja	47
Ilustración 4. Formato de Condiciones de Operación	96
Ilustración 5. Piping Class TGI Proyecto de Expansión	108
Ilustración 6. Arquitectura de Control	144
Ilustración 7. Display del Layout Sistema de Control	145
Ilustración 8. Sección de Partículas dinámicas	184
Ilustración 9. PFD HYSYS Estación de Compresión	203

## LISTA DE TABLAS

	<b>PÁG.</b>
Tabla 1-1 Composiciones Molares Típicas de Gas Seco y Gas Húmedo	26
Tabla 2 – 1. Composición del Gas Natural	37
Tabla 2-2 Especificaciones de Calidad del Gas Natural	38
Tabla 2-3 Parámetros de Diseño del Gasoducto	39
Tabla 2-4 Parámetros de Diseño de las Estaciones Existentes	40
Tabla 2-5 Parámetros de Diseño de las Estaciones Nuevas	41
Tabla 2-6 Factores de Diseño Básico Según la Clase de Localidad	42
Tabla 3-1 Condiciones de Operación Estaciones de Compresión Nuevas	48
Tabla 3-2 Condiciones de Operación y Diseño de Equipos Slug Catcher y Filtración	52
Tabla 3-3 Condiciones de Operación y Diseño de Unidades de Compresión	53
Tabla 3-4 Condiciones de Operación y Diseño filtros coalescentes	54
Tabla 3-5 Condiciones de Operación y Diseño de KO Drum y Tea	55
Tabla 3-6 Condiciones de Operación y Diseño del sistema de condensados	57
Tabla 3-7 Condiciones de Operación y Diseño de Paquetes de Aire Comprimido	58
Tabla 4-1 Cromatografía Gas Guajira	79
Tabla 4-2 Instructivo para Diligenciar el Formato de Condiciones de Operación	97
Tabla 4-3 Cuadro Estimación de Señales Comunicación	139
Tabla 4-4 Cuadro Estimación de Señales Shutdown	140
Tabla 4-5 Lista de Señales SDA	179

Tabla 5-1 Información Inicial Diseño Slug Catcher	183
Tabla 5-2 Datos de Entrada	186
Tabla 5-3 Datos de Salida.	186
Tabla 5-4 Vasija Gas Arranque de Compresores.	188
Tabla 5-5 Vasija Gas Arranque de Compresores	189
Tabla 5-6 Condiciones de operación y dimensiones de K.O Drum	189
Tabla 5-7 Flujos a Relevar en La Tea	190
Tabla 5-8 Propiedades del Gas	190
Tabla 5-9 Especificación Teas	192
Tabla 5-10 Bomba de Transferencia de Condensados	193
Tabla 5-11 Parámetros de Velocidad.	194
Tabla 5-12 Velocidad en las Líneas.	194
Tabla 5-13 Flujo en las Líneas.	195
Tabla 5-14 Diámetros Internos	195
Tabla 5-15 Velocidad Puntual en Líneas.	195
Tabla 5-16 Porcentaje de Velocidad Real en Líneas.	196

## **LISTA DE ANEXOS**

**ANEXO 1. DIAGRAMAS DE PROCESO**

**ANEXO 2. HOJAS DE DATOS DE EQUIPOS**

**ANEXO 3. REPORTE SIMULACIÓN UNIDADES DE COMPRESIÓN**

**ANEXO 4. REPORTE SIMULACIÓN DE PROCESOS**

## GLOSARIO

**ACEITE RICO:** aceite que sale por el fondo de una torre absorbidora. Este producto es el aceite pobre más los componentes absorbidos.

**API (GRAVEDAD API):** escala arbitraria para expresar la densidad relativa de los productos líquidos del petróleo. Esta escala se expresa en grados API.

**BUTANO COMERCIAL:** Hidrocarburo líquido constituido principalmente por butano y/o butileno.

**BUTANO, NORMAL:** Contiene un mínimo de 95% en volumen líquido de normal-butano. Químicamente el normal-butano es un compuesto alifático de la serie de las parafinas, con la fórmula química  $C_4H_{10}$ .

**BYPASS:** Facilidad mecánica de desviación de un proceso o corriente.

**CONDENSADO:** líquido formado por la condensación de un gas; específicamente, el hidrocarburo líquido separado del gas natural debido a los cambios en la temperatura y presión cuando el gas del yacimiento es enviado a los separadores de superficie.

**CONDENSADO ESTABILIZADO:** condensado que ha sido estabilizado a la presión de vapor definitiva en un sistema de fraccionamiento.

**DESHIDRATACIÓN:** proceso mediante el cual se retira el agua del gas o del crudo.

**ESTABILIZADORA:** columna de fraccionamiento diseñada para reducir la presión de vapor de una corriente líquida.

**FACTOR DE ABSORCIÓN:** factor que indica la tendencia de un componente en fase gaseosa a ser transferido (o absorbido) al líquido solvente.

**FONDOS:** líquido o material residual que es retirado del fondo de una torre fraccionadora o de un separador durante el procesamiento del gas.

**FRACCIONAMIENTO:** ver destilación. Separación de una mezcla de hidrocarburos en productos individuales, basada en la diferencia entre los puntos de ebullición y/o volatilidades relativas.

**GAS ASOCIADO:** hidrocarburos gaseosos que se encuentran como gas libre bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

**GAS NATURAL:** forma gaseosa del petróleo. Compuesta principalmente por mezcla de los gases hidrocarburos; el componente más común es el metano.

**GAS RICO:** gas alimento de una planta de procesamiento para recuperar líquidos.

**GASOLINA NATURAL:** mezcla de hidrocarburos, principalmente pentanos y más pesados, extraídos del gas natural, la cual cumple con la presión de vapor y otros requerimientos específicos.

**GPL:** gas licuado del petróleo. Compuesto predominantemente por propano y butano, el cual se mantiene en fase líquida bajo presión.

**GPM:** 1. Término utilizado para describir la tasa de flujo de un fluido en galones por minuto. 2. Galones por millón de pie cúbico estándar, se refiere al contenido, en el gas natural, de componentes recuperables como productos líquidos.

**HIDRATO:** material sólido resultante de la combinación de hidrocarburos con agua, bajo presión.

**HOT TAP:** Conexión que se realiza sobre una línea, o gasoducto en operación.

**ISO-BUTANO:** contiene un mínimo de 95% en volumen líquido de isobutano. Químicamente, es un hidrocarburo de la serie de las parafinas con la fórmula  $C_4H_{10}$ .

**PLANTA CRIOGÉNICA:** planta de procesamiento de gas que es capaz de producir gas natural líquido, incluyendo etano, a temperaturas de operación muy bajas, generalmente por debajo de  $-50^{\circ}F$ .

**PLANTA DE PROCESAMIENTO DE GAS:** planta en la cual se procesa el gas natural para recuperar líquidos y algunas veces otras sustancias como sulfuro.

**PRESIÓN ATMOSFÉRICA:** presión ejercida sobre la superficie terrestre por la atmósfera. Una presión de 760 mmHg, 29.92 inHg, o 14.696 psia se usa como estándar para algunos cálculos.

**PRESIÓN CRÍTICA:** presión de vapor de una sustancia a su temperatura crítica.

**PRESIÓN DE VAPOR:** presión ejercida por la fase vapor que está en contacto con una fase líquido sobre las paredes de un recipiente.

**PROCESAMIENTO DEL GAS:** separación de los componentes del gas natural para tener productos vendibles y para tratar el gas residual para alcanzar las especificaciones de venta.

**PUNTO DE BURBUJA:** temperatura a la cual se forma la primera burbuja de vapor estable en el líquido, a una presión determinada.

**PUNTO DE ROCÍO:** temperatura a cualquier temperatura dada o presión a cualquier temperatura dada, a la cual el líquido comienza a condensar en un gas.

**RECICLO:** retorno de una porción de una corriente de proceso al punto corriente arriba de donde fue removido para enriquecer el proceso de recuperación o de control.

**RECUPERACIÓN:** porcentaje o fracción de un componente dado en el alimento de una

**RVP:** presión de vapor Reid. Presión de vapor de un material medida por el método Reid.

**TEMPERATURA CRÍTICA:** máxima temperatura a la cual un componente puro puede existir como un líquido.

## NOMENCLATURA

	<b>Símbolo</b>	<b>Unidades</b>
Calor demandado por el proceso	[Qu]	[kW]
Capacidad Calorífica	[Cp]	[kJ/°C]
Eficiencia	[η]	[%]
Entalpia	[H]	[kJ/h]
Flujo másico		kg/h
Potencia eléctrica producida	[We]	[kW]
Relación Calor – Potencia	[RCP]	
Temperaturas	[T]	[°C]
Caudal Transportado de gas en millones de pies cúbicos por día a condiciones estándar	[Q]	[MMSCFD]

## RESUMEN

**TITULO:** DISEÑO DE ESTACION DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL CON CAPACIDAD PARA COMPRIMIR 330 MMSCFD

**AUTOR:** JORGE ALIRIO PEÑA PEDRAZA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estación de Compresión; Compresores Reciprocantes,

En los últimos años se ha incrementado significativamente el consumo de gas natural en el país, por lo cual el gasoducto Ballena- Barrancabermeja requiere aumentar su capacidad de transporte de gas natural pasando de 190 MMSCFD a 260 MMSCFD. Los principales consumidores son gas natural vehicular, gas domiciliario, gas para la industria y en especial gas para la generación de energía eléctrica. El proyecto contempla la construcción 3 nuevas estaciones de compresión de gas y el aumento de potencia en las 4 estaciones existentes.

Este proyecto consiste en la realización de la Ingeniería Básica y conceptual para construcción de las nuevas estaciones de compresión de gas e incluye el dimensionamiento de tuberías, dimensionamiento y especificaciones de filtros de succión, filtros de descarga, vasijas de condensados, vasijas de gas de arranque, vasijas de aceite lubricante y KO Drum y tea, al igual la selección de las unidades de compresión de tecnología recíprocante para la capacidad requerida. El sistema de Instrumentación y control de emergencia y shut down y de Fire & Gas fueron especificados de tecnología avanzada, los cuales permiten monitoreo y acción sobre todas las variables de proceso desde la sala de control de la estación y monitoreo remoto desde las oficinas principales en Bucaramanga, Colombia.

El proyecto de expansión ha sido el abanderado del Grupo de Energía de Bogotá principal accionista de TGI S.A. ESP., quien realizó una inversión importante en la actividad de transporte de gas natural en Colombia con la compra de Ecogás.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Ingeniería del Gas. Director. Esp. Rafael Daniel Barragan B.

## SUMMARY

**TITLE:** DESIGN COMPRESSION STATION OF NATURAL GAS WITH CAPACITY FOR 330 MMSCFD<sup>\*</sup>.

**AUTHOR:** JORGE PEDRAZA ALIRIO PEÑA<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** Compression Station, Reciprocating Compressors,

In recent years the consumption of natural gas has significantly increased in the country, therefore the Ballena-Barrancabermeja pipeline needs to increase its capacity to transport natural gas from 190 MMSCFD to 260 MMSCFD. The main consumers are vehicular natural gas, domestic gas, gas for industries and especially for electrical generation. The project involves building three new gas compression stations and increase power in the four existing stations.

This project involves the conceptual and basic engineering for the construction of new gas compression stations and includes the design of piping, sizing and specifications of suction filters, discharge filters, condensate vessel, starting gas vessel, lubricating vessel, KO Drum, flare and the selection of compression units of reciprocating technology for the required capacity. The instrumentation and control system and emergency shut down and Fire & Gas technology were specified with advanced technologic. These control systems allow monitoring and action over all process variables from a control room in the station and remote monitoring from the headquarter in Bucaramanga, Colombia.

The expansion project has been the standard bearer of Bogota Energy Group shareholder of TGI S.A. ESP., this company made a important investment in the transmission of natural gas in Colombia with the purchase of Ecogas.

---

\* Work Degree

\*\* Physical Chemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering Department, Advisor: Spc. Rafael Daniel Barragan

## INTRODUCCIÓN

Este proyecto consiste en realizar la ingeniería Conceptual y Básica de una estación de compresión de Gas Natural típica con tecnología reciprocante para aumentar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja.

En los últimos años se ha incrementado significativamente el consumo de gas natural en el país, por lo cual el gasoducto Ballena- Barrancabermeja requiere aumentar su capacidad de transporte de gas el cual está hoy en 190 MMSCFD, mientras se estima que el consumo diario de gas natural transportado hacia el interior del país en cuanto a gas natural vehicular, gas domiciliario, gas para la industria y en especial gas para la generación de energía eléctrica aumenta en estos remitentes a un valor cercano a los 260 MMSCFD. El proyecto contempla la construcción 3 nuevas estaciones de compresión y el aumento de potencia en las 4 estaciones existentes.

Este proyecto es parte del proyecto marco de expansión de TGI el cual consta de dos grandes subproyectos, Expansión desde Ballena y Expansión desde Cusiana. El proyecto de expansión ha sido el abanderado del Grupo de Energía de Bogotá principal accionista de TGI, quien realizó una inversión importante en la actividad de transporte de gas natural en Colombia con la compra de Ecogás. TGI calcula que sus proyectos de ampliación de su infraestructura tienen un monto superior a los 500 millones de dólares para desarrollar esta inversión TGI dinamizó al mercado para definir contratos de transporte en firme de largo plazo con los diferentes remitentes (distribuidores, industrias, generadores termoeléctricos, etc.). Adicionalmente, TGI tiene previstos otros proyectos de expansión para aumentar cobertura y mejorar la confiabilidad en su sistema, todos estos planes están soportados en la estabilidad en las reglas de juego del mercado de la cadena de

valor del gas natural en Colombia.

La idea central de este documento es servir como herramienta de insumo en el adelanto del proyecto para el futuro desarrollo de la ingeniería de detalle y la posterior fase de construcción.

Metodológicamente, el documento se estructura en cuatro capítulos que ofrecerán:

\_ Capítulo 1. Marco Teórico.

\_ Capítulo 2. Información general del proyecto donde se especifican los objetivos, el alcance, la información disponible para la ingeniería conceptual y las restricciones en las cuales se basó la ingeniería.

\_ Capítulo 3. Bases del diseño

\_ Capítulo 4. Especificaciones del diseño.

\_ Capítulo 5. Dimensionamiento de equipos principales.

## **1. MARCO TEORICO**

En este capítulo se presenta una breve reseña sobre el gas natural, su procesamiento, importancia, características, entre otros. Anteriormente el gas natural que aparecía en los yacimientos se quemaba como un residuo más, ya que, a pesar de su enorme poder calorífico, no se podía aprovechar por los problemas que plantea su almacenamiento y transporte. No puede ser licuado simplemente bajo presión porque su temperatura crítica, 190 K, es muy baja y, por tanto, debe ser enfriado hasta temperaturas inferiores a ella antes de licuarse. Una vez licuado debe ser almacenado en contenedores muy bien aislados, y su transporte se realiza por tuberías fabricadas con materiales y soldaduras especiales para resistir grandes presiones.

En la actualidad el gas natural se utiliza como combustible doméstico e industrial, además por su gran poder calorífico, porque su combustión es regulable y produce escasa contaminación. También se emplea como materia prima en la industria petroquímica en la obtención de amoníaco, metanol, etileno, butadieno y propeno.

### **1.1 GENERALIDADES DEL GAS NATURAL**

El Gas natural se define como el gas que se obtiene de reservas subterráneas naturales, ya sea como gas libre o gas asociado con crudo. En su estado natural a menudo contiene una cantidad de sustancias que no son hidrocarburos como el nitrógeno, bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. De igual manera en su estado natural casi siempre está saturado con agua.

Por lo general contiene grandes cantidades de metano CH<sub>4</sub> junto con otras

cantidades menos representativas de hidrocarburos más pesados. El gas que se entrega para consumo final como combustible o materia prima tiene una composición diferente a la presente en el yacimiento o en boca de pozo. Composición que debe definirse mediante una calidad específica que requiere ser cumplida por todos los productores que comercializan gas natural.

### **1.1.1 Composición del Gas Natural**

La composición del gas natural varía de acuerdo con el yacimiento de donde proviene. El gas Natural puede contener de 80% a 98% de metano dependiendo del origen y del grado de procesamiento. Como ya se mencionó antes, el gas natural puede contener otros hidrocarburos más pesados tales como etano, propano y butano en concentraciones considerables e hidrocarburos de C5+ en concentraciones menores. El metano y el etano se procesan como gas natural. Los hidrocarburos de C3 y C4 corresponden a la fracción de GLP (gas licuado del petróleo) y la fracción más pesada C5+ se llama gasolina natural. Por lo general es imposible identificar todos los componentes presentes en la fracción pesada del gas, por esto se agrupan de acuerdo a su número de átomos de carbono representada como Cm+ donde m representa un número desde 5 hasta 20 dependiendo de la reserva de gas.

La tabla 1-1 muestra las composiciones típicas que se encuentran tanto en el gas seco como en el gas húmedo.

**Tabla 1-1 Composiciones Molares Típicas de Gas Seco y Gas Húmedo**

COMPONENTE	COMPOSICIÓN MOLAR	
	GAS SECO	GAS HUMEDO
Metano	0,7 - 0,98	0,5 - 0,92
Etano	0,01 - 0,1	0,05 - 0,15
Propano	Trazas - 0,05	0,02 - 0,14
Butano	Trazas - 0,02	0,01 - 0,10
Pentano	Trazas - 0,01	Trazas - 0,05
Hexano	Trazas - 0,005	Trazas - 0,03
Heptano	0 - trazas	Trazas - 0,15
Nitrógeno	Trazas - 0,15	Trazas - 0,10
Dióxido de carbono	Trazas - 0,01	Trazas - 0,04
Helio	0 - 0,05	0
H <sub>2</sub> S	0 - trazas	0 - 0,06

\* Trazas se refiere a menos de 0.001 molar.

### 1.1.2 Tipos de Gas Natural

Debido a que el gas natural es una mezcla de varios compuestos y debido a que su composición difiere de un yacimiento a otro y que su presencia en el subsuelo puede darse acompañado de petróleo o libre se definen varios tipos de gas natural a saber:

- *Gas Crudo:* Es aquel que sale del yacimiento, sin tratar ni procesar.
- *Gas Libre:* Es aquel que proviene de un yacimiento donde solo existe gas como hidrocarburo
- *Gas Asociado:* Es aquel que proviene de un yacimiento donde simultáneamente se produce gas y crudo.
- *Gas Pobre:* Un gas que contiene muy poca cantidad de etano, propano y compuestos más pesados.

- *Gas Rico*: Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0.7 galones de propano equivalente por 1000 pies cúbicos de gas.
- *Gas Acido o Agrio*: Gas que contiene más de 16 ppm de H<sub>2</sub>S o cantidades porcentuales altas (mayores a 6%) de CO<sub>2</sub>.
- *Gas Dulce*: Gas que contiene menos de 16 ppm de H<sub>2</sub>S o cantidades bajas de CO<sub>2</sub>.

### **1.1.3 Subproductos del Gas Natural**

Los principales subproductos que se obtienen en el procesamiento del gas natural son principalmente etano, propano, butano mezclado, condensados o pentanos (Gasolina Natural) y azufre.

### **1.1.4 Cadena Tecnológica del Gas Natural**

El gas que abandona el yacimiento generalmente se encuentra saturado con agua y contiene todas las impurezas asociadas a la producción y, dependiendo de su calidad puede ser tratado o procesado para ser transportado para su consumo final.

El esquema general del tratamiento del gas natural está referido a dos situaciones a saber:

- a. Condicionamiento del gas natural
- b. Procesamiento del gas natural

La selección de un esquema de tratamiento ya sea acondicionamiento o procesamiento depende de las siguientes condiciones:

- La necesidad de protección contra problemas de taponamiento
- Las especificaciones del gas de venta
- Consideraciones de problemas potenciales de erosión - corrosión
- Economía de recuperación de líquidos
- Factores locales que afectan el diseño y operación

✓ *Condicionamiento del gas natural*

El término condicionamiento del gas se refiere a los procesos tendientes a satisfacer las especificaciones del gas residual. Éste incluye:

- Deshidratación del gas para prevenir la condensación del agua
- Control del punto de rocío de hidrocarburos para prevenir su condensación
- Remoción de componentes de azufre y de dióxido de carbono para satisfacer la protección a equipos, necesidades del proceso y asuntos ambientales.

✓ *Procesamiento del gas natural*

Su objeto está centrado en la recuperación de cantidades comerciales de líquidos a partir del gas natural. Los componentes a recuperar son:

- Etano
- Propano comercial
- Mezclas propano – butano
- Gasolina natural

En general el condicionamiento/procesamiento consiste de cuatro procesos básicos:

- Separación de los líquidos libres del gas tales como crudo, condensados de hidrocarburos, agua y sólidos
- Remoción de vapores de hidrocarburos recuperables y condensables
- Remoción de vapor de agua condensable, el cual bajo ciertas condiciones puede formar hidratos

- Remoción de algunos componentes indeseados como sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.

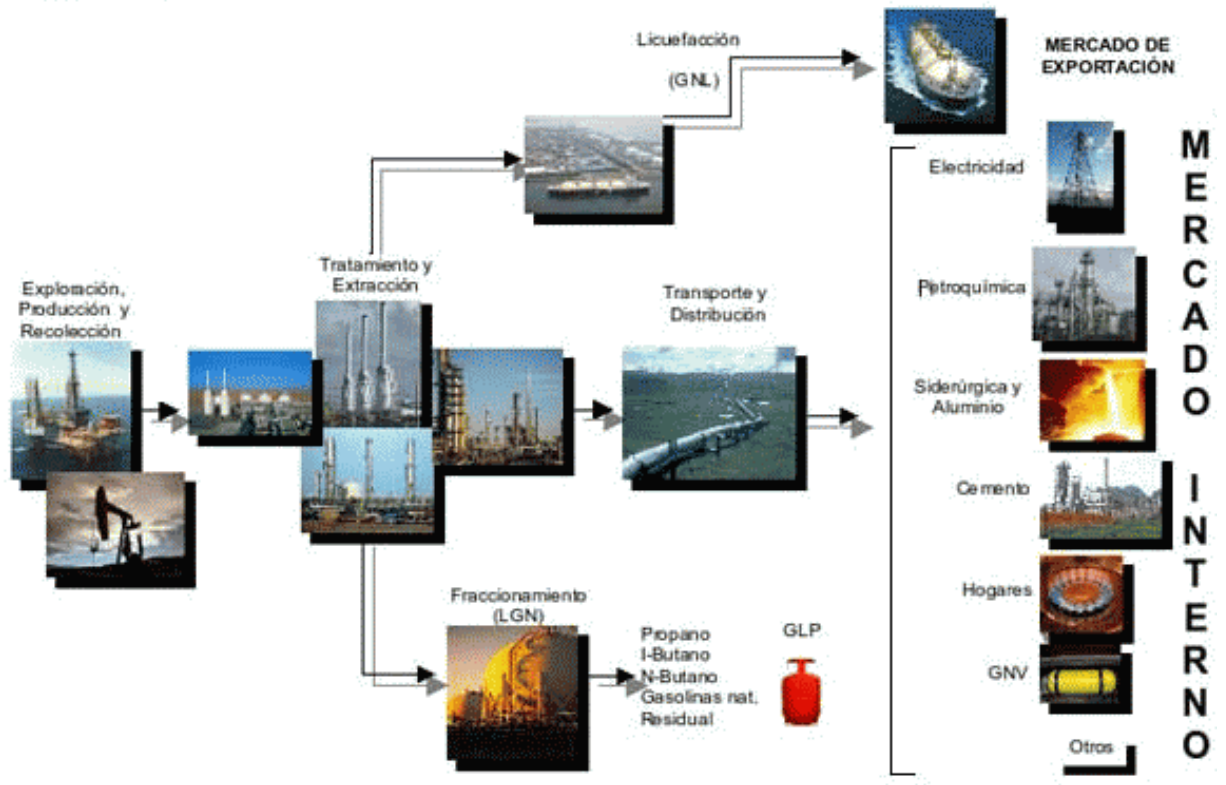
Algunos de estos procesos se realizan en el campo pero en la mayoría de los casos el gas se envía a unidades de acondicionamiento/procesamiento centralizadas.

## **1.2 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL**

El concepto de cadena de Valor del Gas Natural se basa en la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva.

Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural son: Exploración y Producción, Tratamiento y Extracción, Fraccionamiento, Transporte y Distribución.

**Ilustración 1. Cadena de Valor del Gas Natural**



### 1.2.1 Exploración y Producción

La cadena de Valor del Gas Natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

### **1.2.2 Tratamiento y Extracción**

El Tratamiento (también denominado acondicionamiento) es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), agua (H<sub>2</sub>O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o de ambos. Luego de ser tratado se procede a separar el Gas Metano (CH<sub>4</sub>) del resto de los los componentes del Gas Natural (CH<sub>4</sub>+) llamados líquidos o componentes pesados, este proceso se conoce como Extracción.

### **1.2.3 Fraccionamiento**

Proceso mediante el cual los hidrocarburos pesados son removidos y separados en productos distintos o fracciones como el propano, butano y etano.

### **1.2.4 Transporte y Distribución**

Ambos eslabones constituyen el vínculo entre las actividades asociadas a la extracción (Exploración y Producción) y adecuación (Tratamiento o Acondicionamiento) del Gas Natural y el consumidor final.

### **1.2.5 Conceptos Sobre Transporte De Gas Natural**

El Transporte es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el Gas Natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución, para ello se requiere el uso de gasoductos y plantas de compresión si se transmite el hidrocarburo en estado gaseoso.

El transporte del gas natural tratado y dentro de las especificaciones de calidad comercial exigidas por el cliente, se realiza entre los campos de producción y los centros de consumo, mediante alguno de los siguientes métodos:

- *Redes de gasoductos internacionales:* Cuando el negocio se ha dado a gran escala, entre un país productor y un país consumidor y siempre que la localización geográfica lo permita, (Países de Europa Occidental, Rusia - Europa Oriental, Canadá – Estados Unidos, Argentina – Chile, Bolivia – Brasil, Nigeria – Italia, Colombia - Venezuela, etc.).
- *Transporte marítimo de Gas Natural Licuado (GNL):* En este caso se requerirá un proceso adicional de licuefacción antes del embarque y un proceso adicional de regasificación después del desembarque (Argelia – Japón, Abu Dhabi – Japón, Indonesia – Japón, Argelia – Estados Unidos, Trinidad - Europa). Este proceso se aplica si el gas comercializado proviene de regiones donde no hay una estructura de gasoductos desarrollada y el cliente se encuentra a grandes distancias.
- *Transporte por Gasoductos Nacionales:* Aplica cuando la negociación del gas se da en el ámbito interno en un país. En cualquiera de los casos, es importante anotar que el desarrollo de una infraestructura de transporte de este tipo, requiera además de las altas inversiones, un cuidadoso diseño, estricto cumplimiento de normas de seguridad y la acertada aplicación de políticas ambientales que garanticen el mínimo riesgo de impacto social y ambiental sobre las diferentes áreas de influencia del proyecto.

### **1.3 ESTACIÓN DE COMPRESIÓN**

La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la

línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte. En la estación el flujo inicia su recorrido por la línea de succión, pasando por equipos de subprocesos como el Cromatógrafo, registra algunos parámetros que miden la Calidad del gas, el Slug Catcher, en el se expande el gas, ayudando a separar los condensados, Filtro de Succión o Separador, extrae impurezas sólidas, Medidor Ultrasónico de flujo, registra y almacena datos de presión, temperatura, volumen y caudal, Higrómetro, muestra temperaturas de rocío. El gas continúa su recorrido a los compresores, entrando a los "scrubbers" de Succión y de combustible, estos extraen aún más los líquidos del gas, sigue a los cabezales de succión y entra al compresor Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea de descarga de las compresoras, para bajar su temperatura el gas pasa a través de los enfriadores o "Coolers", entra al filtro de descarga o Coalescente, está ayuda a separar los líquidos del gas, seguido hace registro en el Medidor Ultrasónico de flujo de esta línea.

Toda estación cuenta también con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores, un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas intrínseco en el funcionamiento de los compresores, garantizando la presión de trabajo deseada, un pequeño compresor para el accionamiento de válvulas y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuentan con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores, y para los condensados drenados en la operación, esto último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación de compresión de gas natural, se cuenta con el plan de manejo ambiental dando cumplimiento a las disposiciones legales nacionales sobre la materia.

**Ilustración 1. Estación de Compresión**



## **2. INFORMACIÓN GENERAL**

### **2.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

#### **2.1.1 Objetivo General**

Realizar la ingeniería conceptual y básica para una estación de compresión de Gas Natural típica con tecnología recíprocante para aumentar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja.

#### **2.1.2 Objetivos Específicos**

- Realizar la ingeniería conceptual y básica para el diseño típico de una (1) nueva estación de compresión de Gas Natural.
- Elaborar los diagramas: diagramas de bloque (BFD), diagrama de flujo de proceso (PFD) y el diagrama de tubería e instrumentación (P&ID).
- Realizar la simulación del comportamiento hidráulico de la estación de compresión en un software especializado.
- Realizar la simulación del desempeño de los compresores.

### **2.2 ALCANCE DEL PROYECTO**

Se entregará un documento con la ingeniería conceptual y básica para una estación típica de compresión de tecnología recíprocante de Gas Natural a lo largo del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, que permita aumentar la capacidad de transporte del gasoducto a 330 MMSCFD.

Para satisfacer la intención mencionada, el alcance específico del proyecto consiste

en:

- a. La recolección y análisis de la información.
- b. Desarrollo de la ingeniería conceptual y básica de una estación típica de compresión en el gasoducto Ballenas –Barrancabermeja.
- c. Dimensionamiento y selección de los sistemas de separación, filtración, medición, regulación, compresión, shut down y blowdown en la estación.
- d. Elaboración de los diagramas de flujo de proceso (PFD) con las operaciones unitarias requeridas.
- e. Elaboración de los diagrama del sistema (P&ID).
- f. Elaboración de la lista de equipos mayores para producir un documento con el cual se pueda solicitar la compra de estos equipos, esto no implica realizar ingeniería de detalle para los mismos.

## **2.3 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA INGENIERÍA CONCEPTUAL Y BÁSICA**

La ingeniería conceptual y básica se desarrolló con base en la información disponible por la empresa a la que pertenece el autor. En la definición de los componentes que hacen parte de la infraestructura del proyecto se consideran los criterios generales establecidos por TGI en su proceso de diseño.

### **2.3.1 Características Del Gas Natural A Transportar**

Para el dimensionamiento de equipos y selección de materiales se considerara la composición del gas mostrada en la tabla 2-1 la cual cumple con las especificaciones de calidad para transporte en el Sistema Nacional de Transporte conforme al Reglamento Único de transporte –RUT como se muestran en la tabla 2-2

**Tabla 0 – 1. Composición del Gas Natural**

Componente	Formula	Gas Guajira (% mol)
Hidrogeno		
Helio	H <sub>2</sub>	-
Agua	He	-
Monóxido de Carbono	H <sub>2</sub> O	-
Nitrógeno	CO	-
Oxígeno	N <sub>2</sub>	1, 5594
Sulfuro de Hidrogeno	O <sub>2</sub>	-
Argón	H <sub>2</sub> S	-
Dióxido de Carbono	Ar	-
Aire	CO <sub>2</sub>	0, 0376
Metano	-	-
Etano	CH <sub>4</sub>	98, 0368
Propano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0, 2740
Iso-Butano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0, 0492
n-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0, 0162
Iso-Pentano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0, 0070
n-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0, 0058
n-Hexano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0, 0009
n-Heptano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0, 0131
n-Octano	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	-
n-Nonano	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	-
n-Decano	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	-
Z	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	-
Gravedad Especifica Ideal	-	0,998044
Gi=	-	0,56362
Gravedad Especifica Real	-	0, 56444
Gr=		

Fuente: suministrada por TGI.

**Tabla 0-1 Especificaciones de Calidad del Gas Natural**

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL		
Poder Calorífico bruto mínimo, en MJ/m <sup>3</sup> (BTU/ft <sup>3</sup> )	35.4	950 (Nota 1)
Poder Calorífico bruto máximo, en MJ/m <sup>3</sup> (BTU/ft <sup>3</sup> )	42.8	1150
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de Líquidos	
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo mgr/m <sup>3</sup> (granos/100ft <sup>3</sup> )	6	0.25
Contenido total de azufre máximo, mgr/m <sup>3</sup> (granos/100ft <sup>3</sup> )	23	1.0
Contenido de CO <sub>2</sub> máximo, %Vol.	2	2
Contenido de N <sub>2</sub> máximo, %Vol.	3	3
Contenido de inertes máximo, %Vol. (CO <sub>2</sub> + N <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> ) (Nota 3)	5	5
Contenido de Oxígeno máximo, %Vol.	0.1	0.1
Contenido de agua máximo, mg / m <sup>3</sup> (lb / MMSCF)	97	6.0
Temperatura de entrada máxima, °C (°F)	49	120
Temperatura de entrada mínima, °C (°F)	7.2	45
Contenido máximo de polvos y material en suspensión, mg / m <sup>3</sup> (granos/1000 scf) (Nota 4)	1.6	0.7
Libre de Gomas	Sí	Sí
<p><b>Nota 1:</b> Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.</p> <p><b>Nota 2:</b> Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.</p> <p><b>Nota 3:</b> Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO<sub>2</sub>, nitrógeno y oxígeno.</p> <p><b>Nota 4:</b> El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.</p> <p>Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1.200 Psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debido a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.</p> <p>Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.</p>		

Fuente: GREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

## 2.4 PARÁMETROS OPERACIONALES DE DISEÑO

### 2.4.1 Parámetros De Diseño Del Gasoducto Centragas (existente)

	Diámetro Nominal (in)	Espesor	Longitud (km)
Gasoducto en Alta Presión:	18"	0.344"	575
<b>Acero al carbono, material API 5LX-65</b>			kilómetros

**Tabla 0-1 Parámetros de Diseño del Gasoducto**

Parámetro	valor
Temperatura máxima de diseño	65°C
Temperatura mínima de diseño	15°C
Punto de rocío del vapor de agua a 1200 psig máx.	-10°C
Contenido máximo de agua en condiciones normales	65 mg/m <sup>3</sup>
Profundidad a TOP	1.0 m minimun
En roca	0.6 m minimun
Máximo espaciamiento entre válvulas de bloqueo	32 km
Máximos espaciamiento entre trampas mixtas	80km

Fuente: Numeral 3.3.1 del contrato DIJ-(P-515).

### 2.4.2 Parámetros de Diseño Para la Ingeniería

Presión de diseño: 1480

Presión máxima de operación: 1200 Psig

Presión mínima de operación: 550 Psig

Presión promedio de operación: 1000 Psig

Caudal Pico Horario: 330 MMSCFD

Caudal Mínimo Horario: 192 MMSCFD

Caudal Promedio Diario: 260 MMSCFD

Temperatura Máxima Diseño: 100° F

Temperatura Promedio del Gas: 68,5° F

Temperatura Mínima de Diseño del Gas: 60 °F

Temperatura Ambiente Promedio: 95°F

Velocidad máxima del gas en la línea de interconexión: 20 m/s

**Tabla 0-1 Parámetros de Diseño de las Estaciones Existentes**

CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES EXISTENTES	HATONUEVO	CASACARA	NOREAN
Gas a comprimir	Guajira	Guajira	Guajira
Capacidad actual de la estación, MMSCFD	160-200 (Nota 1)	160-180 (Nota 1)	160-180 (Nota 1)
Estado de la Estación	Existente	Existente	Existente
Capacidad de diseño, MMSCFD	330	330	330
Cantidad unidades compresoras	4 (Nota 2)	5 (Nota 2)	3 (Nota 2)
Cantidad unidades compresoras a	2	2	2
Presión máxima de operación en la	1200	1200	1200
Presión mínima de operación en la	1050	1050	1050
Presión máxima de operación en la	900	850	850
Presión mínima de operación en la	600	600	520
Temperatura máxima del gas en la	89	89	89
Temperatura máxima del gas en la	120	120	120

**Tabla 0-1 Parámetros de Diseño de las Estaciones Nuevas**

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LAS ESTACIONES NUEVAS</b>	<b>JAGUA DEL PILAR</b>	<b>CURUMANÍ</b>	<b>SAN ALBERTO</b>
Gas a comprimir	Guajira	Guajira	Guajira
Estado de la Estación	Nueva	Nueva	Nueva
Capacidad de diseño, MMSCFD	330	330	330
Cantidad unidades compresoras a instalar (Nota 2)	4	4	4
Presión máxima de operación en la descarga, psia	1200	1200	1200
Presión mínima de operación en la descarga, psia	1050	1050	1050
Presión máxima de operación en la descarga, psig	850	850	850
Presión mínima de operación en la descarga, psig	550	550	550
Temperatura máxima del gas en la descarga, °F	89	89	89
Temperatura máxima del gas en la descarga, °C	120	120	120

**Nota 1.** Dato obtenido de levantamiento de información en campo.

**Nota 2.** Un (1) Compresor como stand by.

**Nota 3.** Un (1) Compresor será reubicado en la Estación Compresora de Barrancabermeja.

**Nota 4.** Todos los compresores son del tipo Reciprocante y con motor a gas.

### **2.4.3 Clasificación De Áreas. Clase De Localización**

Para la determinación del espesor de pared de la tubería, según el código ASME B 31.8 y la normativa Colombiana (NTC3728, Numeral 3.2.2.2.d), se consideró la clasificación de las áreas atravesadas de conformidad con la información de TGI. Según sea la clase, se tiene un factor “F” que interviene en la determinación del espesor, los cuales se indican en la tabla 2-4.

**Tabla 0-1 Factores de Diseño Básico Según la Clase de Localidad**

<b>Clase de Localidad</b>	<b>Factor de diseño</b>
<b>1</b>	0,72
<b>2</b>	0,60
<b>3</b>	0,50
<b>4</b>	0,4

Fuente: Código ASME B 31.8

Las áreas relacionadas con esta ingeniería contienen zona con *clase de localidad 3*, para estaciones de compresión, por tanto la tubería necesaria en la interconexión de los sistemas en la estación será diseñado con factor para *clase de localidad 3* igual a 0,5.

#### **2.4.4 Códigos Y Normas Aplicables**

Los Códigos y Normas considerados para la realización del Proyecto son los que se indican a continuación.

##### **a. NORMAS CIVILES**

<b>Organización</b>	<b>Norma</b>	<b>Versión</b>	<b>Título</b>
AISC	AISC-2005	2005	Normas para el Diseño de Estructuras de Acero de Estructuras Metálicas
Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica	NSR-98	1997	Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente. Ley 400 de 1997. Decreto 33 de 1998
API	API RP 752	2009	Management of Hazards Associated with Location of Process Plant Permanent Buildings

**b. NORMAS MECÁNICAS**

<b>Organización</b>	<b>Norma</b>	<b>Versión</b>	<b>Título</b>
ASME	ASME Sec. 9	2007	Welding and Brazing Qualifications
ASME	ASME Sec. 8 Div 1	2007	Boiler and Pressure Vessel Code
ASCE	ASCE/SEI 7-05	2006	Minimum Design Load in Building and Other Structures
ANSI	ANSI A 14.3	2002	American National Standard for Ladders - Fixed - Safety Requirements
API	API 650	2009	Welded Steel Tank for oil Storage
API	API 521	2008	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices in Refineries
API	API 686	2009	Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design, Second Edition
API	API 618	2007	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services

**c. NORMAS DE TUBERÍA**

<b>Organización</b>	<b>Norma</b>	<b>Versión</b>	<b>Título</b>
ASME	B31.8	2007	Gas transmission and distribution piping systems
ASME	ANSI/ASME B 16.5	2009	Steel Pipe Flanges and Flanged Fitting
ASME	ANSI/ASME B 16.9	2007	Factory Made Wrought Steel but Welding Fitting
ASME	ANSI/ASME B 16.47	2006	Large Diameter Steel Flanges
ASME	ANSI/ASME B 16.11	2009	Forged Steel Fittings, Socket. Welding and Threaded
ASME	ANSI/ASME B36.10	2004	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ASME	ANSI/ASME B16.36	2009	Steel Orifice Flange

Organización	Norma	Versión	Título
API	API 1104	2008	Welding of Pipelines and related facilities
API	API RP1107	1991	Pipeline Maintenance Welding Practices
API	API 5L	2007	Specifications For Line Pipes
API	API 600	2009	Steel Gate Valves, flanged and butt-welding ends, Bolted Bonnets
API	API Spec 6D	2008	Specification for Pipeline Valves
MSS	MSS-SP-75	2008	Specifications for High Test Wrought Butt-Welding Fittings
MSS	MSS-SP-44	2006	Steel Pipe Line Flange
ICONTEC	NTC 3949	2002	Estaciones de Regulación de Presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible.

#### d. NORMAS ELÉCTRICAS

Organización	Norma	Versión	Título
ICONTEC	NTC 2050	1998 1ª Actualización	Código Eléctrico Colombiano
IEEE	ANSI/IEEE C37.13.1	2006	IEEE Standard for Definite Purpose Switching Devices for Use in Metal-Enclosed Low-Voltage
NEMA	ANSI/NEMA C84.1	2006	Electric Power Systems and Equipment -Voltage Ratings
NEMA	WC 50-1976/ICE A P-53-426	1999	Ampacities, Including Effect of Shield Losses for Single Conductor Solid Dielectric Power Cable 15 kV through 69 kV

#### e. NORMAS INSTRUMENTACIÓN

Organización	Norma	Versión	Título
ISA	ISA COMPLETE SET	2008	ISA Standards Library for Automation and Control

#### f. CÓDIGOS DE SEGURIDAD

Organización	Norma	Versión	Título
NFPA	NFPA 54	2009	National Fuel Gas Code
NFPA	NFPA – 70	2008	Standard for Electrical Safety in the Workplace
NFPA	NFPA - 10	2007	Portable Fire Extinguishers
NFPA	NFPA – 14	2008	Standard on Motion Picture and Television Production Studio Soundstages and Approved Production Facilities
NFPA	NFPA - 15	2009	Fire Safety in Racetrack Stables

### 2.5 RESTRICCIONES

- a) Toda la tubería diseñada o modificada deberá cumplir el límite de velocidad máxima de 66 ft/s y la velocidad de erosión en ft/s será, donde C es una constante empírica y  $\rho$  es la densidad de la mezcla de gas.
- b) El flujo del gasoducto se deberá interrumpir lo menos posible por lo que las conexiones se realizarán en caliente. Hot Tapping.
- c) Las partes involucradas (TGI, Promigas, Centragas,) deben llegar a acuerdos comerciales y contractuales para llevar a cabo las premisas planteadas en este

documento.

- d) Los diseños de las instalaciones del punto de conexión de la nueva estación de entrada llegan hasta la brida de entrada antes del bunker de la trampa o válvula seccionadora. Esta ingeniería no cubre el diseño de las líneas de conexión al gasoducto de Centragas.
- e) La selección de los equipos en esta ingeniería se hará de conformidad con el piping class de TGI.

### 3. BASES DEL DISEÑO

#### 3.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE

##### 3.1.1 Antecedentes

El gasoducto Ballena Barrancabermeja (18") se ampliará para un flujo de 260 MMSCFD (flujo de diseño: 330 MMSCFD), para lo cual se requiere el diseño de tres (3) nuevas estaciones de compresión (Jagua del Pilar, Curumani y San Alberto) y la ampliación de las cuatro (4) existentes (Estación Hatonuevo, Casacará, Norean y Barrancabermeja), ver ilustración No.3.

**Ilustración 2. Localización Geográfica Gasoducto Ballena – Barrancabermeja**



Además se requiere la adecuación y/o ampliación de las facilidades existentes en el Centro Operacional de Gas de Barrancabermeja – COGB para el recibo de gas proveniente del Cambo Gibraltar. Se prevén facilidades para recibir 80 MMSCFD en el sistema de baja presión y 80 MMSCFD en el sistema de alta presión, esa última se empleara en el caso que no haya consumo de esté gas en el área.

### 3.1.2 Capacidad de Diseño

Todas las estaciones de compresión serán diseñadas para un caudal máximo de 330 MMSCFD.

Para propósitos de diseño, las condiciones de operación de las estaciones de compresión serán las que se muestran en la Tabla 3-1.

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación Estaciones de Compresión Nuevas<sup>1</sup>**

<b>CONDICIONES DE OPERACIÓN</b>	<b>JAGUA DEL PILAR</b>	<b>CURUMANÍ</b>	<b>SAN ALBERTO</b>
Gas a comprimir	Guajira	Guajira	Guajira
Estado de la Estación	Nueva	Nueva	Nueva
Capacidad de diseño, MMSCFD	330	330	330
Cantidad unidades compresoras a instalar <sup>2</sup>	4	4	4
Presión máxima de operación en la descarga, psig	1200	1200	1200
Presión mínima de operación en la descarga, psig	1050	1050	1050
Presión máxima de operación en la succión, psig	850	850	850
Presión mínima de operación en la succión, psig	550	550	550

<sup>1</sup> Todos los Compresores son de Tecnología Reciprocante y con Motores a Gas

<sup>2</sup> Un Compresor como Stand-By

CONDICIONES DE OPERACIÓN	JAGUA DEL PILAR	CURUMANÍ	SAN ALBERTO
Temperatura máxima del gas en la succión, °F	89	89	89
Temperatura máxima del gas en la descarga, °F	120	120	120

### 3.1.3 Premisas De Diseño

- La estación de compresión que se considera como referencia es Jagua del Pilar, pero se aclara que la Filosofía de Operación y Diseño es similar y se aplica de la misma forma para la Estación Compresora de Curumaní y San Alberto.
- En cada una de las estaciones de compresión se considera que siempre hay un (1) filtro en stand-by, tanto en succión como en descarga al 100% de capacidad.
- En cada una de las estaciones de compresión se considera que siempre hay un (1) compresor de respaldo, y todos los equipos a instalar son de similares características.
- Se consideró un cabezal de gas combustible independiente y un cabezal de gas de arranque independiente, ambos deben tener fuente de suministro tanto de la línea de succión como de la descarga.
- Se consideró una vasija de almacenamiento para gas de arranque, con la flexibilidad de conexión como fuente de suministro tanto de la línea de succión como de la descarga.
- Se consideró un (1) compresor de aire en stand by; de igual capacidad a los requerimientos de la estación.

## **3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO**

La estación de compresión está constituida por un (1) tren de separación-filtración, sistema de compresión, sistema de alivio de presión y servicios auxiliares, todos estos sistemas están integrados por los siguientes equipos:

- 3 Slug Catcher
- 4 Válvula de Regulación de Presión
- 5 Filtro - Separador (Succión)
- 6 Compresores de Gas Natural – Aero Enfriadores
- 7 Filtro Coalescente (Descarga)
- 8 K.O Drum
- 9 Sistema de Blow Down
- 10 Sistema de Recirculación de la estación
- 11 Tea
- 12 Vasija Acumulador de Condensados
- 13 Bomba de Transferencia de Condensados
- 14 Vasija Gas Arranque de Motores
- 15 Sistema de Aire Comprimido
- 16 Sistema de Emergencia de Energía
- 17 Sistema de Medición de Gas
- 18 Sistema de Shut Down
- 19 Sistema de Control de Proceso
- 20 Sistema de Fire and Gas

### **3.2.1 Sistema de regulación de presión**

La *Válvula de Control de Presión (PV-301)*, actúa solo en caso de fluctuaciones de aumento en la presión de succión, en dicho momento se regula la entrada de la

estación, para controlar la operación de la estación y, después de ello, se normaliza la operación con la válvula de flujo paralela a la de regulación de presión.

Cuando por programación de la nominación no se requiera operar la estación, la misma se lleva por el by pass, bloqueando la línea de succión y la descarga de la estación, aguas arriba de cada una de las válvulas de Shut down de estas mismas líneas. Cuando las presiones de succión y descarga se encuentran igualadas, se abre la válvula de by pass del cabezal de la estación para que el gas siga su recorrido por flujo natural en el gasoducto.

Otra operación de control de presión, es cuando posterior a una parada de la estación se requiere colocar la estación en línea; antes de presurizar la estación y realizar la regulación, se debe cerrar el by pass de la estación, para equilibrar presiones; esto es, cuando la presión aguas abajo del gasoducto baja de 900 psig a alrededor de 700 psig, en ese momento el personal de operaciones en función del consumo se prepara para entrar la estación en línea. Se procede al llenado y presionado de las líneas y equipos de la estación, alrededor de 850 psig.

Para poner en línea los compresores se requiere hacer caer la presión a valores de operación de compresión en la succión alrededor de 600 psig, hasta que la operación de la estación completa se estabilice en sus valores normales de operación, de acuerdo con la nominación establecida.

### **3.2.2 Sistema de separación-filtración**

El gas ingresa en el *Slug Catcher (SC-JP-01)*, donde es separado cualquier líquido o slug, luego pasa al *Filtro Separador (HFS-JP-01/02)* ubicado en la línea de succión donde se filtra y separan los líquidos y polvos que contenga el gas con el fin de asegurar que a los compresores no ingrese ninguno de éstos; para ello a continuación de los filtros se dejan facilidades para en un futuro verificar y medir la

humedad del gas y analizar la composición del gas (*Cromatógrafo y Medidor de Dew Point*). Los líquidos separados en esta etapa son llevados a un *Vasija de Condensados (D-JP-01)* donde son dispuestos posteriormente en carrotanques.

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) del Slug Catcher y Filtro Separador se muestran en los Planos No. DMH-PL-P-JP-010 1/2, DMH-PL-P-JP-010 2/2.

Las características de los equipos, las condiciones de operación y diseño son las siguientes:

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación y Diseño de Equipos Slug Catcher y Filtración**

TAG	SERVICIO	CAPACIDAD	COND. DE OPERACIÓN (psig @ ° F)	COND. DE DISEÑO (psig @ ° F)
SC-JP-01	Slug Catcher	330 MMSCFD	550-850 @ 89	1320 @ 140
HFS-JP-01/02	Filtro Separador Succión	330 MMSCFD	550-850 @ 89	1320 @ 140

### 3.2.3 Sistema de compresión

El gas seco ingresa al *Scrubber* de succión de los *Compresores (C-JP-01/02/03/04)*, para retirar el líquido formado en el proceso. En esta etapa el gas es comprimido en un rango entre 1050 y 1200 psig y luego enfriado a través de un air fan cooler. Estos compresores son reciprocantes con motor a gas.

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) de los Compresores se muestran en los Planos No. DMH-PL-P-JP-020 1/1.

Las características de los equipos, las condiciones de operación y diseño son las siguientes:

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación y Diseño de Unidades de Compresión**

<b>TAG<sup>3</sup></b>	<b>SERVICIO</b>	<b>CAPACIDAD</b>	<b>CONDICIÓN DE OPERACIÓN (psig @ ° F)</b>
C-JP-01/02/03/04 <sup>4</sup>	Compresor de Gas	110 MMSCFD	Presión Succión: 550-850 @ 89 Presión Descarga: 1050-1200 @ 120

### 3.2.4 Sistema de filtración coalescente y medición

El gas comprimido pasa por un *Filtro Coalescente (VFS-JP-01/02)* donde se separan los líquidos del gas, para ello a continuación de los Filtros se dejan facilidades para en un futuro verificar y medir la humedad del gas y analizar la composición del gas (*Cromatógrafo y Medidor de Dew Point*). Los líquidos separados en esta etapa son llevados a un *Vasija de Condensados (D-JP-01)* donde son dispuestos posteriormente en carrotanques. El flujo de gas en la línea de descarga es medido con un medidor tipo *Ultrasónico (FE-601/602)*, para luego ser enviado hacia el Gasoducto y posteriormente a la siguiente Estación Compresora.

El Diagrama de Tubería e Instrumentación (P&ID) del Filtro Coalescente se muestra en el plano No.DMH-PL-P-JP-010 1/2 y DMH-PL-P-JP-010 2/2.

Las características de los equipos, las condiciones de operación y diseño son las siguientes:

<sup>3</sup> En el documento Listado de equipos del proyecto (DMH-LI-P-020) se presentan todas las características principales de los equipos.

<sup>4</sup> Se considera que todos los compresores manejan el mismo caudal.

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación y Diseño filtros coalescentes**

TAG	SERVICIO	CAPACIDAD	CONDICIÓN DE OPERACIÓN (psig @ ° F)	CONDICIÓN DE DISEÑO (psig @ ° F)
VFS-JP-01/02	Filtro Coalescente	330 MMSCFD	1050-1200 @ 120	132170

### 3.2.5 Sistema de alivio y tea

En condiciones anormales de operación de la estación, todo el gas proveniente de los relevos de las *Válvulas de Alivio de Presión (PSV`s)*; ubicadas sobre la línea de gas combustible (PSV-503), Vasija Gas Arranque Motores (PSV-501) y las provenientes de envíos de las *Válvulas de Blow Down (BDV-601/501/502)* se enviarán hacia la *Tea (FL-JP-01)*, a un cabezal común de relevo y por a través de éste al vasija de *K.O Drum (D-JP-02)*.

La tea en su parte superior, previo al quemador (Tip) tiene un Sello Molecular; el sello sirve para prevenir la entrada de aire al elevador de la tea y minimizar la posibilidad de que una mezcla explosiva se forme en la misma, lo cual puede ocasionar *flashback* o retrollama; el sello actúa como una cápsula de burbujeo mediante la cual se crea una barrera por la flotabilidad de un gas de purga más liviano que el aire, obteniéndose una zona donde la presión es mayor que la que ejerce la atmósfera.

El *K.O Drum (D-JP-02)* permite separar los líquidos provenientes del cabezal de alivio de la corriente de gas y del sistema de condensados presurizados; luego todo el gas es medido con un medidor *Ultrasónico (FE-502)* y enviado a la tea para ser quemado. El cabezal de alivio en su recorrido no puede acumular líquidos, por lo tanto va con una pendiente hacia el vasija de K.O Drum para que fluyan por gravedad los líquidos que son arrastrados por el gas (2,5 pulgadas por cada 100 pies).

El sistema de relevos a la tea incluye un cabezal de recolección de relevos, *K.O Drum (D-JP-02)*, *Bombas de Transferencia de condensados* y una *Tea (FL-JP-01)*. El K.O Drum de la tea puede recibir los relevos de las válvulas de seguridad (PSV) y blowdown (BDV) provenientes de los siguientes equipos y líneas:

- Slug Catcher (1 válvula PSV)
- Filtro Separador – Succión (2 válvulas PSV)
- Filtros Coalescentes – Descarga (2 válvulas PSV)
- Compresores de gas (válvulas PSV del paquete de compresión)
- Venteos Manuales de Compresores (válvulas del paquete de compresión)
- Vasija Gas Arranque Motores (1 válvula PSV)
- Línea de gas de arranque ( 1 válvula BDV)
- Línea de gas combustible ( 1 válvula BDV)
- Línea de gas combustible (1 válvula PSV)

El Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) del K.O Drum y Tea se muestra en el Plano No.DMH-PL-P-JP-030 1/1.

Las características de los equipos, las condiciones de operación y diseño son las siguientes:

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación y Diseño de KO Drum y Tea**

<b>TAG</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>CAPACIDAD</b>	<b>CONDICIÓN DE OPERACIÓN (psig @ ° F)</b>	<b>CONDICIÓN DE DISEÑO (psig @ ° F)</b>
D-JP-02	K.O Drum	54.3 MMSCFD	5 @ 60	50 @ 110
FL-JP-01	Tea	54.3 MMSCFD	-	-

### **3.2.6 Recirculación de la Estación**

Cuando las condiciones de operación en la succión de los compresores se encuentra disminuyendo por alto consumo del gasoducto y al mismo tiempo, dada la programación de la Estación, se pretende mantener la operación de compresión, a fin de evitar apagar compresores ó modificar revoluciones en motores, la estación cuenta con una línea de recirculación descarga - succión de toda la estación compresora, que evita y mantiene por un tiempo determinado las condiciones mínimas en la succión de compresores, evitando la operación anteriormente mencionada. Si la condición de baja presión en la succión continúa por mucho tiempo, necesariamente se requiere apagar secuencialmente compresores para mantener la operación, hasta que la situación indique la necesidad de la alineación nuevamente de más compresores. Esta operación de recirculación es la última opción de operación que se tiene dentro de la estación.

### **3.2.7 Sistema de condensados**

El sistema de condensados incluye un *Cabezal principal de Recolección de condensados presurizados*, un *Vasija de Condensados (D-JP-01)* y una *Bomba de Transferencia de Condensados (P-JP-01)*.

El cabezal principal de condensados recibe los drenajes de los siguientes equipos:

- Drenaje del Slug Catcher (SC-JP-01)
- Drenaje del Filtro – Separador (HFS-JP-01)
- Drenaje del Filtro Coalescente (VFS-JP-02)
- Drenaje de los Compresores (C-JP-01/02/03/04)
- Drenaje de los Scrubber de los compresores
- Drenaje de los sistemas de lubricación forzada de los compresores.

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) del Tanque de Condensados y la Bomba de Transferencia se muestran en los Planos No.DMH-PL-P-JP-010 1/2.

Las características de los equipos, las condiciones de operación y diseño son las siguientes:

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación y Diseño del sistema de condensados**

TAG	SERVICIO	CAPACIDAD	CONDICIÓN DE OPERACIÓN (psig @ ° F)	CONDICIÓN DE DISEÑO (psig @ ° F)
D-JP-01	Tanque de Condensados	4500 GAL	ATM @ 100	100 @ 150
P-JP-01	Bomba de Transferencia de Condensados	40 GPM	Presión Diferencial: 15 psi Potencia Hidráulica: 0.4 HP	-

### 3.2.8 Sistema de aire comprimido

El sistema de aire comprimido está compuesto por un paquete de compresión de aire con dos *Compresores*, dos *Secadores* y dos *Tanques Pulmones* uno para aire de instrumentos y otro para aire industrial y *un sistema de control*.

Se llevarán líneas de aire industrial y aire de instrumentos hasta las proximidades de cada una de las unidades de compresión y todos los sistemas que lo requieran.

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) del Sistema de Aire Comprimido se muestran en los Planos No.DMH-PL-P -020 1/1 y DMH-PL-P-JP-020 1/1).

Las características de los equipos, las condiciones de operación y diseño son las siguientes:

**Tabla 0-1 Condiciones de Operación y Diseño de Paquetes de Aire Comprimido**

<b>TAG</b>	<b>SERVICIO</b>	<b>CAPACIDAD</b>	<b>CONDICIÓN DE OPERACIÓN (psig @ ° F)</b>	<b>CONDICIÓN DE DISEÑO (psig @ ° F)</b>
CA-JP-01/02	Compresor de aire	196 SCFM	110 @ 105	-
D-JP-05	Vasija acumulador Aire Instrumentos	115 ft <sup>3</sup>	70 - 110 @ 105	135 @ 160
D-JP-06	Vasija acumulador Aire Industrial	19 ft <sup>3</sup>	70 - 110 @ 105	135/160

### 3.2.9 Sistema de gas combustible, arranque y piloto a Tea

- Gas Combustible y Arranque

El sistema de gas combustible y gas de arranque de motores está conformado por un cabezal independiente que tiene fuente de suministro desde la línea de succión y desde la línea de descarga; de aquí salen líneas para gas combustible y gas de arranque las cuales son reguladas a 150 psig. El gas de arranque, es almacenado en una *Vasija Gas Arranque Motores (D-JP-04)* para asegurar el suministro de gas de arranque con capacidad para todos los motores. El flujo de gas combustible será medido con un medidor de tipo *Coriolis (FE-501)*.

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) del Sistema de gas combustible y arranque se muestran en los Planos No.DMH-PL-P-JP-010 2/2.

- Gas a Pilotos de la Tea (Pilotos y Sistema de encendido)

Para el encendido de la tea se cuenta con *Pilotos* ubicados en el quemador de la tea, que requieren una fuente de gas. Adicionalmente se requiere llevar gas combustible al sistema de encendido de Pilotos (ó Generador de llama); por lo tanto, en los límites de la estación, sobre la línea de descarga, aguas abajo del

cheque sale una línea que cubre los requerimientos de gas para los servicios de la tea (Pilotos y Sistema de encendido).

Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) del Sistema de gas piloto, se muestran en los Planos No.DMH-PL-P-JP-010 1/2. DMH-PL-P-JP-030 1/1.

- Bombas de transferencia de condensados.

Para llevar los condensados desde el KO Drum al tanque de condensados se utilizará una bomba tipo Diafragma-Neumática en un arreglo de dos bombas una en operación y otra en stand by.

- Agua Industrial

El agua lluvia que se pueda acumular en el shelter de los compresores es recogida y enviada hacia un Tanque enterrado y es la que se utiliza en los servicios de la Estación (agua para baños, agua industrial etc); si no hay disponibilidad de agua lluvia se ha previsto recibir agua por carrotanques; posteriormente mediante una *Bomba del tipo Diafragma-Neumática* se lleva agua hacia los diferentes usuarios, como a las estaciones de servicio previstas en los límites de cada compresor.

El diseño del sistema de agua es parte del alcance de la especialidad Civil y se muestra en el documento DMH-IN-C-020.

### **3.3 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN**

#### **3.3.1 Recibo, Filtración y Medición de Gas**

El gas que es transportado por el gasoducto ingresa por la línea de succión a la estación, de compresión donde se mide la presión y la temperatura. Sobre esta línea se encuentra una válvula ON/OFF de flujo (FV-301) y en el bypass de ésta una *válvula reguladora (PV-301)* que permite regular la presión en caso de fluctuaciones

de aumento en la presión de succión, actúa cuando la presión medida por el *PIT-301* ubicado en el loop de la succión sobrepasa los valores de ajuste de operación mínima de presión de succión de los compresores, ajustando la presión en los valores requeridos. Esta válvula se utiliza para regular la presión y crear un diferencial de presión para el arranque de los compresores, una vez estén todos los compresores requeridos en línea, se abre la válvula de bola automatizada (*FV-301*) y se cierra la válvula de regulación de presión (*PV-301*) dando paso continuo al flujo y evitando así pérdida de energía a través de la válvula de regulación.

Otra operación de control de presión, es cuando posterior a una parada de la estación se requiere colocar la estación en línea; antes de presurizar la estación y realizar la regulación, se debe cerrar el by pass de la estación, para equilibrar presiones; esto es, cuando la presión aguas abajo del gasoducto baja de 900 psig a alrededor de 700 psig, en ese momento operaciones en función del consumo se prepara para entrar la estación en línea. Se procede al llenado y presionado de las líneas y equipos de la estación, alrededor de 850 psig.

Para poner en línea los compresores se requiere hacer caer la presión a valores de operación de compresión en la succión alrededor de 600 psig, hasta que la operación de la estación completa se estabilice en sus valores normales de operación, de acuerdo con la nominación establecida.

De aquí el gas pasa por un *Slug Catcher (SC-JP-01)* donde se separan gas y líquido, el retiro de líquidos se lleva a cabo por la parte inferior del *Slug Catcher* mediante el lazo de control compuesto por un *controlador (LIC-805)* que manipula la *válvula de control (LCV-805)*, ubicada sobre la línea de condensados, este fluido es llevado por un cabezal hasta el cabezal principal de condensados presurizados y serán conducidos al *KO Drum* para estabilizarlos. Se cuenta con alarmas de alto nivel (*LAH*), alto-alto nivel (*LAHH*) y bajo-bajo nivel (*LSLL*) para control de los condensados.

En el Filtro de succión se encuentra un *medidor de presión diferencial (PDIT-801/802)* que proporciona una medida de  $\Delta P$  (psig) indicando en qué momento se debe hacer el cambio de los elementos filtrantes del filtro principal, además se tiene una alarma por alta presión diferencial (PDI-801/802) con señal al sistema de shutdown, esta alarma indica al operador la necesidad de cambiar el filtro en operación por el filtro de stand-by y realizar el respectivo mantenimiento al filtro con indicación de alarma.

Adicionalmente en el Filtro de succión también se encuentra un *medidor de presión (PIT-802/803)* con alarma de alta presión al sistema de shutdown, *dos visores de nivel (LG)*, dos switches de bajo-bajo nivel (LSLL) con alarma y cuatro switches de alto-alto nivel (LSHH), dos *switches de alto-bajo nivel (LSHL)* que envían una señal al *controlador de nivel (LIC-801-804)* que manipulan la *válvula de control (LV-801-804)* la cual permite el envío de los líquidos por un cabezal hasta el cabezal principal de condensados presurizados). Se dejaron las respectivas facilidades en tubería para cambiar de operación a stand- by cada uno de los filtros.

Como protección por expansión térmica en cada uno de los Filtros Separadores se tienen *válvulas de alivio (PSV's)*, que en caso de dispararse envían el gas por el cabezal hacia la tea.

El gas sale de los filtros y a continuación se dejaron las respectivas facilidades para conexión futura del *medidor de Dew Point y Cromatógrafo* en línea.

A continuación se mide el flujo de gas a través de 1 *medidores ultrasónicos* (4 trayectorias). El medidor (FE-801) presenta alarma por alto y bajo flujo con señal al sistema de shutdown. De la misma manera los PIT-805/806 (asociados a la medición de flujo) presentan alarma por baja y alta presión con señal al sistema de shutdown.

**3.3.1.1 Seguridad y Alarmas:** Sobre la línea de succión se ubica el PIT-801 con alarma por alta y baja presión que acciona la *válvula de shutdown (SDV-801/601/501/502)*, alta presión generada por acciones como el cierre de válvulas aguas arriba de la estación de compresión, aumento de la presión de descarga por la estación aguas arriba e inadecuada manipulación del bypass de la estación. Baja presión por acciones como baja entrega del productor, mayor consumo de gas agua arriba, rotura de líneas aguas arriba, etc.

El *Slug Catcher* tiene una alarma de alto-alto nivel (LSHH) que acciona la válvula de shutdown (SDV-01/02), esto con el fin de evitar que se arrastren líquidos con el gas.

Los *Filtros-Separadores (HFS-JP-01/02)* tienen una alarma de alto-alto nivel (LSHH) que acciona las válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502), esto con el fin de evitar que pasen líquidos a los compresores.

Sin embargo las *válvulas de shutdown (SDV-801/60/501/502)* también puede ser accionadas en caso de fuego (Fire & Gas), falla por aire y accionamiento manual.

En operación normal las *válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502)* permanecen abiertas, en caso de alguna contingencia estas válvulas se cierran. Solo en caso de incendio el gas contenido en la estación deberá evacuarse por las *válvulas de blowdown (BDV-601/501/502)* para las líneas de descarga y gas combustible o por el compresor para la línea de succión, que envían el gas hacia el cabezal de la tea.

### **3.3.2 Sistema de Compresión de Gas**

Después de que el gas ha sido filtrado, separado y medido se comprime. Sobre la línea de succión de los *Compresores (C-JP-01/02/03/04)* se encuentra una *válvula de flujo (FV-402/404/406/408)* que permite el ingreso del gas a los Compresores,

estas válvulas tienen un bypass con una válvula (FV-401/403/405/407) de 2" para permitir la presurización de las líneas. Esta operación de las válvulas de By-pass de 2" y de la válvula principal de succión de 12" se puede realizar desde la sala de control, por medio del controlador principal de proceso.

El gas seco ingresa en la succión de cada Compresor pasando por un Scrubber Vertical que separa el condensado del gas . El gas ingresa en el Compresor para ser comprimido hasta una presión entre 1050 y 1200 psig y luego ser enfriado a través de un Air Fan Cooler. En la línea de descarga se ubica un PIT y TIT con alarma de alto y con señal al sistema de shutdown de los compresores.

Estos compresores son tipo reciprocantes accionados con motores reciprocantes a gas natural, La unidades de compresión estarán operando de acuerdo a los requerimientos de los consumidores y condiciones del gasoducto y siempre estará disponible un (1) compresor en stand-by.

**3.3.2.1 Seguridad y Alarmas:** El paquete de compresión (motor-compresor-cooler) viene equipado con una gran cantidad de sistemas de seguridad y alarmas, las cuales se manejan desde el panel de control (Altronic) para las variables del compresor y el motor trae como sistema de control de fábrica un controlador Adem III.

El compresor tiene su propio sistema de *válvulas de alivio (PSV's)* que están incluidas dentro del paquete de compresión una PSV en la succión del compresor y otra PSV a la descarga del compresor, además de las válvulas de alivio del sistema de gas de arranque y del sistema de gas combustible. Adicionalmente, los Compresores tienen su propio de recirculación de gas y sistema de shutdown, que hace parte del paquete de compresión.

### 3.3.3 Filtración y Medición de Gas de Descarga

El gas que ya ha sido comprimido pasa por los *Filtros Coalescentes* en la descarga de la estación. En el Separador se encuentra un *medidor de presión diferencial (PDIT)* que proporciona una medida de  $\Delta P$  (psid) indicando en que momento se debe hacer el cambio de los elementos filtrantes del separador, además se tiene una alarma por alta presión diferencial (PDI-601/602) con señal al sistema de shutdown, esta alarma indica al operador la necesidad de cambiar el filtro en operación al de stand-by y realizar el respectivo mantenimiento al filtro con indicación de alarma.

También se encuentra un *medidor de presión (PIT-602/603)* con alarma de alta presión al sistema de shutdown, *dos visores de nivel (LG)*, cuatro *switches de alto nivel (LSHH)* y dos *switches de alto-bajo nivel (LSHL)* que envían una señal al *controlador de nivel (LIC-601-604)* que manipulan la *válvula de control (LV-601-604)* la cual permite el envío de los líquidos hacia el cabezal principal de condensados presurizados y desde allí al KO Drum para ser estabilizados. Se dejaron las respectivas facilidades en tubería para cambiar de operación a stand-by cada uno de los filtros.

Como protección cada uno de los Filtros Coalescentes se tiene una *válvula de alivio (PSV)*, que en caso de dispararse envía el gas por el cabezal hacia la tea. El gas sale de los filtros y a continuación se dejaron las respectivas facilidades para conexión futura del *medidor de Dew Point* y *Cromatógrafo* en línea.

A continuación se mide el flujo de gas a través de 1 *medidores ultrasónicos* (4 trayectorias). El medidor (FE-601) presenta alarma por bajo flujo con señal al sistema de shutdown. De la misma manera los PIT-601/604 (asociados a la medición de flujo) presentan alarma por baja presión con señal al sistema de

shutdown y los TIT (601/602) presenta alarma por baja temperatura con señal al sistema de shutdown.

**3.3.3.1 Seguridad y Alarmas:** Los *Filtros-Separadores (VFS-JP-01/02)* tienen una alarma de alto-alto nivel (LSHH) que acciona las válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502), esto con el fin de evitar que se arrastren líquidos con el gas.

En la medición de la línea de descarga se ubica el PIT-601/604 con alarma por bajo nivel de presión que acciona la *válvula de shutdown (SDV-801/601/501/502)*, baja presión generada por acciones como rotura de líneas aguas abajo de la estación, cierre de válvulas, etc.

Sin embargo las *válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502)* también puede ser accionadas en caso de fuego (Fire & Gas), falla por aire y accionamiento manual.

En operación normal las *válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502)* permanecen abiertas, en caso de alguna contingencia estas válvulas se cierran. Solo en caso de incendio el gas contenido en la estación deberá evacuarse por las *válvulas de blowdown (BDV-601/501/502)* para las líneas de descarga y gas combustible o por el compresor para la línea de succión, que envían el gas hacia el cabezal de la tea.

#### **3.3.4 Sistema de Alivio Y Tea**

En el vasija de *K.O Drum (D-JP-02)* se encuentra un *medidor de presión (PI-503)*, un *switch de alto-alto nivel (LSHH)*, un *visor de nivel (LG)* y un *transmisor de nivel (LIT-502)* con una alarma de alto nivel, los condensados recuperados en esta vasija son enviados al tanque de condensados a través de una bomba de diafragma con accionamiento neumático).

Cuando el nivel del K.O Drum llega a un nivel alto, el *switch de nivel alto-bajo* (LSHL) envía una señal de alto nivel al *controlador de nivel* (LIC-505) para que arranque la bomba neumática y transfiera el condensado ya estable hacia el Tanque de Condensados y cuando el *switch de nivel* (LSHL) envía una señal de bajo nivel al *controlador* y envía la señal de apagado a la bomba neumática.

El flujo de gas que sale del K.O Drum es medido a través de un *medidor Ultrasónico*, luego es enviado a la tea donde es quemado. La tea tiene un sistema de pilotos; para el encendido del piloto se cuenta con un *encendedor electrónico* (XS) que inicia el piloto. Para su monitoreo y control cuenta con un *sensor de temperatura* (BSL) localizado cerca del piloto que transmite su señal al panel de control para indicar si está prendido o apagado.

El gas al piloto está controlado por la *válvula de presión* (PCV-506) y por el *indicador de presión* (PI-507) en la línea de gas al piloto.

El gas que va hacia la válvula LV-501 es controlado por la *válvula de presión* (PCV-508) y por el *indicador de presión* (PI-506).

**3.3.4.1 Seguridad y Alarmas:** En el *K.O Drum* (D-JP-02) se cuenta con un switch de alto-alto nivel (LSHH) que acciona las válvulas de shutdown (SDV-01/02), esto con el fin de evitar que se arrastren líquidos hacia la *Tea* (FL-JP-01).

En la línea de gas piloto a la tea se tiene un *switch de baja presión* (PSL) que envía una señal de baja presión al controlador de combustión enviando la estación a shutdown.

En la tea se tienen detectores de llama (BSL) que envían alarma cuando se apaga la tea, esta alarma acciona las válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502). El sistema de pilotos de tea (2 pilotos) estima que cuando un piloto se apague, llegue

una alarma al controlador principal de proceso, para lo cual el operador deberá tomar acción inmediata de restablecer la condición operativa del piloto. Cuando los dos pilotos de la tea se apagan, la estación de compresión deberá ir a Shut Down sin necesidad de ventear la estación.

Sin embargo las *válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502)* también puede ser accionadas en caso de fuego (Fire & Gas), falla por aire y accionamiento manual. En operación normal las *válvulas de shutdown (SDV-801/601/501/502)* permanecen abiertas, en caso de de alguna contingencia estas válvulas se cierran. Solo en caso de incendio el gas contenido en la estación deberá evacuarse por las *válvulas de blowdown (BDV-601/501/502)* para las líneas de descarga y gas combustible o por el compresor para la línea de succión, que envían el gas hacia el cabezal de la tea.

### **3.3.5 Recirculación de la estación**

*La válvula de recirculación (PV-302)* actúa cuando la presión medida por el PIT-301 ubicado en el loop de succión presenta valores por debajo de los sugeridos para evitar apagar compresores o modificar revoluciones en los motores. Siempre y cuando la *válvula PV-301* ubicada en la succión se encuentre totalmente abierta, la *válvula de recirculación (PV-302)* mantendrá la presión en el loop de succión en los rangos recomendados (alrededor de 580-600 psig).

Si la condición de baja presión en la succión continúa por mucho tiempo, necesariamente se requiere apagar secuencialmente compresores para mantener la operación, hasta que la situación indique la necesidad de la alineación nuevamente de más compresores.

### 3.3.6 Servicios Auxiliares

**3.3.6.1 Sistema de condensados:** En el *Tanque de Condensados (D-JP-01)*, recoge los condensados ya estabilizados en el KO Drum y los condensados enviados desde el skimmer, este tanque tiene un *visor de nivel (LG)*, un *transmisor de nivel (LIT-501)* y una *alarma por alto nivel (LAH)*. El tanque de condensados se encuentra a presión atmosférica.

Como protección del Tanque de Condensados se tiene una válvula de presión y vacío (PSVE) con un set de presión de 0.5 oz/in<sup>2</sup> y de vacío 0.5 oz/in<sup>2</sup>, que se dirige hacia un venteo seguro.

**3.3.6.2 Sistema de aire comprimido:** El paquete de aire comprimido está conformado por dos compresores de aire tipo tornillo, dos secadores, y dos vasijas de almacenamiento de aire (*pulmones*). El compresor está controlado por un *hand switch (HS)* que inicia el funcionamiento del compresor principal o el de stand-by cada uno deberá contar con un panel, el cual envía sus señales de control y alarmas al cuarto de control en caso de mal funcionamiento del conjunto de compresores o secadores.

La filosofía de operación del paquete de aire comprimido, estima un arreglo líder esclavo, en el cual uno de los compresores estará siempre en línea y el otro en *están-by*, pero controlados por el sistema de control del paquete de aire. Cuando la presión en el sistema es mantenida a la presión normal de operación (150 psi) el compresor principal estará en línea ya sea cargando el sistema o recirculando. Una vez la presión del sistema baje por debajo del set mínimo de presión, el compresor esclavo entrará automáticamente en operación, para suplir la necesidad de flujo de aire y saldrá de línea cuando la presión del sistema alcance el valor de presión normal de operación.

Si llega a presentarse un mal funcionamiento de los equipos del sistema de compresión, debe enviarse una señal al sistema de shutdown que detiene por completo el funcionamiento de la planta y despresuriza todos los equipos enviando el gas hacia la tea.

### 3.3.6.3 Sistema de gas combustible, arranque y piloto

- Gas combustible y arranque

El sistema de gas combustible y arranque de motores está conformado por un cabezal independiente que tiene fuente de suministro la línea de succión y desde la línea de descarga de la estación; de aquí salen líneas para gas combustible y gas de arranque que son reguladas; el gas combustible es regulado con una *válvula de control de presión* (PCV-501/504) para luego ser medido con un *medidor coriolis* (FE-501). El gas de arranque es regulado con una *válvula de control de presión* (PCV-502/505) para luego ser enviado a la vasija de *Gas Arranque de Motores* (D-JP-04).

Se ha diseñado un sistema redundante de válvulas auto reguladas, tanto para el suministro desde la línea de succión como de descarga (PSV-509/510). Normalmente las unidades de compresión recibirán gas desde la línea de descarga de la estación la cual tiene mejor condición de presión y temperatura, Sin embargo cuando la estación va a ser iniciada por primera vez o después de una parada general, se habilitará el sistema de gas combustible y gas de arranque desde la succión de la estación.

Como protección del Vasija Gas Arranque Motores se tiene una válvula de presión y vacío (PSV-501) con un set point de 225 psig, que en caso de dispararse envía el gas por el cabezal hacia la tea.

Como protección de la línea de gas combustible se tiene una válvula de presión y vacío (PSV-503) con un set point de 175 psig, que en caso de dispararse envía el gas por el cabezal hacia la tea.

✓ Seguridad y alarmas

Sobre la línea de gas combustible y gas de arranque regulados se encuentra una *válvula de shutdown* (SDV-501/502), las cuales puede ser actuadas por las acciones ya mencionadas. Sin embargo las *válvulas de shutdown* (SDV-501/502) también puede ser accionadas en caso de fuego (Fire & Gas), falla por aire y accionamiento manual.

En operación normal las *válvulas de shutdown* (SDV-801/601/501/502) permanecen abiertas, en caso de de alguna contingencia estas válvulas se cierran. Solo en caso de incendio el gas contenido en la estación deberá evacuarse por las *válvulas de blowdown* (BDV-601/501/502) para las líneas de descarga y gas combustible o por el compresor para la línea de succión, que envían el gas hacia el cabezal de la tea.

- Gas a Piloto de la Tea

El gas a piloto tiene como fuente de suministro la línea en la descarga, este es regulado a través de una *válvula reguladora de presión* (PCV-503/502), luego es medido con un *medidor tipo coriolis* (FE-504), este tiene alarma por alto flujo con señal al sistema de shutdown. De la misma manera el PIT-505 (asociado a la medición de flujo) presentan alarma por alta y baja presión con señal al sistema de shutdown.

En la base de la tea este gas es nuevamente regulado a través de una *válvula reguladora* (PCV-506).

✓ Seguridad y Alarmas

En la línea de gas piloto a la tea se tiene un *switch de baja presión* (PSL) que envía una señal de baja presión al controlador de combustión enviando la estación a shutdown.

Sin embargo las *válvulas de shutdown* (SDV-801/601/501/502) también puede ser accionadas en caso de fuego (Fire & Gas), falla por aire y accionamiento manual.

En operación normal las *válvulas de shutdown* (SDV-801/601/501/502) permanecen abiertas, en caso de de alguna contingencia estas válvulas se cierran. Solo en caso de incendio el gas contenido en la estación deberá evacuarse por las *válvulas de blowdown* (BDV-601/501/502) para las líneas de descarga y gas combustible o por el compresor para la línea de succión, que envían el gas hacia el cabezal de la tea

**3.3.6.4 Sistema de SD y F&G.** La estación de compresión está dotada de un sistema robusto integrado por tres controladores los cuales permiten realizar una operación automática de la planta y una operación segura de todos los sistemas que componen las estación de compresión.

- Controlador Principal

El controlador principal de proceso, recibe todas la señales de campo, vigila su operación y funcionamiento normal y actúa como laso cerrado al detectar una desviación en los set de las variables de proceso.

Este controlador principal de proceso esta normalmente operado por el operador de sala de control quien tiene a su cargo la operación total de la planta en forma automática. A este controlador de proceso están conectados el sistema de Shut Down y el Sistema de Fire & Gas.

- Controlador de Shut Down.

A este sistema están conectadas las señales de campo que en la matriz de causa efecto se han determinado como señales de parada de emergencia. El lazo de control dará una señal de activación de las válvulas de Shut Down de acuerdo al sistema en emergencia, ya sea para parada de la estación actuando las válvulas principales de SD a la entrada y salida de la planta y/o parada de emergencia de las válvulas de Shut Down de los sistemas de gas combustible y gas de arranque. Al igual controlará las válvulas de succión de cada una de las unidades de compresión.

- Sistema de Fire & Gas

La estación de compresión cuenta con un sistema de Fire & Gas de última tecnología, el cual se encargará de vigilar cualquier desviación en la integridad de la planta. Este sistema tendrá sensores de fuego y gas ubicados en el shelter de compresor y en el área de procesos cerca de los filtros de succión y descarga de la estación. Además cuenta con sensores de gas en las oficinas y taller de la planta.

El sistema de Fire & Gas funciona cuando el detector de gas detecta presencia de gas en su área a un LEL de 40%, emitiendo una alarma en la consola de F&G ubicada en la sala de control y en la pantalla del sistema de control principal, El operador deberá tomar acción sobre este evento y corregir la condición anormal de la estación. Cuando uno o más detectores de gas detecten presencia de gas en su área a valores de 100% LEL, el controlador enviará una señal de parada (Shut Down) a la unidad donde se está presentando esta fuga de gas. El operador deberá tomar acción y restablecer la planta a condiciones seguras de operación.

Un tercer evento siendo el más crítico es cuando cualquier sensor de llama detecta presencia de llama (incendio) en cualquier área de la planta, entonces el controlador emitirá una señal al sistema de Shut Down, enviando la planta a parada general de emergencia y actuando las válvulas de Blow Down, para despresurizar la estación

por medio de la tea. El operador deberá tomar acción correctiva y llevar la planta a condiciones normales de operación.

## **4. ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO**

### **4.1 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL**

#### **4.1.1 Condiciones Generales de las Unidades de Compresión**

El paquetizador de las unidades de compresión para las nuevas estaciones debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Suministro de unidades de compresión de gas natural nuevas de tecnología reciprocante, tanto el motor como el compresor.
- Garantía de correcto funcionamiento de las unidades de compresión y sus partes mínimo por un año, incluyendo elementos como pistones, culatas, bearing, y anillos, del conjunto motor compresor y por mínimo tres (3) años para cigüeñales, árboles de levas, bielas, barras y cilindros, del conjunto motor-compresor.
- Transportes internacionales y nacionales de todas las unidades de compresión, asegurando su preservación durante todos los trayectos.
- Realizar la nacionalización y tramitar la importación de todas y cada una de las unidades de compresión.
- Realizar el Montaje, Precomisionamiento, Comisionamiento y puesta en operación de las unidades de compresión suministradas en cada una de las nuevas estaciones.

- Realizar estudios para el control de pulsaciones, vibraciones y análisis torsional para todas las nuevas unidades de compresión.
- Presentar para revisión los planos de diseño del paquete motor-compresor-cooler para asegurar que las dimensiones en los diseños mecánicos elaborados por el constructor permitan la conexión de las diferentes líneas de flujo (línea de succión, línea de descarga, línea de gas de arranque, línea de gas combustible, línea de suministro de agua, aire, etc) requeridas para el normal funcionamiento de las nuevas unidades de compresión.
- Realizar mediante personal especialista en campo en cada frente de trabajo para supervisar y controlar el proceso de izaje, montaje, anclaje, nivelación, alineación, aplicación de grouting, de cada una de las unidades de compresión y conexión de cada una de las líneas de flujo (línea de succión, línea de descarga, línea de gas de arranque, línea de gas combustible, línea de suministro de agua, aire, etc) requeridas para el normal funcionamiento de las unidades de compresión. El trabajo de izaje, montaje, anclaje, nivelación, alineación, aplicación de grouting y conexión de los equipos de compresión a las diferentes líneas de flujo de la estación será realizada por el constructor de la estación compresora. El constructor deberá atender y cumplir las observaciones, solicitudes y recomendaciones impartidas por el personal de campo del proveedor de los Equipos de compresión, por medio de LA EMPRESA, que acompañará los trabajos de izaje, montaje, anclaje, nivelación, alineación, aplicación de grouting y conexión de cada una de las nuevas unidades de compresión.
- Realizar el Start Up con personal especializado y asegurar el correcto funcionamiento del equipo durante sus pruebas de arranque en vacío y pruebas de arranque con carga, solucionando en el menor tiempo posible cualquier inconveniente de falla en cada una de las unidades de compresión de gas.

#### **4.1.2 Especificaciones Técnicas y Requerimientos generales de los paquetes de compresión**

Las unidades de compresión deberán ser de tecnología recíproca tanto el motor como el compresor, que el motor utilice como combustible gas natural de la misma cromatografía que el gas a ser comprimido por el compresor principal y con aerofriador para agua de camisas, aceite lubricante y gas de proceso en un solo paquete y a su vez utilizando energía del mismo motor.

- Unidades de compresión para las estaciones: Motores Caterpillar o Waukesha con potencias mayores a 2200 HP con Compresores Ariel.

El total de los equipos ofertados para cada estación deberán contar con la suficiente capacidad de compresión para cumplir las condiciones de operación propias de cada estación y además contar con una unidad de compresión de respaldo de la misma capacidad de las instaladas.

Para las estaciones de compresión nuevas todas las unidades ofrecidas deben tener la misma marca de motor y compresor.

**4.1.2.1 Consideraciones para la realización de las simulaciones:** Para el caso de las nuevas unidades de compresión, se requiere que en las simulaciones de las mismas se considere la potencia para los equipos auxiliares, de acuerdo a los Data Sheet de los aerofriadores, los cuales deberán ser suministrados como parte del paquete.

- Para los equipos con potencia nominal mayor a 2200 HP y menor o igual a 2225 HP, se deberá tener en cuenta una potencia para equipos auxiliares de 150 HP.

- Para los equipos con potencia nominal mayor o igual 3300 HP, se deberá tener en cuenta una potencia para equipos auxiliares de 200 HP.
- En la realización de las simulaciones de cada uno de equipos se deberá tener en cuenta un porcentaje de pérdida de presión del 1% desde el cabezal de succión hasta la brida de entrada a cada uno de los compresores.
- Para las estaciones nuevas, El OFERENTE deberá tener en cuenta al momento de realizar la simulación de las unidades de compresión que no se podrá exceder la potencia disponible del motor cuando se requiera operar el compresor con los bolsillos de volumen variable cerrados.

Cada unidad de compresión debe estar conformada por el motor a gas, compresor recíprocante de una sola etapa de compresión, sistemas y equipos auxiliares, equipo de enfriamiento (cooler), patín (skid), scrubber, botellas, sistema de control y monitoreo de las variables importantes del conjunto motor-compresor y que sea compatible con el sistema de instrumentación y control existente o a instalar en las estaciones compresoras; tubería, accesorios, válvulas y demás equipos y accesorios auxiliares requeridos para su correcto funcionamiento y para conectar las unidades de compresión en los límites del patín (skid) a las líneas de flujo (Succión, descarga. Gas combustible, gas de arranque, líneas de tea, aire de instrumentos y demás requeridas) de cada una de las estaciones. Cada unidad de compresión debe contar con los elementos necesarios y equipos auxiliares (Silenciadores para atenuación de ruido de alto desempeño) para disminuir el nivel de ruido generado por el conjunto motor- compresor a límites admisibles de 85 dB Nivel de ruido dentro de la estación, medidos a 5 metros de la fuente y 75 dB Nivel de ruido dentro de la estación, medidos a 15 metros de la fuente.

Todas las unidades de compresión deberán entregarse debidamente pintadas, con mínimo dos capas de pintura libre de defectos que permita proteger a las unidades al trabajar a la intemperie.

Cada una de las unidades de compresión deberá estar equipada con un sistema de control y monitoreo electrónico (modulo) que permita extraer y monitorear desde el cuarto de control de la estación las variables importantes del conjunto motor-compresor.

No se aceptará que las unidades de compresión tengan componentes, equipos o materiales usados o re manufacturados a cero horas y todos los elementos deberán ser originales de la casa matriz.

#### **4.1.3 Condiciones de Operación**

Las unidades de compresión deben ser seleccionadas, diseñadas y paquetizadas para que puedan operar correctamente en cualquier punto contenido dentro del rango de operación descrito para las estaciones en la tabla 3.1. Las unidades de compresión a suministrar (motor-compresor) y sus sistemas y equipos auxiliares tales como cooler, scrubber, botellas de succión y descarga, válvulas, tuberías, sistemas de control y monitoreo deberán ser diseñados para un rango de presión de operación en la succión desde 550 psig a 850 psig y un rango de presión de operación en la descarga desde 1050 psig a 1200 psig.

#### **4.1.4 Cromatografía de gas de proceso y gas combustible**

La composición del gas que será comprimido y que se utilizará como combustible para los motores, es la siguiente:

Para todas las unidades de compresión nuevas a ser instaladas en el proyecto de expansión Ballena- Barrancabermeja el gas a ser comprimido tiene la cromatografía del gas Guajira:

**Tabla 0-1 Cromatografía Gas Guajira**

<b>Cromatografía Gas Guajira</b>	
<b>Componente</b>	<b>Fracción Molar (%)</b>
<b>Metano</b>	98,0368%
<b>Etano</b>	0,2740%
<b>Propano</b>	0,0492%
<b>n-Butano</b>	0,0070%
<b>i-butano</b>	0,0162%
<b>n-Pentano</b>	0,0009%
<b>i-pentano</b>	0,0058%
<b>Hexano</b>	0,0131%
<b>Dióxido de Carbono</b>	0,0376%
<b>Nitrógeno</b>	1,5594%
<b>Total</b>	100,0000%
La gravedad específica típica para este gas es de 0,56	

#### **4.1.5 Características de los motores recíprocos a gas combustible**

Los motores a gas deben incluir las siguientes características y venir equipados con los siguientes sistemas y elementos: (dadas en inglés):

- **Complete fuel gas system, including:**
  - High pressure fuel gas regulator

- Gas supply shut off valve
- Fuel gas block valve
- Gas strainer
- Low pressure fuel gas relief valve
- Fuel gas filter
  
- **Complete start gas system, including:**
  - High pressure fuel gas regulator
  - Air-gas starter
  - Starter relay gas valve
  - Starter lubricator
  - Gas strainer
  - Start gas block valve
  - Start gas regulator
  - Start gas relief valve
  
- **Complete engine cooling system, including:**
  - High coolant temperature sensor
  - Jacket water pump
  - High jacket water coolant level sensor
  - High auxiliary water coolant level sensor
  - Aftercooler water thermostats and housing
  - Compartment coolant surge tanks
  
- **Complete engine exhaust system assembly, including:**
  - Silencer ( for low noise), to be mounted on top of the cooler
  - Flexible exhaust connection
  - Exhaust piping (Carbon steel) with on-skid piping support
  - Exhaust line thermal barrier

- **Complete engine lubrication system, including:**
  - Drain valve
  - Oil filter drain valve
  - Cooler drain valve
  - Duplex Oil filters
  - Lube pump
  - Engine oil make-up tank
  - High oil temperature sensor
  - Low oil pressure sensor
  - Special tools from the engine manufacturer (Herramientas especiales del fabricante del motor)
  - Ignition system
  - Combustion air intake piping with on-skid piping support
  - If needed, off-skid intake and exhaust support structures
  - Engine air intake filter stand, shipped loose for mounting off skid
  - Advanced digital engine management system
  - Vibration switch
  - Flywheel / Flywheel housing
  - Drawing all systems
  - Manual de operación y mantenimiento en español

#### **4.1.6 Características de los compresores**

Los compresores deben incluir los siguientes sistemas y venir equipados con ellos: (características dadas en inglés):

- Compressor frame with pressure lubrication system, including:
  - Main oil pump driven from crankshaft with relief valve
  - Manual oil pump priming pump
  - Full flow filter with Inlet and outlet pressure gauges

- Cylinders with variable volume clearance pockets for compressor capacity control.
  - Horizontal Cylinders, balanced and placed at both sides of the frame
  - Plate type valves non metallic.
  - Speed rating (maximum and minimum speed)
  - Special tools from the compressor manufacturer (Herramientas especiales del fabricante del compresor, utilizadas en el mantenimiento de los equipos)
- Complete oil lubrication system for compressor and cylinders, including:
    - Oil cooler for compressor crankcase oil
    - Overhead Oil tank
- Crankcase and lubricator make-up oil / drain assembly, including:
    - Supply tank
    - Level gauge
    - Crankcase level regulator
    - Drain valves
    - Pre-lube oil pump assembly
    - Duplex oil filter
    - High lube oil temperature instrumentation
    - Low lube oil pressure instrumentation
    - Local lube oil instrumentation
    - Interconnecting oil piping and associated valves, vents, drains
    - Vibration switch
    - As built parts book
    - Manuales de operación y mantenimiento en Español

#### **4.1.7 Características de los equipos de enfriamiento o intercambiadores de calor (Coolers)**

Los intercambiadores de calor (Coolers) deben ser accionados por el mismo motor a gas de la unidad de compresión. Cada intercambiador debe incluir switch de vibración, manómetros indicadores de presión de entrada y salida al igual que termocuplas para medir la temperatura a la entrada y salida del gas. Todas las variables deben estar conectadas y visualizadas en el panel de control.

*Todos los aeroenfriadores (Cooler) a suministrar para cada una de las unidades de compresión deberán ser fabricados bajo el estampe ASME.*

Los intercambiadores de calor para las estaciones nuevas, deben ser seleccionados de acuerdo al los requerimientos del las máquinas nuevas y a las condiciones de operación propias de cada estación.

El número de ventiladores y las dimensiones requeridas de los enfriadores deben ser determinados por el paquetizador garantizando que la temperatura de descarga de gas esté de acuerdo con los requerimientos del RUT es decir 120\* F

#### **4.1.8 Características de los equipos auxiliares de las nuevas unidades de compresión**

- **Patín (skid)** (características dadas en inglés):
  - Skid to include lifting lugs at each end, anchor bolts and jacking nuts
  - Containment barrier around perimeter of skid with drain connections

- **Scrubbers:**

Los scrubbers deben incluir equipos auxiliares e instrumentación de control, que incluye (características dadas en inglés):

- Level switch
  - Level controller
  - Local pressure gauge
  - Local temperature gauge
  - Level control valve
  - Bypass drain valve
  - Drain piping
  - Scrubbers should be ASME BPVC code stamped
  - Hydro tested
- **Botellas de succión y descarga** (características dadas en inglés):
    - Bottles should be made of carbon steel
    - ASME BPVC code stamped
    - Hydro tested
    - Connection facilities for Instrumentation
    - Pint.
- **Tubería (piping):**

Las unidades de compresión deben incluir toda la tubería comenzando desde la conexión de succión en el scrubber, a lo largo de la unidad de compresión y hasta la conexión de descarga en el límite del patín (skid). Igualmente incluye (características dadas en inglés):

    - Recycle and blow down piping
    - Fuel gas piping
    - Start gas piping
    - All process gas-piping 1" and larger is flanged.
    - Tested in accordance with ASME B31.3
    - Process piping designed and fabricated in accordance with ASME B31.3

- Válvulas:

Las unidades de compresión también deben incluir las siguientes válvulas (características dadas en inglés):

- Suction pressure relief valve
- Discharge pressure relief valve
- Automated blow down valve
- Automated recycle control valve

- Panel de control:

El panel de control debe tener como mínimo las siguientes características (características dadas en inglés):

- Built for hazardous areas, Class 1, Division II zoning
- Panel is mounted in an NEMA 4 enclosure
- Low suction pressure
- Low discharge pressure
- Low compressor oil pressure
- Lubricator No-flow
- Engine shutdown
- Temperature shutdown
- High suction liquid level
- Low engine water level
- Low auxiliary water level
- Low engine oil level
- Low compressor oil level
- Engine vibration
- Compressor vibration
- Engine temperature in all cylinder
- Compressor temperature in all cylinder
- Cooler vibration

- High suction pressure
- High discharge pressure
- Emergency stop

- Instrumentación:

Las unidades de compresión deberán incluir instrumentación para los siguientes puntos de control / monitoreo (características dadas en inglés). Cada una de las unidades de compresión deberá estar equipada con un sistema de control y monitoreo electrónico (modulo) que permita extraer y monitorear desde el cuarto de control de la estación las variables importantes del conjunto motor-compresor y que se relacionan a continuación.

- Suction pressure
- Discharge pressure
- Suction temperature
- Discharge temperature on each cylinder
- Discharge temperature downstream of after-cooler
- Pre-lube permissive pressure – compressor
- Lube oil pressure – compressor, engine
- Lube oil level - compressor, engine
- Lube oil temperature - compressor, engine
- Lube oil no-flow – compressor
- Equipment vibration - compressor, engine, cooler fan(s)
- Fuel gas filter level – engine
- Intake manifold temperature – engine
- Jacket water coolant level – engine
- Auxiliary water coolant level – engine
- Coolant temperature – engine
- Scrubber level
- RPM-engine
- Remote stop

#### **4.1.9 Manuales de Operación y Mantenimiento**

El paquetizador deberá entregar toda la información técnica, manuales de mantenimiento y operación de los equipos a suministrar, así como catálogos, fichas técnicas, planos de montaje, recomendaciones del fabricante, boletines técnicos, etc. y toda la información necesaria que garantice una correcta instalación y posterior operación y mantenimiento para las unidades de compresión. Los anteriores documentos deben entregarse recopilados, codificados y ser entregados en original y copia impresa, para cada una de las estaciones y dos copias en medio digital para las oficinas principales. Los manuales se requieren en idioma Español para el motor y el compresor.

#### **4.1.10 Pruebas y Capacitación**

El paquetizador deberá permitir la visita de técnicos especialistas para verificar los procesos de fabricación del paquete motor compresor y las pruebas de fábrica las cuales serán coordinadas con el cliente.

El paquetizador deberá capacitar a los operadores de cada estación en cuanto al arranque, operación y mantenimiento de las unidades de compresión que se instalarán. Esta capacitación deberá ser dictada en cada una de las estaciones nuevas y podrá llevarse a cabo en paralelo con el precomisionamiento, comisionamiento y arranque de las unidades de compresión.. La duración de la capacitación no podrá ser inferior a las 40 horas y será dictada para máximo 8 personas en cada una de las estaciones previa presentación de los temas de capacitación.

#### **4.1.11 Herramientas y Repuestos**

El paquetizador deberá entregar en el momento de culminar el comisionamiento y puesta en marcha de las unidades, todas las herramientas especiales que se requieren para la normal operación de los equipos y para la ejecución de los mantenimientos correctivos y rutinarios que se ejecuten a los equipos. El conjunto de herramientas especiales se refiere a las herramientas que el fabricante suministra con los equipos y que son de su fabricación exclusiva y se requieren para facilitar el desmontaje y montaje de algunos elementos de máquina.

Se requiere realizar el estudio de repuestos y elaborar la lista de repuestos y consumibles para los mantenimientos rutinarios para las primeras 8.000 horas de operación de acuerdo al manual del fabricante. Este listado deberá ser entregado a la mayor brevedad, para realizar la gestión de compras y obtención de elementos para su estrategia de mantenimiento.

#### **4.1.12 Estudios para el Control de Pulsaciones y Vibraciones y Análisis Torsional.**

**4.1.12.1 Estudios para el control de pulsaciones y vibraciones:** Con el fin de garantizar la correcta operación de las unidades de compresión, el fabricante de las mismas deberá establecer los mecanismos para controlar las pulsaciones y vibraciones utilizando el enfoque de diseño 3 establecido en el numeral 3.9.2.1 del estándar API 618 de la última edición.

Los estudios se deben realizar a la totalidad de las nuevas unidades de compresión que van a ser instaladas.

Se deberán realizar como mínimo los estudios acústicos y mecánicos M.2, M.3, M.4 y M.5, indicados en el Apéndice M del estándar API 618 última edición.

Los estudios acústicos M.2 y M.3 deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Para todas las unidades de compresión nuevas.
- Toda la tubería debe ser incluida en el estudio. Se deberán realizar **On-skid and Off-skid**.
- Todo el rango de condiciones de operación debe ser modelado.
- Pulsaciones en las válvulas del compresor deben seguir los lineamientos especificados en el estándar API 618 (Pulsation at the compressor valves to follow the guideline specified in API 618).
- Fuerzas desbalanceadas generadas por pulsaciones deben ser evaluadas en toda la tubería, incluyendo recipientes (Pulsation generated unbalanced forces are to be evaluated in all piping, including vessels).
- La pérdida de presión estática de todos los mecanismos de supresión de pulsaciones no debe exceder los lineamientos de pérdida de presión aceptables establecidos en el API 618 (The static pressure drop from all pulsation suppression devices is not to exceed the API 618 allowable pressure drop guideline).
- Los estudios mecánicos M.4 y M.5 deberán tener en cuenta los siguientes aspectos:
  - Los análisis mecánicos se deben realizar para todos los sistemas incluidos en los modelos acústicos.

- Un programa de elementos finitos se debe utilizar para determinar las frecuencias mecánicas naturales de todos los recipientes y tuberías conectadas a los sistemas.
- El informe final de los estudios debe incluir:
  - Rango de condiciones de operación y configuración de unidades de compresión tenidos en cuenta en los estudios.
  - Recomendaciones acústicas, incluyendo la localización de platinas de orificio y los planos de las botellas. Los planos de las botellas deben incluir los requerimientos acústicos (diámetro, longitud, localización y orientación de las boquillas –nozzle-, internal baffle and choke tube details).
  - Resumen de las pérdidas de presión y pérdidas de caballos de fuerza (HP) debido a los mecanismos de control de pulsaciones, de acuerdo con el rango de condiciones de operación.
  - Recomendaciones mecánicas. Estas recomendaciones pueden incluir modificaciones a los elementos estructurales del patín, soportes de tubería y localización de abrazaderas, detalles y localizaciones de los soportes de las botellas, entre otros, para las unidades existentes y en operación.

**4.1.12.2 Análisis torsional:** El fabricante de las unidades de compresión debe realizar un análisis torsional (Torsional Vibration Análisis – TVA), el cual debe considerar el rango completo de las condiciones de operación de las nuevas unidades de compresión. Igualmente debe incluir el rango completo de velocidades admisibles por los equipos.

El Modelamiento del sistema debe incluir las características individuales del motor, el acoplamiento y el compresor. El reporte final debe incluir recomendaciones torsionales, rango de condiciones de operación utilizado en el análisis, el procedimiento y parámetros de diseño.

#### **4.1.13 Etapa de Izaje, Montaje, Anclaje, Nivelación y Conexión de las Unidades de Compresión**

El Paquetizador deberá en compañía del cliente, realizar la revisión a las dimensiones del diseño por parte del constructor de las estaciones, de los planos de construcción de los pedestales y los sistemas de anclaje para las nuevas unidades de compresión en todas las estaciones. De igual forma deberá revisar que las dimensiones de los diseños mecánicos detallados elaborados por el constructor, permitan la conexión de las diferentes líneas de flujo (línea de succión, línea de descarga, línea de gas de arranque, línea de gas combustible, línea de suministro de agua, aire, etc) que se requieren para el normal funcionamiento de los nuevos equipos de compresión. El paquetizador que suministre los equipos deberá realizar el acompañamiento mediante personal en campo en cada frente de trabajo para supervisar y controlar el proceso de izaje, montaje, anclaje, nivelación, alineación, aplicación de grouting, de cada una de las unidades de compresión y conexión de cada una de las líneas de flujo (línea de succión, línea de descarga, línea de gas de arranque, línea de gas combustible, línea de suministro de agua, aire, etc) requeridas para el normal funcionamiento de los equipos de compresión. El trabajo de descargue, izaje, montaje, anclaje, nivelación, alineación, aplicación de grouting y conexión de los equipos de compresión a las diferentes líneas de flujo de la estación, será realizada por el constructor de la estación compresora; El cual deberá atender y cumplir las observaciones, solicitudes y recomendaciones impartidas por el personal de campo que acompañará los trabajos de izaje, montaje, anclaje, nivelación, alineación, aplicación de grouting y conexión de cada una de las nuevas unidades de compresión.

El personal que suministre el paquetizador para desarrollar las labores de campo debe hablar el idioma Español de manera que pueda comunicarse fluidamente con todas las personas involucradas durante la instalación y montaje de las unidades de compresión,

#### **4.1.14 Etapa de Precomisionamiento y Comisionamiento**

Una vez culminada la etapa de izaje, montaje, anclaje, nivelación, y conexión de las unidades de compresión por parte del constructor, El paquetizador deberá realizar el proceso de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en operación de todas las unidades de compresión suministradas. Todos los consumibles, equipos, partes y repuestos requeridos para esta etapa estarán a cargo del paquetizador.

La etapa de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en operación se realizará en obra teniendo en cuenta el cronograma de construcción y la disponibilidad de las facilidades para la puesta en operación de los equipos. Esta etapa de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en operación, deberá ejecutarse en forma simultánea en todas las estaciones.

El paquetizador deberá entregar para su revisión los documentos tales como Protocolo de Pruebas tanto para las pruebas en fábrica como para el alistamiento y pruebas de arranque en cada una de las estaciones, de las unidades de compresión con todos sus equipos auxiliares. Este documento debe contener si limitarse a ello, las recomendaciones y listas de chequeo de los fabricantes de los equipos y por lo menos para cada especialidad lo siguiente:

- Conjunto Motor – Compresor
  - Chequear el correcto anclaje del skid y torque de todos los elementos anclados al skid
  - Revisar giro libre tanto del compresor como del motor
  - Revisar correcto alineamiento del conjunto motor compresor.
  - Revisar los niveles adecuados de líquidos refrigerantes y aceites lubricantes
  - Garantizar una operación segura instalando las guardas requeridas a los sistemas de transmisión por correas y acoples motor- compresor

- Asegurar valores de presión adecuados a los sistemas de gas de arranque y gas combustible.
- Realizar toma de vibraciones y registro durante las pruebas de arranque.
- Realizar toma de temperaturas en los cilindros, válvulas compresoras, cojinetes etc.

El paquetizador deberá realizar el barrido de alineación del conjunto motriz y compresor, medición de la deflexión de cigüeñales y todo el ajuste de pernos de anclaje, después de las 240 horas de funcionamiento (Es decir el alineamiento en caliente). Realizar nuevamente las mediciones de los valores vibración y de temperaturas.

- **Sistema de Instrumentación y Control**

- Revisar y comprobar que ningún daño ha ocurrido a los instrumentos, líneas de impulso, puntos de derivaciones, tanto en el embarque como en el ensamble de los equipos
- Medir y registrar el consumo de potencia del panel de control, al igual que su temperatura
- Los terminales de señales discretas y análogas se deben chequear para garantizar la continuidad de corriente.
- Chequear la calibración de los aparatos analógicos.
- Calibrar los valores del panel A/D de entrada a los aparatos analógicos.
- Chequear la correcta conexión y operación de todos los lazos de control.
- Chequear la operación de aparatos actuados por lazos de 4-20 m.A (calibrar UP's válvulas de carrera, verificar disparos de bancos y recorridos).
- Verificar el programa, puntos de ajuste, operación de aparatos de módulos I/O discretos y análogos, operaciones de controladores, etc.
- Después del arranque del conjunto motor-compresor, monitorear el funcionamiento del equipo e instrumentación y corregir si hay deficiencias. Verificar la correcta data en el panel de control y en la sala de control.

- Verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de parada de emergencias y de actuación de las válvulas automáticas.
- Descargar despliegues de programas de PLC y HMI para archivos del paquetizador.

Se entenderá que las nuevas unidades de compresión instaladas en las estaciones se encuentran en condiciones para entrar en operación normal después de pruebas con carga satisfactorias de al menos 48 horas continuas. La operación de las unidades de compresión hasta cumplir estas 48 horas continuas de operación estará a cargo del paquetizador

Se deberá presentar el diseño para la instalación de equipos, en cumplimiento a las especificaciones técnicas de la casa fabricante para el montaje de motores, compresores y coolers.

El Paquetizador deberá suministrar todos los materiales, equipos, herramientas, maquinaria y combustibles y mano de obra necesarias para la correcta ejecución de los trabajos de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en operación de las nuevas unidades de compresión.

El transporte de materiales y equipos será efectuado por el Paquetizador por su cuenta y bajo su exclusivo cuidado y responsabilidad. Cualquier material o equipo que se encuentre defectuoso después de haber sido entregado al Paquetizador deberá ser sustituido por su cuenta, en el menor tiempo posible.

Es responsabilidad del paquetizador el suministro de los servicios tales como celular o servicio telefónico, radiocomunicaciones, zonas de parqueo, zona de almacenamiento, y todas las que genere el proceso de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en operación de los nuevos equipos de compresión.

Los equipos para el transporte de materiales estarán sujetos a la aprobación del Interventor y deberán ser suficientes para garantizar el cumplimiento de las exigencias de esta especificación y del programa de entregas. Deberán estar provistos de los elementos necesarios para evitar contaminación o cualquier alteración perjudicial del material transportado y su caída sobre las vías empleadas para el transporte.

#### **4.1.15 Sistema de instrumentación, control y monitoreo SCADA**

Para el sistema de control, monitoreo e instrumentación de las nuevas unidades de compresión, el Paquetizador deberá suministrar e instalar todos los accesorios, software, hardware, equipos y elementos necesarios para el correcto funcionamiento y seguridad industrial y de operación de las nuevas unidades de compresión. Se deberá tener en cuenta que cada una de las unidades de compresión deberá estar equipada con un sistema de control y monitoreo electrónico (modulo) que permita extraer y monitorear desde el cuarto de control de la estación las variables importantes del conjunto motor-compresor.

#### **4.1.16 Libros y Estudios:**

Se deberán entregar los siguientes documentos por el paquetizador:


- Memoria descriptiva del suministro de los equipos
- Simulaciones realizadas para las unidades de compresión
- Especificaciones de equipos, accesorios y materiales

#### **4.1.17 Formato de Condiciones de Operación Estaciones de Compresión**

El Paquetizador deberá presentar las simulaciones que certifiquen las condiciones en las que trabajarán las unidades de compresión ofrecidos para cada una de las estaciones, así como diligenciado y firmando el FORMATO DE CONDICIONES DE

OPERACIÓN. Lo anterior con el fin de resumir las condiciones de operación ofrecidas por el Paquetizador para cada una de las estaciones compresoras.

### Ilustración 3. Formato de Condiciones de Operación

					
<b>FORMATO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN UNIDADES DE COMPRESIÓN</b> <b>GERENCIA DE PROYECTOS</b> <b>SUMINISTRO DE UNIDADES DE COMPRESIÓN PARA ESTACIONES NUEVAS</b> ( Aplica para la Estación Compresora de Jagua del Pilar, Curumani y San Alberto)					
UNIDADES DE COMPRESIÓN PARA <u>ESTACIONES NUEVAS</u>					
Rango de Operación					
Ubicación Sobre el Nivel del Mar (m)		Temperatura de Succión (° F)		Temperatura max de Descarga (° F)	
Condiciones para el límite Inferior de Presión de Succión:					
Presión Mínima de Succión (Psig)		Presión Máximade Descarga (Psig)		Flujo (MPCD)	
Condiciones para el límite Superior de Presión de Succión:					
Presión Máxima de Succión (Psig)		Presión Máxima de Descarga (Psig)		Flujo (MPCD)	
Propuesta Unidades de Compresión - Incluye Unidad de Respaldo - Estación Compresora _____					
Tecnología Ofrecida (1)				No de Unidades (2)	
Motor (3)		Compresor (4)		Cooler (5)	
Potencia Total ( HP) (6)		Descripción de los cilindros del compresor (7)		Consumo Total de Combustible 100% de carga ( MPCD) (8)	
				Consumo Total de Combustible 80% de carga (MPCD) (8)	
Presión de Succión de Diseño (Psig) (10)		Presión de Descarga de Diseño(Psig) (11)		Flujo a Comprimir a Presión de Succión de Diseño y Presión de Descarga de Diseño (MPCD) (12)	
OBSERVACIONES:					

**Nota:** Los Paquetizadores deberán realizar cada una de las simulaciones de los equipos de compresión; los planos estándar de las unidades de compresión y las especificaciones técnicas. Lo anterior con el fin de verificar la información contenida en el formato de condiciones de operación.

**Tabla 0-1 Instructivo para Diligenciar el Formato de Condiciones de Operación**

<b>Espacio</b>	<b>Nombre</b>	<b>Contenido</b>	<b>Ejemplo</b>
(1)	Tecnología Ofrecida	El oferente deberá indicar la clase de tecnología ofrecida en la unidades de compresión	Reciprocante
(2)	No de Unidades	El oferente deberá indicar el numero de unidades de compresión ofertadas para la estación ( debera incluir unidad de respaldo)	4
(3)	Motor	El oferente deberá indicar las especificaciones del motor que constituirá cada unidad de compresión	Caterpillar 3612
(4)	Compresor	El oferente deberá indicar las especificaciones del compresor que constituirá cada unidad de compresión	Ariel JGC- 4
(5)	Cooler	El oferente deberá indicar las especificaciones del Cooler que constituirá cada unidad de compresión	Air-Xchanger 132 F3
(6)	Potencia Total ( HP)	El oferente deberá indicar el numero total de caballos de fuerza (HP) que se instalarán en cada estación ( Incluye Unidad de Respaldo)	14200 HP
(7)	Descripción de los cilindros del compresor	El oferente deberá indicar las especificaciones de los cilindros del compresor que constituirá cada unidad de compresión	4 Cilindros Ariel 10-3/8 CM (9.875" Bore, DBL)
(8)	Consumo Total de Combustible 100% de carga (MPCD)	El oferente deberá indicar aproximadamente el consumo de gas combustible que tendrán las unidades de compresión a 100% de Carga	1
(9)	Consumo Total de Combustible 80% de carga (MPCD)	El oferente deberá indicar aproximadamente el consumo de gas combustible que tendrán las unidades de compresión a 80% de Carga	0,8
(10)	Presión de Succión de Diseño (Psig)	El oferente deberá indicar la presión de succión de diseño, teniendo en cuenta la condición de diseño establecida para cada estación	600
(11)	Presión de Descarga de Diseño(Psig)	El oferente deberá indicar la presión de descarga de diseño, teniendo en cuenta la condición de diseño establecida para cada estación	1.200
(12)	Flujo a Comprimir a Presión de Succión de Diseño y Presión de Descarga de Diseño (MPCD) <sup>(12)</sup>	El oferente deberá indicar el flujo que se llega a comprimir a presión de succión de diseño y Presión de Descarga de Diseño, sin tener en cuenta la unidad de respaldo	258

## **4.2 ESPECIFICACIONES GENERALES PARA CONSTRUCCIÓN DE LA ESTACIÓN**

EL CONSTRUCTOR deberá suministrar todos los materiales, equipos, herramientas, maquinaria, combustibles, consumibles y mano de obra necesarios para la correcta ejecución de las obras. Los materiales que suministra el

Constructor serán nuevos y de una calidad tal que cumpla con las especificaciones técnicas. EL CONSTRUCTOR deberá entregar a la Interventoría el certificado de calidad de cada uno de los materiales; en caso de presentarse defectos, estos materiales deberán ser reemplazados de inmediato, previa aprobación escrita de la Interventoría.

En la compra de equipos y materiales, EL CONSTRUCTOR será totalmente responsable del pedido, despacho, transporte, cargue, descargue, recepción, guarda y conservación de dichos materiales y de llevar a cabo todos los procesos de adquisición y negociaciones con los proveedores, además del pago de los equipos, materiales y de exigir las garantías, certificaciones de calidad, etc.

Cuando un material o equipo sea rechazado, el Constructor a su costo deberá retirarlo y reemplazarlo en un plazo razonable para las partes. El Constructor deberá garantizar sus especificaciones y su calidad y en ningún caso usar materiales de contrabando, para lo cual LA EMPRESA o la Interventoría podrá exigir copias de las facturas de compra a fin de establecer la procedencia de los materiales.

Los materiales suministrados por el Constructor deberán ser sometidos a revisión de la Interventoría y aprobación por parte de la EMPRESA, mediante solicitud escrita, acompañada de las normas y especificaciones pertinentes. Una vez aprobado el material, de acuerdo con las normas y especificaciones éste podrá ser usado en la construcción.

El transporte de materiales y equipos será efectuado por el Constructor por su cuenta y bajo su exclusivo cuidado y responsabilidad. Cualquier material o equipo que se encuentre defectuoso después de haber sido entregado, deberá ser sustituido por su cuenta, en el menor tiempo posible.

Los equipos para el transporte de materiales estarán sujetos a la aprobación del Interventor y deberán ser suficientes para garantizar el cumplimiento de las exigencias de esta especificación y del programa de entregas. Deberán estar provistos de los elementos necesarios para evitar contaminación o cualquier alteración perjudicial del material transportado y su caída sobre las vías empleadas para el transporte.

Todos los vehículos para el transporte de materiales deberán cumplir con la legislación ambiental vigente, en especial las disposiciones contenidas en la Resolución 541 de 1994 del Ministerio del Medio Ambiente y de seguridad industrial. EL CONSTRUCTOR deberá contemplar durante la construcción el servicio de internet para cada una de las nuevas estaciones a ser construidas, para efectos de manejar el envío de informes, reportes, etc.

Ninguno de los vehículos utilizados por el Constructor podrá exceder las dimensiones y las cargas admisibles por eje y totales fijadas por las disposiciones legales vigentes sobre la materia.

EL CONSTRUCTOR deberá reconformar cualquier terreno, facilidad o vía afectada por sus trabajos y dejarlos en iguales o mejores condiciones a las encontradas inicialmente.

EL CONSTRUCTOR suministrará al paquetizador de las unidades de compresión el agua, la energía eléctrica y las facilidades necesarias requeridas durante los trabajos de precomisionamiento y comisionamiento de las unidades de compresión a ser instaladas. Durante la etapa de montaje de unidades de compresión y su comisionamiento, el Constructor deberá suministrar a su costo al paquetizador de las unidades de compresión en cada estación un container para oficina. Este container deberá tener espacio suficiente para el trabajo de cuatro personas y deberá estar dotado de aire acondicionado, energía eléctrica, escritorios, sillas y

servicio de internet.

Desde el inicio de la etapa de construcción y hasta el recibo final, el Constructor deberá suministrar a su costo a la Interventoría del proyecto en cada estación un container para oficina. Este container deberá tener espacio suficiente para el trabajo de seis personas y deberá estar dotado de aire acondicionado, energía eléctrica, escritorios, sillas y servicio de internet.

El constructor deberá realizar la ingeniería de detalle teniendo en cuenta las siguientes solicitudes de LA EMPRESA para las diferentes especialidades en los siguientes numerales subsecuentes.

#### **4.2.1 Área arquitectónica, estructural y civil**

- Limpieza y descapote de las áreas intervenidas por el proyecto.
- Localización, trazado y replanteo de los trabajos.
- Cortes y disposición final de material en las áreas intervenidas por el proyecto.
- Rellenos con material de corte y préstamo para el área señalada en los planos de construcción.
- Diseño y construcción del sistema de cimentación necesario en cada una de las estaciones compresoras.
- Diseño y construcción de las obras de protección que se requiera en cada una de las estaciones compresoras.

- Nivelación y compactación de la cota de construcción señalada en los planos de construcción.
- Construcción de vías en concreto asfáltico, bordillos y andenes de acuerdo con los diseños señalados en los planos de construcción.
- Construcción de vías en recebo compactado, bordillos y andenes de acuerdo con los diseños señalados en los planos de construcción.
- Excavaciones y rellenos con material seleccionado para la cimentación de las estructuras y edificaciones (caseta de compresores (shelter), caseta de aire comprimido y generador, cuarto de control y oficinas, cuarto generador eléctrico, bodega-taller y portería).
- Acabados arquitectónicos de las edificaciones.
- Construcción de las bases de apoyo para las tuberías, tanques, teas y equipos del proceso.
- Construcción de las bases para unidades compresoras y enfriadores.
- Construcción y/o adecuación de edificios (caseta de compresores (shelter), caseta de aire comprimido y generador, cuarto de control y oficinas, cuarto generador eléctrico, bodega-taller, bodega de residuos y portería), incluyendo todas las Instalaciones hidráulicas, eléctricas y sanitarias en estos edificios, de acuerdo con los diseños arquitectónicos y estructurales contenidos en los planos.

- Construcción de zonas verdes: empedrado y arborización de las áreas definidas en los planos.
- Construcción de tanques subterráneos de agua.
- Cajas para recolección de drenajes.
- Sistema de recolección y separación de aguas aceitosas.
- Sistemas de manejo y drenaje de aguas lluvias.
- Sistemas de tratamiento y de drenaje de aguas negras.
- Construcción de cerramiento perimetral en el exterior de las estaciones en malla eslabonada y concertina.
- Cerramiento perimetral en cerca de alambre y cerca viva en el perímetro del predio de LA EMPRESA en cada estación.
- Plataformas metálicas para trabajar en las unidades de compresión, los tanques, bancos de tubería y recipientes elevados, las cuales deben tener escaleras y pasamanos.
- Elevación del nivel de fundación del tanque de aceite lubricante de la estación de Casacará. Así mismo el cambio de diámetro de la tubería para el suministro de aceite a los equipos de compresión.
- Instalación de barreras para el impedimento de paso de ganado, en los accesos de las estaciones que lo requieran.

- Relocalización perimetral de los canales de riego existentes en el predio donde se construirá la estación.
- Adecuación de los campos de infiltración para los pozos sépticos de las estaciones existentes y construcción de los mismos en las estaciones nuevas.
- Construcción de diques perimetrales para tanques de almacenamiento.
- Señalización de entradas, salidas y rutas de evacuación de las estaciones.
- Limpieza general final.
- Dotación de muebles y enseres para cada una de las estaciones.
- Elaboración y entrega de los Planos "As-built" civiles y entrega de la documentación técnica del proyecto para la conformación de los Libros de Terminación Mecánica.
- Traslado y descargue a la bodega de LA EMPRESA en Honda (Tolima), de todo el material sobrante, equipos reemplazados, tuberías, etc., que LA EMPRESA desea conservar. El alcance del traslado incluye el empaque, montaje, transporte y acomodación en el sitio que LA EMPRESA disponga para los mismos en las instalaciones de la Bodega de Honda.

El CONSTRUCTOR verificará e investigará por su propia cuenta, y presentará para aprobación de la Interventoría, las fuentes de materiales licenciadas que serán utilizadas en los rellenos, los sitios para la disposición final de materiales, la elaboración de concretos, la construcción de obras de protección geotécnica, la construcción de vías y demás obras a su cargo. El CONSTRUCTOR deberá

someter a la aprobación de la Interventoría, antes de utilizar el material, resultados de los ensayos de laboratorio de tales materiales o muestras de estos en las cantidades que la Interventoría requiera.

Los materiales deberán ser de exclusiva responsabilidad del CONSTRUCTOR, para lo cual deberá aportar equipos y procedimientos adecuados para su transporte y manejo, que le permitan suministrar productos acordes con las especificaciones, de características uniformes y en cantidades suficientes para ejecutar las obras dentro de los plazos y en las condiciones estipuladas.

El CONSTRUCTOR deberá gestionar los permisos y definir los sitios para los botaderos de material de desecho de la construcción, de acuerdo con la legislación ambiental vigente y el plan de manejo ambiental (PMA).

#### **4.2.2 Área mecánica**


- Instalación de las unidades de compresión en cada una de las estaciones compresoras. Las unidades de compresión serán entregadas en cada una de las nuevas estaciones de compresión.
- EL CONSTRUCTOR realizará el suministro de los pernos de anclaje (bulones), para cada una de las nuevas unidades de compresión.
- Suministro y montaje de los compresores para aire de instrumentos.
- Fabricación y montaje de los Slug catcher.
- Suministro y montaje de las líneas de tubería para las conexiones al gasoducto (succión y descarga), en las estaciones nuevas, con su respectivo sistema de protección catódica. Las conexiones en caliente al gasoducto (Hot Tap) serán realizadas por LA EMPRESA.

- Construcción de tramos enterrados de tubería.
- Suministro y montaje de tuberías, válvulas y accesorios de acuerdo con los límites del proyecto definidos en los planos, las planimetrías, listados de tubería y cumpliendo los requerimientos del Piping Class que incluyen, entre otros:
- Juntas de aislamiento en las líneas de succión y descarga.
- Aplicación de recubrimientos y pinturas de los montajes mecánicos del proceso de gas.
- Instalación de soportería para tuberías aéreas.
- Ensayos no destructivos requeridos, ensayos mecánicos y análisis químicos requeridos a los materiales, pruebas hidrostáticas, pruebas neumáticas y de hermeticidad para todo el montaje mecánico de las estaciones.
- Suministro y montaje de las válvulas (ESDV) de bola con actuador.
- Sistema de blow-down
- Válvulas de bloqueo a la succión y descarga para cada una de las nuevas unidades de compresión.
- Filtros de succión y filtros de descarga.
- Sistemas de medición de gas.
- Sistemas de regulación de presión.

- Tanques (recipiente) de almacenamiento de lubricantes para 5000 galones.
- Bomba de aceite lubricante.
- Tanque (recipiente) de condensados.
- Generador de emergencia.
- Sistema de alivio y tea.
- Sistema de aire acondicionado.
- Sistema de detección FIRE & GAS
- Sistema Contraincendios.
- Sistemas de drenaje.
- Puentes-grúas eléctricos para los shelters de las unidades de compresión
- Para las estaciones existentes EL CONSTRUCTOR deberá realizar la conversión del puente grúa de sistema mecánico a sistema eléctrico.
- Monorraíl para las bodegas-taller.
- Montaje del silenciador de grado hospitalario, incluidos todos los accesorios y tubería de interconexión entre el silenciador y el motor, para cada una de las nuevas unidades de compresión.

- Montaje de la válvula de alivio en la línea de succión para cada una de las nuevas unidades de compresión.
- Montaje y conexión de todas las tuberías de conexión de las unidades de compresión.
- Montaje de los filtros de aire, incluido el suministro de todos los accesorios y tubería de interconexión entre el filtro de aire off-skid y el turbocompresor del motor, para cada una de las nuevas unidades de compresión.
- Elaboración y entrega de los Planos "As-built" mecánicos y entrega de la documentación técnica del proyecto para la conformación de los Libros de Terminación Mecánica.
- La tubería utilizada será de acuerdo con el siguiente Piping Class entregado por LA EMPRESA:



	<b>PIPING CLASS</b>		REV	A
			DOC. No.	
			DATE	Apr. 2009
			<b>A1</b>	

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	SCH	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT	
<b>FITTING</b>								
<b>45 ELBOWS</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>90 ELBOW</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>CONCENTRIC REDUCER</b>	3/4	3/4	---	PE	160	ASTM A-105	C	C.S. REDUCER NIPLE OUTSIDE DIAMETER AND THICKNESS AS PER ASME B36.10 PLAIN END TYPE FOR SOCKET WELDING CONNECTION
	1	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CONCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>ECCENTRICS REDUCER</b>	1	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. ECCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>CAPS</b>	3/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. CAPS SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CAPS BUTT WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.9
<b>TEES AND REDUCER TEES</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, BUTT WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.9
<b>WELDOLET</b>	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. WELDOLET, BUTT WELDING, DIMENSIONS AS PER MANUFACTURERS STANDARD MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
<b>SOCKOLET</b>	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. SOCKOLET, SIZE AS PER ASME B16.11, DIMENSIONS AS PER MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
<b>PLUGS</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	THD	---	ASTM A-105	C	C.C. ROUND HEAD, DIMENSION AS PER ASME B16.11, SOLID STEEL, THREADED MALE AS PER ASME B1.20.1, NPT
<b>COUPLINGS</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. COUPLING SOCKET WELDS END, DIMENSIONS AS PER ASME B16.11
<b>NIPPLES</b>	1/4	1		THD	160	API 5L/ASTM A-100/A-53 Gr. B	C	NIPPLES FROM SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, THREADED END AS PER ASME B1.20.1, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
<b>UNIONS</b>	1/4	1 1/2	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	UNIONS, INTEGRAL STEEL SEAT, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONS AS PER MSS-SP83
<b>FLANGE</b>	1/2	1	150 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE SOCKET WELD, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	24	150 @ 100°F	RF WN	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	150 @ 100°F	RF WN	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
<b>BLIND FLANGE</b>	1/2	24	150 @ 100°F	RF	---	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	150 @ 100°F	RF	---	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
<b>SPECTACLE BLIND</b>	1/2	24	150 @ 100°F	---	---	ASTM A-515/A-516 Gr. 70	C	SPECTACLE BLIND AND FIGURE 8 FROM C.S. DIMENSIONS AS PER API 590 SUITABLE TO MEET FLANGE SIZED AND FINISHED AS PER ASME B16.5 FOR THK
<b>GASKET</b>	1/2	30	150 @ 100°F	---	---	---	M	STAINLESS STEEL, SPIRAL WOUND GASKET WITH GRAPHITE FILLER AND CARBON STEEL EXTERNAL CENTERING RINGS, THICKNESS 1/8" INCHES, AISI 316 SS, DIMENSIONS AS PER ASME B16.20, SUITABLE FOR RAISED FACE FLANGES ASME B16.5, FLEXITALIC STYLE "CG" OR EQUAL
<b>INSULATED KIT</b>	1 1/2	30	---	---	---	---	M	INSULATING KIT PRIMARY FEATURES (PIKOTEC)
<b>STUD BOLTS</b>	---	---	---	---	---	---	C or M	C.S. STUD BOLT WITH TWO SEMI FINISHED HEAVY TYPE HEXAGONAL NUTS, ASTM A-193 GR. B7 / ASTM A 194 GR. 2H, THREADED ENTIRE LENGTH AS PER ASME B1.1, DIMENSIONS AS PER ASME B18.2.1 AND ASME B18.2.2
<b>TUBING</b>	1/16	1/16	---	---	0.020	ASTM A-269 Type 316L	M	FULLY ANNEALED, HIGH-QUALITY (SEAMLESS) STAINLESS STEEL HYDRAULIC TUBING ASTM A269 TYPE 316/316L, OR EQUIVALENT. HARDNESS 80 HRB (180 HV) OR LESS. TUBING TO BE FREE OF SCRATCHES, SUITABLE FOR BENDING AND FLARING. (SWAGelok)
	1/8	1/8	---	---	0.035			
	3/8	3/8	---	---	0.065			
	1/2	1/2	---	---	0.083			
	5/8	5/8	---	---	0.065			
	3/4	3/4	---	---	0.065			
<b>TUBING FITTING</b>	---	---	---	---	---	ASTM A-269 Type 316L	M	316 SS NPT (ASME B1.20.1, SAE AS71051) x OD (Swagelok), AS PER TUBING
<b>PIPE</b>	1/2	1		PE	80	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, PLAIN END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
	1 1/2	30		BE	STD	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, BELEVED END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10

	<b>PIPING CLASS</b>		REV.	A
			DOC. No.	
			DATE:	Apr. 2009
			<b>A1</b>	

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	TAG	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT
<b>VALVE</b>							
<b>GATE</b>	1/4	1	800 @ 100°F	SW	GAA10	ASTM A-105	C,M ACCORDING TO API 602, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, FIRE TEST AS PER API 6FA, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, SOLID WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	1 1/2	12	150 @ 100°F	RF	GAA11	ASTM A-216 WCBWCC	C,M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC (ON 2" AND LARGER), 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	12	24	150 @ 100°F	RF	GAA12	ASTM A-216 WCBWCC	C,M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>BALL</b>	1/4	1	800 @ 100°F	SW	BAA10	ASTM A-105	C,M BALL VALVE, FLOATING BALL, FULL PORT, 800LB, ASTM-A105 ACCORDING TO API 608, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SCREWED ENDS AS PER ASME B1.20.1, TESTS AS PER API 598, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	1 1/2	4	150 @ 100°F	RF	BAA11	ASTM A-216 WCBWCC	C,M FLOATING BALL, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	6	8	150 @ 100°F	RF	BAA12	ASTM A-216 WCBWCC	C,M TRUNNION BALL VALVE, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	10	20	150 @ 100°F	RF	BAA13	ASTM A-216 WCBWCC	C,M TRUNNION BALL VALVE, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
	22	30	150 @ 100°F	RF	BAA14	ASTM A-216 WCBWCC	C,M TRUNNION BALL VALVE, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>GLOBE</b>	1/2	1	800 @ 100°F	SW	GLA10	ASTM A-105	C,M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELD ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, API 602, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	1 1/2	8	150 @ 100°F	RF	GLA11	ASTM A-1216 WCBWCC	C,M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	10	12	150 @ 100°F	RF	GLA12	ASTM A-1216 WCBWCC	C,M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>CHECK</b>	1/2	1	800 @ 100°F	SW	CKA10	ASTM A-105	C,M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, SCREWED OR BOLTED COVER, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS DISC, AND SEATS, HARD FACED SEATS.
	1 1/2	30	150 @ 100°F	RF	CKA11	ASTM A-216 WCBWCC	C,M RATING 150 AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC AS PER API 6D, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, FULL PORT, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED CAP, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE CLAPPER AND SEATS, 316SS DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, VITON SEALS IN GAS SERVICE.
<b>NEEDLE</b>	1/2	1	8000 @ 100°F	THD	NEA10	AISI 316/316L	C,M S.S. STRIGHT BODY NEEDLE VALVE, SS AISI 316/316L BODY MATERIAL, FEMALE NPT THREADED END, 316/316L SS NEEDLE AND STEM, REFORCED TEFLON SEAT AND SEAL, T-BAR HANDLE OPERATOR, TEST REFERENCE API 598, GAS SERVICES



## PIPING CLASS

REV.	A
DOC. No.	
DATE:	Apr. 2009
A1	

		24"	22"	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"	3"	2 1/2"	2"	1.5"	1"	3/4"	1/2"
BRANCH SIZE	1/2"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T
	3/4"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	T	
	1"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T		
	1.5"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	RT	T			
	2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	T			
	2 1/2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T				
	3"	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T						
	4"	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T							
	6"	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	T								
	8"	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T									
	10"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T										
	12"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T											
	14"	RT	RT	RT	RT	RT	T												
	16"	RT	RT	RT	RT	T													
	18"	RT	RT	RT	T														
	20"	RT	RT	T															
	22"	RT	T																
	24"	T																	

NOMENCLATURA

S = SOCKOLET (3000# / 6000#)

T = STRAIGHT TEE

W = WELDOLET

TH = THREADOLET (3000# / 6000#)


RT = REDUCING TEE

8. SOLO SE UTILIZARÁN ELEMENTOS ROSCADOS DE 6000# PARA PRUEBAS HIDROSTATICAS E INSTALACION DE INSTRUMENTOS.

9. ESTE BRANCH APLICA PARA TODAS LAS CLASES

10. DIMENSIONES POR MSS-SP-97



	<b>PIPING CLASS</b>		REV.	A
			DOC. No.	
			DATE:	Apr. 2009
			<b>A2</b>	

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	SCH	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT	
<b>FITTING</b>								
<b>45 ELBOWS</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>90 ELBOW</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>CONCENTRIC REDUCER</b>	3/4	3/4	---	PE	160	ASTM A-105	C	C.S. REDUCER NIPLE OUTSIDE DIAMETER AND THICKNESS AS PER ASME B36.10 PLAIN END TYPE FOR SOCKET WELDING CONECTION
	1	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CONCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>ECCENTRICS REDUCER</b>	1	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. ECCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>CAPS</b>	3/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. CAPS SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CAPS BUTT WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.9
<b>TEES AND REDUCER TEES</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, BUTT WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.9
<b>WELDOLET</b>	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. WELDOLET, BUTT WELDING, DIMENSIONS AS PER MANUFACTURERS STANDARD	
<b>SOCKOLET</b>	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. SOCKOLET, SIZE AS PER ASME B16.11, DIMENSIONS AS PER MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
<b>PLUGS</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	THD	---	ASTM A-105	C	C.C. ROUND HEAD, DIMENSION AS PER ASME B16.11, SOLID STEEL, THREADED MALE AS PER ASME B1.20.1, NPT
<b>COUPLINGS</b>	1/4	1	3000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. COUPLING SOCKET WELDS END, DIMENSIONS AS PER ASME B16.11
<b>NIPPLES</b>	1/4	1		THD	160	API 5L/ASTM A-106/A-53 Gr. B	C	NIPPLES FROM SEAMLEES C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, THREADED END AS PER ASME B1.20.1, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
<b>UNIONS</b>	1/4	1 1/2	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	UNIONS, INTEGRAL STEEL SEAT, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONS AS PER MSS-SP83
<b>FLANGE</b>	1/2	1	150 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE SOCKET WELD, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	24	150 @ 100°F	RF WN	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	150 @ 100°F	RF WN	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
<b>BLIND FLANGE</b>	1/2	24	150 @ 100°F	RF	---	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	150 @ 100°F	RF	---	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
<b>SPECTACLE BLIND</b>	1/2	24	150 @ 100°F	---	---	ASTM A-515/A-516 Gr. 70	C	SPECTACLE BLIND AND FIGURE 8 FROM C.S. DIMENSIONS AS PER API 590 SUITABLE TO MEET FLANGE SIZED AND FINISHED AS PER ASME B16.5 FOR THK
<b>GASKET</b>	1/2	30	150 @ 100°F	---	---	---	M	STAINLESS STEEL, SPIRAL WOUND GASKET WITH GRAPHITE FILLER AND CARBON STEEL EXTERNAL CENTERING RINGS, THICKNESS 1/8" INCHES, AISI 316 SS, DIMENSIONS AS PER ASME B16.20. SUITABLE FOR RAISED FACE FLANGES ASME B16.5, FLEXITALLIC STYLE "CG" OR EQUAL
<b>INSULATED KIT</b>	1 1/2	30	---	---	---	---	M	INSULATING KIT PRIMARY FEATURES (PIKOTEC)
<b>STUD BOLTS</b>	---	---	---	---	---	---	C or M	C.S. STUD BOLT WITH TWO SEMI FINISHED HEAVY TYPE HEXAGONAL NUTS, ASTM A-193 GR. B7 / ASTM A 194 GR. 2H, THREADED ENTIRE LENGTH AS PER ASME B1.1, DIMENSIONS AS PER ASME B18.2.1 AND ASME B18.2.2
<b>TUBING</b>	1/16	1/16	---	---	0.020	ASTM A-269 Type 316L	M	FULLY ANNEALED, HIGH-QUALITY (SEAMLESS) STAINLESS STEEL HYDRAULIC TUBING ASTM A269 TYPE 316/316L, OR EQUIVALENT. HARDNESS 80 HRB (180 HV) OR LESS. TUBING TO BE FREE OF SCRATCHES, SUITABLE FOR BENDING AND FLARING. (SWAGELOK)
	1/8	1/8	---	---	0.035			
	3/8	3/8	---	---	0.065			
	1/2	1/2	---	---	0.083			
	5/8	5/8	---	---	0.065			
	3/4	3/4	---	---	0.065			
<b>TUBING FITTING</b>	---	---	---	---	---	ASTM A-269 Type 316L	M	316 SS NPT (ASME B1.20.1, SAE AS71051) x OD (Swagelok), AS PER TUBING
<b>PIPE</b>	1/2	1		PE	80	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLEES C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, PLAIN END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
	1 1/2	30		BE	STD	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLEES C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, BELEVED END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10



## PIPING CLASS

REV.	A
DOC. No.	
DATE:	Apr. 2009
A2	

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	TAG	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT
<b>VALVE</b>							
<b>GATE</b>	1/4	1	800 @ 100°F	sw	GAA10	ASTM A-105	C.M ACCORDING TO API 602, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, FIRE TEST AS PER API 6FA, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, SOLID WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	1 1/2	12	150 @ 100°F	RF	GAA11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC (ON 2" AND LARGER), 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	12	24	150 @ 100°F	RF	GAA12	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>BALL</b>	1/4	1	800 @ 100°F	SW	BAA10	ASTM A-105	C.M BALL VALVE, FLOATING BALL, FULL PORT, 800LB, ASTM-A105 ACCORDING TO API 608, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SCREWED ENDS AS PER ASME B1.20.1, TESTS AS PER API 598, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	1 1/2	4	150 @ 100°F	RF	BAA11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M FLOATING BALL, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	6	8	150 at 100°F	RF	BAA12	ASTM A-216 WCBWCC	C.M TRUNNION BALL VALVE, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	10	20	150 @ 100°F	RF	BAA13	ASTM A-216 WCBWCC	C.M TRUNNION BALL VALVE, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
	24	30	150 @ 100°F	RF	BAA14	ASTM A-216 WCBWCC	C.M TRUNNION BALL VALVE, RATING 150 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>GLOBE</b>	1/2	1	800 @ 100°F	SW	GLA10	ASTM A-105	C.M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELD ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FULL PORT, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	1 1/2	8	150 @ 100°F	RF	GLA11	ASTM A-1216 WCBWCC	C.M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	10	12	150 @ 100°F	RF	GLA12	ASTM A-1216 WCBWCC	C.M RATING 150 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>CHECK</b>	1/2	1	800 @ 100°F	SW	CKA10	ASTM A-105	C.M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, SCREWED OR BOLTED COVER, HORIZONTAL SWNG, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS DISC, AND SEATS, HARD FACED SEATS.
	1 1/2	30	150 @ 100°F	RF	CKA11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 150 AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr.WCBWCC AS PER API 6D, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, FULL PORT, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED CAP, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE CLAPPER AND SEATS, 316SS DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, VITON SEALS IN GAS SERVICE.
<b>NEEDLE</b>	1/2	1	6000 @ 100°F	THD	NEA10	AISI 316/316L	C.M S.S. STRIGHT BODY NEEDLE VALVE, SS AISI 316/316L BODY MATERIAL, FEMALE NPT THREADED END, 316/316L SS NEEDLE AND STEM, REFORCED TEFLON SEAT AND SEAL, T-BAR HANDLE OPERATOR, TEST REFERENCE API 598, GAS SERVICES



## PIPING CLASS

REV.	A
DOC. No.	
DATE:	Apr. 2009
A2	

	24"	22"	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"	3"	2 1/2"	2"	1.5"	1"	3/4"	1/2"
BRANCH SIZE	1/2"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T
	3/4"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	T	
	1"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T		
	1.5"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	RT	T			
	2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	T			
	2 1/2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T				
	3"	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T					
	4"	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T						
	6"	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	T							
	8"	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T								
	10"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T									
	12"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T										
	14"	RT	RT	RT	RT	RT	T											
	16"	RT	RT	RT	RT	T												
	18"	RT	RT	RT	T													
	20"	RT	RT	T														
	22"	RT	T															
	24"	T																

**NOMENCLATURA**

S = SOCKOLET (3000# / 6000#)

T = STRAIGHT TEE

W = WELDOLET

TH = THREADOLET (3000# / 6000#)

RT = REDUCING TEE

8. SOLO SE UTILIZARÁN ELEMENTOS ROSCADOS DE 6000# PARA PRUEBAS HIDROSTATICAS E INSTALACION DE INSTRUMENTOS.

9. ESTE BRANCH APLICA PARA TODAS LAS CLASES

10. DIMENSIONES POR MSS-SP-97



	<b>PIPING CLASS</b>		REV.	A
			DOC. No.	
			DATE	Apr 2009
				<b>B2</b>

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	TAG	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT
<b>VALVE</b>							
<b>GATE</b>	1/4	1	800 @ 100°F	SW	GAB10	ASTM A-105	C,M ACCORDING TO API 602, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, FIRE TEST AS PER API 6FA, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, SOLID WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	1 1/2	12	300 @ 100°F	RF	GAB11	ASTM A-216 WCBWCC	C,M RATING 300 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC (ON 2" AND LARGER), 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	12	24	300 @ 100°F	RF	GAB12	ASTM A-216 WCBWCC	C,M RATING 300 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>BALL</b>	1/4	1	800 @ 100°F	SW	BAB10	ASTM A-105	C,M BALL VALVE, FLOATING BALL, FULL PORT, 800LB, ASTM-A105 ACCORDING TO API 608, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SCREWED ENDS AS PER ASME B1.20.1, TESTS AS PER API 598, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	1 1/2	4	300 @ 100°F	RF	BAB11	ASTM A-216 WCBWCC	C,M FLOATING BALL, RATING 300 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	6	8	300 @ 100°F	RF	BAB12	ASTM A-216 WCBWCC	C,M TRUNNION BALL VALVE, RATING 300 PER ASME B16.5, RAISED FACE FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	10	20	300 @ 100°F	RF	BAB13	ASTM A-216 WCBWCC	C,M TRUNNION BALL VALVE, RATING 300 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
	24	30	300 @ 100°F	RF	BAB14	ASTM A-216 WCBWCC	C,M TRUNNION BALL VALVE, RATING 300 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>GLOBE</b>	1/2	1	800 @ 100°F	SW	GLB10	ASTM A-105	C,M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELD ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FULL PORT, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	1 1/2	8	300 @ 100°F	RF	GLB11	ASTM A-1216 WCBWCC	C,M RATING 300 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	10	12	300 @ 100°F	RF	GLB12	ASTM A-1216 WCBWCC	C,M RATING 300 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>CHECK</b>	1/2	1	800 @ 100°F	SW	CHB10	ASTM A-105	C,M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, SCREWED OR BOLTED COVER, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS DISC, AND SEATS, HARD FACED SEATS.
	1 1/2	30	300 @ 100°F	RF	CHB11	ASTM A-216 WCBWCC	C,M RATING 300 AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC AS PER API 6D, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, FULL PORT, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED CAP, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE CLAPPER AND SEATS, 316SS DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, VITON SEALS IN GAS SERVICE.
<b>NEEDLE</b>	1/2	1	8000 @ 100°F	THD	NEB10	ANSI 316/316L	C,M S.S. STRIGHT BODY NEEDLE VALVE, SS AISI 316/316L BODY MATERIAL, FEMALE NPT THREADED END, 316/316L SS NEEDLE AND STEM, REFORCED TEFLON SEAT AND SEAL, T BAR HANDLE OPERATOR, TEST REFERENCE API 598, GAS SERVICES.



**PIPING CLASS**

REV	A
DOC. No.	
DATE:	Apr. 2009
<b>B2</b>	

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	SCH	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT	
<b>FITTING</b>								
<b>45 ELBOWS</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	—	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>90 ELBOW</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	—	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>CONCENTRIC REDUCER</b>	3/4	3/4	—	PE	160	ASTM A-105	C	C.S. REDUCER NIPLE OUTSIDE DIAMETER AND THICKNESS AS PER ASME B36.10 PLAIN END TYPE FOR SOCKET WELDING CONNECTION
	1	30	—	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CONCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>ECCENTRIC REDUCER</b>	1	30	—	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. ECCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
<b>CAPS</b>	3/4	1	6000 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	C.S. CAPS SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	—	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CAPS BUTT WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.9
<b>TEES AND REDUCER TEES</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	—	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, BUTT WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.9
<b>WELDOLET</b>	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. WELDOLET, BUTT WELDING, DIMENSIONS AS PER MANUFACTURERS STANDARD MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
<b>SOCKOLET</b>	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. SOCKOLET, SIZE AS PER ASME B16.11, DIMENSIONS AS PER MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
<b>PLUGS</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	THD	—	ASTM A-105	C	C.C. ROUND HEAD, DIMENSION AS PER ASME B16.11, SOLID STEEL, THREADED MALE AS PER ASME B1.20.1, NPT
<b>COUPLINGS</b>	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	C.S. COUPLING SOCKET WELDS END, DIMENSIONS AS PER ASME B16.11
<b>NIPPLES</b>	1/4	1	—	THD	160	API 5L/ASTM A-106/A-53 Gr. B	C	NIPPLES FROM SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, THREADED END AS PER ASME B1.20.1, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
<b>UNIONS</b>	1/4	1 1/2	6000 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	UNIONS, INTEGRAL STEEL SEAT, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONS AS PER MSS-SP83
<b>FLANGE</b>	1/2	1	300 @ 100°F	SW	—	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE SOCKET WELD, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	24	300 @ 100°F	RF WN	—	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	300 @ 100°F	RF WN	—	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
<b>BLIND FLANGE</b>	1/2	24	300 @ 100°F	RF	—	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	300 @ 100°F	RF	—	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
<b>SPECTACLE BLIND</b>	1/2	24	300 @ 100°F	—	—	ASTM A-515/A-516 Gr. 70	C	SPECTACLE BLIND AND FIGURE 8 FROM C.S. DIMENSIONS AS PER API 590 SUITABLE TO MEET FLANGE SIZED AND FINISHED AS PER ASME B16.5 FOR THK
<b>GASKET</b>	1/2	30	300 @ 100°F	—	—	—	M	STAINLESS STEEL, SPIRAL WOUND GASKET WITH GRAPHITE FILLER AND CARBON STEEL EXTERNAL CENTERING RINGS, THICKNESS 1/8" INCHES, AISI 316 SS, DIMENSIONS AS PER ASME B16.20, SUITABLE FOR RAISED FACE FLANGES ASME B16.5, FLEXITALLIC STYLE "CG" OR EQUAL
<b>INSULATED KIT</b>	1 1/2	30	—	—	—	—	M	INSULATING KIT PRIMARY FEATURES (PIKOTEC)
<b>STUD BOLTS</b>	—	—	—	—	—	—	C or M	C.S. STUD BOLT WITH TWO SEMI FINISHED HEAVY TYPE HEXAGONAL NUTS, ASTM A-193 GR. B7 / ASTM A 194 GR. 2H, THREADED ENTIRE LENGTH AS PER ASME B1.1, DIMENSIONS AS PER ASME B18.2.1 AND ASME B18.2.2
<b>TUBING</b>	1/16	1/16	—	—	0.020	ASTM A-269 Type 316L	M	FULLY ANNEALED, HIGH-QUALITY (SEAMLESS) STAINLESS STEEL HYDRAULIC TUBING ASTM A269 TYPE 316/316L, OR EQUIVALENT. HARDNESS 80 HRB (180 HV) OR LESS. TUBING TO BE FREE OF SCRATCHES, SUITABLE FOR BENDING AND FLARING. (SWAGelok)
	1/8	1/8	—	—	0.035			
	3/8	3/8	—	—	0.065			
	1/2	1/2	—	—	0.083			
	5/8	5/8	—	—	0.065			
	3/4	3/4	—	—	0.065			
1	1	—	—	0.083				
<b>TUBING FITTING</b>	—	—	—	—	—	ASTM A-269 Type 316L	M	316 SS NPT (ASME B1.20.1, SAE A57.105.1) x OD (Swagelok), AS PER TUBING
<b>PIPE</b>	1/2	1	—	PE	80	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, PLAIN END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
	1 1/2	12	—	BE	STD	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, BEVELLED END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
	14	20	—	BE	40	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, BEVELLED END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
	22	24	—	BE	60	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C,M	SEAMLESS C.S. PIPE ASTM A-106/A-53/ API 5L Gr. B, NPT, BEVELLED END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10



## PIPING CLASS

REV.	A
DOC. No.	
DATE:	Apr. 2009
B2	

		24"	22"	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"	3"	2 1/2"	2"	1.5"	1"	3/4"	1/2"
		BRANCH SIZE																	
1/2"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T
3/4"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	T	
1"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T		
1.5"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	RT	T			
2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	T				
2 1/2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T					
3"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T						
4"	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T							
6"	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T								
8"	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T									
10"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T										
12"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T												
14"	RT	RT	RT	RT	RT	T													
16"	RT	RT	RT	RT	T														
18"	RT	RT	RT	T															
20"	RT	RT	T																
22"	RT	T																	
24"	T																		

NOMENCLATURA

S = SOCKOLET (3000# / 6000#)

T = STRAIGHT TEE

W = WELDOLET

TH = THREADOLET (3000# / 6000#)

RT = REDUCING TEE

8. SOLO SE UTILIZARÁN ELEMENTOS ROSCADOS DE 6000# PARA PRUEBAS HIDROSTATICAS E INSTALACION DE INSTRUMENTOS.


9. ESTE BRANCH APLICA PARA TODAS LAS CLASES

10. DIMENSIONES POR MSS-SP-97



	<b>PIPING CLASS</b>		REV	A
			DOC. No.	
			DATE	Apr. 2009
				<b>D1</b>

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	TAG	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT
<b>VALVE</b>							
<b>GATE</b>	1/4	1	1500 @ 100°F	sw	GAD10	ASTM A-105	C.M ACCORDING TO API 602, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, FIRE TEST AS PER API 6FA, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, SOLID WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES
	1 1/2	12	600 @ 100°F	RF	GAD11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 600 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC (ON 2" AND LARGER), 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	12	24	600 @ 100°F	RF	GAD12	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 600 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, FULL BORE, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, FLEXI WEDGE DISC, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>BALL</b>	1/4	1	1500 @ 100°F	SW	BAD10	ASTM A-105	C.M BALL VALVE, FLOATING BALL, FULL PORT, 1500LB, ASTM-A105 ACCORDING TO API 608, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SCREWED ENDS AS PER ASME B1.20.1, TESTS AS PER API 598, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	1 1/2	4	600 @ 100°F	RF	BAD11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M FLOATING BALL, RATING 600 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	6	8	600 @ 100°F	RF	BAD12	ASTM A-216 WCBWCC	C.M TRUNNION BALL VALVE, RATING 600 PER ASME B16.5, RAISED FACE FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, END OR SIDE ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GAS SERVICES.
	10	20	600 @ 100°F	RF	BAD13	ASTM A-216 WCBWCC	C.M TRUNNION BALL VALVE, RATING 600 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 608 AND API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
	24	30	600 @ 100°F	RF	BAD14	ASTM A-216 WCBWCC	C.M TRUNNION BALL VALVE, RATING 600 PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, FULL PORT (UNLESS OTHERWISE SPECIFIED), ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TOP ENTRY, BOLTED BONNET, NON-LUBRICATED REPLACEABLE BALL AND SEATS, 316SS BALL AND STEM, REINFORCED TEFLON SEATS, GEAR OPERATOR ON 8" AND LARGER OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>GLOBE</b>	1/2	1	1500 @ 100°F	SW	GLD10	ASTM A-105	C.M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELD ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TEST AS PER API 598, FULL PORT, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES
	1 1/2	8	600 @ 100°F	RF	GLD11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 600 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING, GAS SERVICES.
	10	12	600 @ 100°F	RF	GLD12	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 600 ACCORDING TO ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC ACCORDING TO API 600 & 6D, DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED BONNET, OUTSIDE SCREW & YOKE, RISING STEM, PLUG OR SEMI-PLUG DISC, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS STEM, DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, GRAPHITE PACKING GEAR OPERATOR OR WHEN RECOMMENDED BY MANUFACTURER, GAS SERVICES.
<b>CHECK</b>	1/2	1	1500 @ 100°F	SW	CKD10	ASTM A-105	C.M DIMENSIONS AS PER ASME B16.10, SOCKET WELDING ENDS AS PER ASME B16.11, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, TESTS AS PER API 598, SCREWED OR BOLTED COVER, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE DISC AND SEATS, 316SS DISC, AND SEATS, HARD FACED SEATS.
	1 1/2	30	600 @ 100°F	RF	CKD11	ASTM A-216 WCBWCC	C.M RATING 150 AS PER ASME B16.5, RAISED FACE FLANGED END, ASTM A-216 Gr WCBWCC AS PER API 6D, CONSTRUCTION AS PER ASME B16.34, FULL PORT, TESTS AS PER API 598, FIRE TEST AS PER API 6FA, BOLTED CAP, HORIZONTAL SWING, REPLACEABLE CLAPPER AND SEATS, 316SS DISC AND SEATS, HARD FACED SEATS, VITON SEALS IN GAS SERVICE.
<b>NEEDLE</b>	1/2	1	6000 @ 100°F	THD	NED10	AISI 316/316L	C.M S.S STRIGHT BODY NEEDLE VALVE, SS AISI 316/316L BODY MATERIAL, FEMALE NPT THREADED END, 316/316L SS NEEDLE AND STEM, REFORCED TEFLON SEAT AND SEAL, T-BAR HANDLE OPERATOR, TEST REFERENCE API 598, GAS SERVICES

	<b>PIPING CLASS</b>		REV.	A
			DOC. No.	
			DATE.	Apr. 2009
			<b>D1</b>	

DESCRIPTION	SIZE	RATING	END	SCH	MATERIAL	CERT	COMPLEMENT	
<b>FITTING</b>								
45 ELBOWS	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 45 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
90 ELBOW	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.11, SOCKET WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. 90 ELBOW DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
CONCENTRIC REDUCER	3/4	3/4	---	PE	160	ASTM A-105	C	C.S. REDUCER NIPLE OUTSIDE DIAMETER AND THICKNESS AS PER ASME B36.10 PLAIN END TYPE FOR SOCKET WELDING CONNECTION
	1	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CONCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
ECCENTRICS REDUCER	1	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. ECCENTRIC REDUCER, DIMENSIONS AS PER ASME B16.9, BUTT WELDING ENDS, BORE TO MATCH PIPE
CAPS	3/4	1	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. CAPS SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. CAPS BUTT WELDING ENDS, DIMENSIONES AS PER ASME B16.9
TEES AND REDUCER TEES	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.11
	1 1/2	30	---	BW	AS PIPE	ASTM A-234 WPB	C	C.S. TEE AND REDUCER TEES, BUTT WELDING ENDS, DIMENSION AS PER ASME B16.9
WELDOLET	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. WELDOLET, BUTT WELDING, DIMENSIONS AS PER MANUFACTURERS STANDARD AND MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
SOCKOLET	VER TABLA DE BRANCH				ASTM A-105	C	C.S. SOCKOLET, SIZE AS PER ASME B16.11, DIMENSIONS AS PER MSS-SP97, MATCH PIPE SCHEDULE	
PLUGS	1/4	1	6000 @ 100°F	THD	---	ASTM A-105	C	C.C. ROUND HEAD, DIMENSION AS PER ASME B16.11, SOLID STEEL, THREADED MALE AS PER ASME B1.20.1, NPT
COUPLINGS	1/4	1	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. COUPLING SOCKET WELDS END, DIMENSIONS AS PER ASME B16.11
NIPPLES	1/4	1		THD	160	API 5L/ASTM A-106/A-53 Gr. B	C	NIPPLES FROM SEAMLEES C.S. PIPE ASTM A-106 /A-53/ API 5L Gr. B, NPT, THREADED END AS PER ASME B1.20.1, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
UNIONS	1/4	1 1/2	6000 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	UNIONS, INTEGRAL STEEL SEAT, SOCKET WELDING ENDS, DIMENSIONS AS PER MSS-SP83
FLANGE	1/2	1	600 @ 100°F	SW	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE SOCKET WELD, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	1 1/2	24	600 @ 100°F	RF WN	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	600 @ 100°F	RF WN	---	ASTM A-105	C	C.S. FLANGE WELDING NECK RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
BLIND FLANGE	1/2	24	600 @ 100°F	RF	---	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.5, BORE TO MATCH PIPE
	26	30	600 @ 100°F	RF	---	ASTM A-105	C	C.S. BLIND FLANGE RAISED FACE, DIMENSIONS AS PER ASME B16.47, BORE TO MATCH PIPE
SPECTACLE BLIND	1/2	24	600 @ 100°F	---	---	ASTM A-515/A-516 Gr. 70	C	SPECTACLE BLIND AND FIGURE 8 FROM C.S. DIMENSIONS AS PER API 590 SUITABLE TO MEET FLANGE SIZED AND FINISHED AS PER ASME B16.5 FOR THK
GASKET	1/2	30	600 @ 100°F	---	---	---	M	STAINLESS STEEL, SPIRAL WOUND GASKET WITH GRAPHITE FILLER AND CARBON STEEL EXTERNAL CENTERING RINGS, THICKNESS 1/8" INCHES, AISI 316 SS, DIMENSIONS AS PER ASME B16.20, SUITABLE FOR RAISED FACE FLANGES ASME B16.5, FLEXITALLIC STYLE "CG" OR EQUAL
INSULATED KIT	1 1/2	30	---	---	---	---	M	INSULATING KIT PRIMARY FEATURES (PIKOTEC)
STUD BOLTS	---	---	---	---	---	---	C or M	C.S. STUD BOLT WITH TWO SEMI FINISHED HEAVY TYPE HEXAGONAL NUTS, ASTM A-193 GR. B7 / ASTM A 194 GR. 2H, THREADED ENTIRE LENGTH AS PER ASME B1.1, DIMENSIONS AS PER ASME B18.2.1 AND ASME B18.2.2
TUBING	1/16	1/16	---	---	0.020	ASTM A-269 Type 316L	M	FULLY ANNEALED, HIGH-QUALITY (SEAMLESS) STAINLESS STEEL HYDRAULIC TUBING ASTM A269 TYPE 316/316L, OR EQUIVALENT. HARDNESS 80 HRB (180 HV) OR LESS, TUBING TO BE FREE OF SCRATCHES, SUITABLE FOR BENDING AND FLARING. (SWAGelok)
	1/8	1/8	---	---	0.035			
	3/8	3/8	---	---	0.065			
	1/2	1/2	---	---	0.083			
	5/8	5/8	---	---	0.065			
	3/4	3/4	---	---	0.065			
TUBING FITTING	---	---	---	---	---	ASTM A-269 Type 316L	M	316 SS NPT (ASME B1.20.1, SAE AS71051) x OD (Swagelok), AS PER TUBING
PIPE	1/2	1		PE	160	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C.M	SEAMLEES C.S. PIPE ASTM A-106 /A-53/ API 5L Gr. B, NPT, PLAIN END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10
	1 1/2	24		BE	80	ASTM A106/A53/API 5L Gr. B	C.M	SEAMLEES C.S. PIPE ASTM A-106 /A-53/ API 5L Gr. B, NPT, BELEVED END, DIMENSIONS AS PER ASME B36.10



## PIPING CLASS

REV.	A
DOC. No.	
DATE:	Apr. 2009
D1	

	24"	22"	20"	18"	16"	14"	12"	10"	8"	6"	4"	3"	2 1/2"	2"	1.5"	1"	3/4"	1/2"
<b>BRANCH SIZE</b>	1/2"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T
	3/4"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	T	
	1"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	T		
	1.5"	S	S	S	S	S	S	S	S	S	RT	RT	RT	RT	T			
	2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	T			
	2 1/2"	W	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T				
	3"	W	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T					
	4"	W	W	W	W	W	W	W	RT	RT	RT	T						
	6"	W	W	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	T							
	8"	W	W	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T								
	10"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T									
	12"	RT	RT	RT	RT	RT	RT	T										
	14"	RT	RT	RT	RT	RT	T											
	16"	RT	RT	RT	RT	T												
	18"	RT	RT	RT	T													
	20"	RT	RT	T														
22"	RT	T																
24"	T																	

**NOMENCLATURA**

S = SOCKOLET (3000# / 6000#)

T = STRAIGHT TEE

W = WELDOLET

TH = THREADOLET (3000# / 6000#)

RT = REDUCING TEE

8. SOLO SE UTILIZARÁN ELEMENTOS ROSCADOS DE 6000# PARA PRUEBAS HIDROSTATICAS E INSTALACION DE INSTRUMENTOS.

9. ESTE BRANCH APLICA PARA TODAS LAS CLASES

10. DIMENSIONES POR MSS-SP-97

- El procedimiento para la protección de superficies metálicas y codificación de colores estará bajo los lineamientos de la especificación de LA EMPRESA. La tubería no intervenida de las estaciones existentes deberá recubrirse en su totalidad de acuerdo con la especificación de LA EMPRESA.
- El manejo de la soldadura debe hacerse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante bajo los lineamientos de las especificaciones de AWS / ASME Sec II parte C que aplique para los procesos de soldadura que se realicen. EL CONSTRUCTOR deberá definir un procedimiento para el manejo de la soldadura llevada a campo y de la soldadura almacenada en el taller.
- Los procedimientos de soldadura y los soldadores serán calificados de acuerdo con los lineamientos de ASME Sección IX (2007 add. 2007), lo cual será aprobado por la Interventoría y LA EMPRESA.
- Todos los equipos de soldadura deben ser calibrados de acuerdo con el procedimiento presentado por EL CONSTRUCTOR y aprobado por la Interventoría.
- El alcance de inspección (Radiografía industrial) de soldaduras será del 10% en los sistemas donde se realice prueba hidrostática y el 100% en los sistemas donde no se realice prueba hidrostática, los requerimientos de ensayos no destructivos (END) se realizarán de acuerdo con ASME Sección V (2007); los criterios de aceptación y rechazo serán dados por ASME. Las pruebas de presión serán especificados en ASME B31.3 (2008). Todos los suministros necesarios para la realización de las pruebas hidrostáticas y neumáticas serán a cargo del CONSTRUCTOR.

- Todo el personal que ejecute la inspección e interpretación de END deberá estar calificado nivel 2 según requerimientos de ASNT, la Interventoría realizará las verificaciones necesarias.
- Realizar mediante equipos y personal especialista en campo el proceso y los trabajos de izaje, montaje, anclaje, nivelación, aplicación de grouting, de cada una de las unidades de compresión y conexión de cada una de las líneas de flujo (línea de succión, línea de descarga, línea de gas de arranque, línea de gas combustible, línea de suministro de agua, aire, etc.) requeridas para el normal funcionamiento de las unidades de compresión. EL CONSTRUCTOR deberá atender y cumplir las observaciones, solicitudes y recomendaciones impartidas por el personal de campo del paquetizador, la Interventoría y LA EMPRESA, quienes acompañarán dichos procesos.
- El tipo y la marca de los conectores debe ser “Swagelock” para los tubing y todos sus accesorios.

#### **4.2.3 Área Eléctrica**

- Subestaciones eléctricas de las estaciones nuevas (transformadores y tableros eléctricos).
- Sistemas de potencia sin interrupción (U.P.S.) con sus baterías para las estaciones nuevas.
- Construcción de bancos de ductos, cajas de halado, suministro e instalación de cableado eléctrico de potencia y de control.

- Acometidas eléctricas de media y baja tensión para las redes externas e internas respectivamente para todas las estaciones. EL CONSTRUCTOR dará prioridad a la ejecución de la ingeniería de detalle y construcción de la acometida eléctrica para la estación Jagua del Pilar. Lo anterior con el fin de contar con el servicio eléctrico en la zona, lo antes posible.
- Planos de identificación de redes eléctricas enterradas para las estaciones existentes.
- Será responsabilidad del CONSTRUCTOR hacer el diseño y la construcción en las nuevas estaciones compresoras de las líneas de media tensión, los trámites pertinentes ante los operadores de red y demás entidades para obtener la aprobación de los planos y permisos correspondientes para su construcción.
- Suministro y trámite del medidor y derechos de conexión ante la empresa electrificadora correspondiente para las estaciones nuevas y/o existentes (los costos correspondientes deben estar incluidos en la oferta).
- Sistema de puesta a tierra de los diversos equipos, tableros y del sistema de instrumentación, de acuerdo con lo señalado en las presentes especificaciones técnicas y descripción de los trabajos de construcción.
- Sistema de apantallamiento en las estaciones nuevas y existentes.
- Tubería conduit, sellos eléctricos, accesorios conduit y cajas de pasos según especificaciones.
- Sistema de iluminación interior en los edificios e iluminación exterior utilizando postes de concreto.

- Instalación de los equipos eléctricos relacionados con la planta de emergencia, incluyendo el suministro de la misma.
- Sistema de protección catódica de los tramos enterrados en las estaciones.
- Implementación de las mejoras del sistema de puesta a tierra requeridas en las estaciones existentes (incluye memorias, suministro e instalación de material y pruebas).
- Adecuación del sistema eléctrico de las estaciones existentes para garantizar el cumplimiento del RETIE en cuanto a características eléctricas y distancias de seguridad entre equipos (incluye emisión de planos, especificaciones, hojas de datos, memorias e informe con recomendaciones).
- Elaboración y entrega de los Planos "As-built" eléctricos y entrega de la documentación técnica del proyecto para la conformación de los Libros de Terminación Eléctrica.

#### **4.2.4 Área de Instrumentación y Control**

- Para todas las estaciones compresoras, todas las señales de proceso y de compresión de cada una de las unidades deben ser enviadas al controlador respectivo, desde donde el operador tendrá control y monitoreo de todas las variables operativas de la estación e integrarse al sistema actual de LA EMPRESA.
- Para el diseño, montaje e implementación del sistema de control y monitoreo de las estaciones compresoras nuevas de la Jagua del Pilar, Curumaní, San Alberto, EL CONSTRUCTOR deberá suministrar todas las instalaciones,

accesorios, Software y Hardware, equipos de monitoreo y control nuevos, incluyendo los computadores de flujo y monitoreo.

- Tanto los equipos como la arquitectura de control, deberán tener una capacidad de exceso de por lo menos el 30% de la capacidad de diseño, con el objeto de integrar las unidades de compresión existentes al sistema, a las cuales se le instalará un controlador de última tecnología tanto al motor como al compresor.
- Todas las señales de proceso deberán ser llevadas al cuarto de control para su monitoreo y acción sobre el proceso, además deberán ser enviadas al CPC de LA EMPRESA.
- Instalación, montaje, cableado, tubing y calibración de los instrumentos para:
  - Actuadores de válvulas.
  - Analizadores de humedad y cromatógrafo en las estaciones que aplique de acuerdo a la ingeniería básica.
  - Indicadores y transmisores de presión, temperatura, flujo y nivel.
  - Equipos de comunicación
  - Sistema de control
  - Sistema ESD
  - Sistema de detección de FIRE & GAS
  - Sistema de vigilancia física, el cual debe ser montado como una de las primeras actividades de construcción.
  - Medidores ultrasónicos de succión, descarga y tea.
  - Medidores tipo coriolis para gas combustible y arranque.
- Instalación de los paneles de control de las unidades de compresión.
- Desarrollo de lazos de control locales.

- Programación de sistemas de control locales.
- Diseño, configuración e implementación de la arquitectura para los sistemas de control de las estaciones.
- Instalación de los sistemas de comunicaciones de las estaciones nuevas.
- Diseño, configuración e implementación del sistema SCADA de las estaciones nuevas.
- Configuración de sistema de control para enviar las señales al centro principal de control vía SCADA.
- Enlace entre cada una de las estaciones y el Centro Principal de Control de LA EMPRESA en Bucaramanga.
- Diseño e implementación de la arquitectura de los “displays” requeridos para el monitoreo remoto de las estaciones compresoras en el Centro Principal de Control en Bucaramanga, bajo la plataforma Open-Enterprise de Bristol Babcock existente (no requiere licencias ni “tags” adicionales).
- El equipo controlador de proceso de las estaciones deberá comunicarse con un equipo Control-Wave de Bristol Babcock, ubicado en cada estación, para la transmisión de datos al Centro Principal de Control en Bucaramanga.
- Instalación y configuración del sistema de ESD, blow-down y FIRE & GAS.

- Capacitación en los sistemas de operación y control implementados en las estaciones. (Mínimo tres (3) sesiones de ocho (8) horas en cada estación, para personal de operación y de mantenimiento).
- EL CONSTRUCTOR realizará el diseño, suministro, construcción e instalación del sistema de vigilancia física, el cual debe contar como mínimo de tres (3) cámaras de seguridad para monitoreo de cada una de las nuevas estaciones compresoras de acuerdo a las normas aplicables. Mínimo una (1) será tipo domo con zoom. Las imágenes de las cámaras de seguridad para monitoreo deben ser vistas en el cuarto de control de la estación y en la oficina de monitoreo de LA EMPRESA en la ciudad de Bucaramanga. Los diseños serán aprobados por la Interventoría y LA EMPRESA. Éste sistema de vigilancia física, deberá ser montado como una de las primeras actividades de construcción, con el fin que LA EMPRESA pueda remotamente visualizar y registrar el avance de las obras en sitio.

**4.2.4.1 Especificaciones técnicas sistema de control:** A continuación las especificaciones técnicas para los elementos que forman parte del sistema de control:

a. Generalidades

El sistema de control cuenta con un controlador con la capacidad de operar independientemente en caso de falla de comunicación.

El sistema de control de procesos y el sistema de supervisión de las estaciones compresoras TGI están basados en un Sistema SCADA (plataforma Bristol Babcock) con cuarto de control general en las instalaciones de TGI en Bucaramanga, un Sistema de control en cada una de las estaciones, y un sistema de Shutdown (Emergencia) tipo HIMATRIX.

Adicionalmente se incluye un sistema de gestión de activos basado en la comunicación hart que tiene la instrumentación en campo. Estos equipos deben cumplir con los requerimientos definidos por TGI.

b. Sistema de shutdown (emergencia)

En general, la filosofía de la selección de señales y su interconexión con el HIMATRIX seguirá el criterio de “falla segura”, utilizando circuitos normalmente energizados, con sus respectivos contactos normalmente cerrados y solenoides energizadas cuando la planta esta en operación normal. Cuando una falla ocurre causada por la activación de un interruptor de proceso o de una falla en la ruta de la señal, la lógica activará la secuencia planeada de shutdown.

La acción del control de shutdown de emergencia incluye el manejo de los cierres de emergencia y/o las válvulas de alivio de emergencia, así como el shutdown de todas las unidades compresoras, y las unidades asociadas al paquete de shutdown. El sistema ESD – HIMATRIX estará en capacidad de tener un “Reset” local ubicado en campo o un “Reset” remoto en el cuarto de control.

Los pulsadores de emergencia serán del tipo “latch”, los cuales requerirán que el operador libere el interruptor para iniciar la planta y/o unidad. Los sistemas de protección alcanzarán su posición configurada de total apertura o cierre dentro de diez (10) segundos después de que la señal ESD ha sido activada, exceptuando en casos específicos donde se requieran menores tiempos de cierre.

El manejo con el sistema de Fire & Gas será de la siguiente forma:

- El Sistema de Fire & Gas manejará su propio controlador. Dicho controlador se conectará al sistema ESD – HIMATRIX en duro con señales digitales, una (1) señal digital cuando se active cualquier detector de fuego en la estación y señales digitales por zona (una (1) por zona) cuando se active alarma de gas

mediante los detectores de gas en la zona (lógica de detección en el controlador de Fire & Gas).

- Para las alarmas generadas por detección de GAS zonal, el Sistema de ESD – HIMATRIX estará en capacidad de realizar Shutdown locales (por zonas).
- Para la alarma generada por detección de FUEGO, el sistema ESD-HIMATRIX generará un Shutdown general de la Estación con Blowdown activado.
  
- Los terminales para recibir las señales serán colocados en un panel independiente y dicho panel deberá contener:
  - Terminales de Entrada / Salida
  - Breakers con fusibles para aislar cada sistema de protección
  - Terminales con fusibles para las válvulas solenoides
  - Breakers de By-Pass y sus luces de indicación.

c. Sistema de control de procesos y supervisión

El sistema de control de procesos y supervisión deberá ser de diseño probado y debe utilizar componentes estándar. Debe tener su software de supervisión y adquisición de datos para plantas de proceso, corriendo en dos estaciones de operador conectadas en una red de datos de alta velocidad y confiabilidad para ejecutar las funciones de control de la planta asociadas con:

- Control regulatorio mediante el uso de bloques PID
  
- Control Discreto, tal como secuencias automáticas de arranque y parada de emergencia de compresores, etc.

- Adquisición de datos de instrumentación de campo inteligente con protocolo HART. El sistema de control, aprovechando las capacidades de la instrumentación inteligente, debe incorporar dentro de sus funcionalidades la adquisición de los parámetros de los instrumentos al igual que la ejecución de rutinas de diagnóstico de los mismos mediante el protocolo HART.
- Adquisición de datos de otra instrumentación de campo.
- Software supervisorio que manejará todo lo asociado con alarmas de proceso y supervisión de equipos en general.
- El sistema de supervisión integrará también la información proveniente de las I/O remotas (localizadas dentro de un área no clasificada como peligrosa desde el punto de vista del riesgo eléctrico) en las diferentes áreas de la estación.
- Comunicación con sistemas externos (Sistema de Gestión de Activos, Controlador SCADA, etc.)
- El sistema de control y las I/O deben ser diseñados para operar en presencia de vibración sinusoidal, soportar impactos y ser inmune a las interferencias de radio-frecuencia y electromagnética según lo establecido en la norma EN 61131-2, donde se hace referencia a las condiciones mecánicas de los equipos de control (vibración, ruidos, impactos, etc.).
  - Requerimientos generales de tarjetas entrada / salida

Los módulos de entrada y salidas se instalarán unos en los gabinetes de los PLC y otros en los gabinetes de I/O's remotas, ubicados en campo, en áreas clasificadas como no peligrosas. Estas tarjetas deben cumplir como mínimo los siguientes requerimientos:

- Cada tarjeta de entrada o salida debe tener la posibilidad de conectarla y desconectarla con el sistema operando (potencia presente) sin perturbar el cableado. Todos los puntos de entrada / salida deben estar aislados ópticamente entre sí.
- Las tarjetas, de cada tipo de señal (DI, DO, AI, AO, RTD's) de las I/O remotas y del rack de controlador central deben ser del mismo modelo para poder ser intercambiados.
- Las entradas y salidas análogas y digitales deben ser aisladas por grupo, con un nivel mínimo de aislamiento de 250 Vac rms.
- La resolución de las señales debe ser suficiente para la precisión y estabilidad requeridas para los lazos de control y despliegues gráficos de operación. Las señales análogas deben tener una conversión A/D o D/A de mínimo 12 bits El sistema de control debe proveer algún medio de monitoreo del valor de las señales análogas de entrada y de salida. Cada punto de entrada o salida de un módulo debe tener indicación de su estado en el lado de campo además de una indicación de diagnóstico de falla. Cada salida debe tener además, una indicación de estado del fusible o de la carga.
- La validez de toda la información de entrada / salida debe ser probada (Por ejemplo: señales análogas fuera de rango) y en caso de que algún valor no sea válido, el sistema de control debe proveer una alarma. La falla de cualquier componente debe ser notificada a la interfaz del operador.
- Las salidas análogas y discretas deben mantenerse en su último valor válido, o conducirse a una condición de falla segura (Por ejemplo: máximo o mínimo) en el evento de falla total de comunicaciones mientras esté seleccionado el control

remoto. La selección del modo de falla será individualmente configurable por el operador para cada salida.

- Cada posición de inserción de los módulos en el conjunto debe ser configurada como única para cada tipo de modulo y de esa manera impedir la inserción errónea de los módulos o su no reconocimiento en línea.
- Todas las entradas y salidas deben ser protegidas contra corto circuito y/o transitorios de voltaje, incluyendo posibles sobre-tensiones transitorias originadas por EMI/RFI o descargas atmosféricas.
  
- La alimentación para la instrumentación de campo se dispondrá desde los gabinetes en donde se conecten dichos instrumentos, por lo cual los gabinetes tendrán un barraje dimensionado y dedicado para tal fin.
  - Módulos de señales de entrada

El sistema de control debe tener módulos de entradas capaces de aceptar directamente señales de las siguientes categorías:

Interruptores de campo – contactos libres de potencial

Señales análogas de 4-20 mA, originadas en transmisores de 2 o 4 hilos

Señales provenientes de RTD's de tres hilos 0-300 ohmios

Señal en protocolo HART desde los transmisores inteligentes

El PROVEEDOR debe suministrar detalles sobre el método propuesto para conectar las entradas con el fin de disponer de máxima confiabilidad. Como mínimo, donde se usen múltiples sensores, una falla de una entrada de campo no debe inhabilitar ninguna otra entrada y su reparación debe ser posible sin que afecte a las otras entradas.

- Entradas digitales

Las señales de entrada digitales deben ser acondicionadas mediante un filtro pasa-bajo, típicamente de 50 ms, para reducir los efectos del ruido y del rebote. Debe proveerse como mínimo 1000 V dc de aislamiento óptico entre cada señal de entrada y el microprocesador.

Cada entrada digital debe ser protegida individualmente mediante fusible con indicación de fusible fundido.

Todas las entradas discretas asociadas con los interruptores de posición de las válvulas de control on-off en campo, o con los pulsadores de campo de los motores, serán contactos secos (libres de potencial) energizados a 24 V dc desde el sistema de control.

Todas las señales discretas de entrada asociadas con los contactos de estado de los arrancadores de los motores, ubicados en el tablero del centro de control de motores (CCM), serán contactos secos energizados a 24 V dc desde el sistema de control.

Todas las entradas discretas serán energizadas desde los gabinetes del sistema, utilizando fuentes auxiliares, ya que en la estación sólo habrá contactos libres de potencial.

- Entradas análogas

Todas las entradas - salidas análogas serán de 4-20 mA dc para instrumentos de 2 y 4 hilos y deberán incluir Protocolo HART. El sistema de control deberá tener la capacidad de interpretar la porción HART de las señales de campo (leídas y escritas) de forma que sea posible configurar, monitorear y diagnosticar los instrumentos HART (válvulas y transmisores) desde el cuarto de control y de

manera remota. De igual forma deberá ser posible actualizar en la herramienta los cambios realizados en el campo.

El sistema debe estar en capacidad de auditar y generar automáticamente registros no modificables de eventos e históricos de calibración y de configuración de los dispositivos y tendencias del desempeño de los mismos.

Los módulos de señales de entrada análogas del sistema de control deben proveer aislamiento entre cada señal de entrada.

Cada entrada análoga al sistema de control debe ser protegida individualmente mediante fusible con indicación de fusible fundido.

Todos los módulos de señales de entrada análogas del sistema de control deben incluir indicación de diagnóstico.

La impedancia de entrada de los módulos de señales de entrada análogas del sistema de control no debe exceder  $250\Omega$ .

- Módulos de señales de salida

El sistema de control debe tener módulos de salidas capaces de manejar directamente señales de salida de las siguientes categorías:

- a) Válvulas Solenoides asociadas con las válvulas de control on-off
- b) LEDs asociados con los pulsadores de campo de los motores
- c) Señales análogas de 4-20 mA, de los transductores de las válvulas de control
- d) Válvulas Solenoides asociadas con las válvulas de cierre de emergencia

- Salidas digitales

Los módulos de salidas digitales del sistema de control deben ser de tipo relé y fallar al estado abierto en caso de falla del Procesador. Cada punto de salida digital debe tener capacidad nominal de 0.5 A con carga inductiva a 60°C. Los módulos de salidas digitales deben tener la capacidad de manejar plena carga a las máximas condiciones especificadas. Debe proveerse como mínimo 1000 V dc de aislamiento óptico entre cada señal de salida y el microprocesador. Cada salida digital del sistema de control debe ser protegida individualmente mediante fusible con indicación de fusible fundido.

Todas las salidas discretas del sistema de control asociadas con las solenoides de las válvulas de control on-off en campo, o con los LEDs de indicación de los pulsadores de campo de los motores, serán energizadas a 24 V dc.

Todas las salidas discretas serán energizadas desde el sistema. Cada salida discreta debe ser capaz de interrumpir una carga típica de 8-10 watts. En caso de ser necesario, deben utilizarse relés de interposición.

Adicionalmente para el comando de los equipos y celdas del sistema eléctrico se deben proveer de relés de interposición con contactos secos aislados para 600 Vac y una capacidad de corriente térmica de 10 A. Las corrientes de cierre y apertura serán como mínimo de 5 A con cargas inductivas.

- Salidas Análogas

Todas las señales análogas de salida del sistema de control serán de 4-20 mA dc con protocolo HART. Todos los lazos de salida análogos serán energizados desde el sistema. Todas las salidas análogas deben ser capaces de energizar la carga a 500Ω y deben proveer una señal de salida auto calibrada de 4-20 mA dc.

- Módulos comunicaciones

El sistema de control debe tener módulos para comunicaciones MODBUS (compresores y otras unidades paquete), TCP/IP (I/O remotas, estaciones de trabajo, etc.), HART (Sistema de gestión de activos). Esto aplica para todas las estaciones.

- Estimación de señales entrada/salida al sistema de control

Se estiman las siguientes señales de entrada / salida que deben revisarse en la ingeniería de detalle:

**Tabla 0-1 Cuadro Estimación de Señales Comunicación**

<b>ESTACIÓN</b>	<b>TIPO DE SEÑAL</b>	<b>CANTIDAD</b>
Jagua del Pilar	AI	24
	DI	50
	AO	5
	DO	24
	FI	7

- HIMATRIX

El sistema HIMatrix debe ser basado en un controlador relacionado con seguridad, compacto y modular, certificado IEC 61508, IEC 61131, EN 50156, EN 954, DIN V 19250 y NFPA.

El sistema de red relacionado con seguridad de los sistemas HIMatrix debe ser un bus de alta velocidad (100Mb/s), el cual deberá estar basado en tecnología Ethernet, certificado TÜV/BG y que soporte el uso del rango entero de las funciones de ETHERNET para aplicaciones de red.

El sistema cumplirá las siguientes características:

- Certificado hasta SIL 3, Cat. 4 y AK 6
  - Tiempo de respuesta menor o igual a 20 ms
  - Tiempo de ciclo para un programa K aproximadamente de 0.02 ms
  - Programación tipo “Drag & drop” con software licenciado y especial para aplicaciones de seguridad.
  - Comunicaciones via “safeethernet”, OPC, etc.
- Estimación de I/O al sistema de shutdown

Se estiman las siguientes señales de entrada / salida que deben revisarse en la ingeniería de detalle:

**Tabla 0-1 Cuadro Estimación de Señales Shutdown**

<b>ESTACIÓN</b>	<b>TIPO DE SEÑAL</b>	<b>CANTIDAD</b>
Jagua del Pilar	AI	37
	DI	38
	DO	24

Adicionalmente, deben tenerse en cuenta las señales del sistema de Fire & Gas que no se incluyen en este listado y las señales de shutdown de los compresores (equipo paquete).

- DESCRIPCIÓN DEL SUMINISTRO

Comprende el suministro de un sistema de control y un sistema supervisorio, para ser instalados en la Estación Compresora TGI.

- **Generalidades**

Todo el equipo será nuevo, de la más alta calidad y seleccionado y aplicado de acuerdo con las mejores prácticas de la buena Ingeniería y de la buena Manufactura.

El suministrador es responsable de conocer la última edición de todos los códigos y estándares Industriales aplicables al suministro.

- **Suministro**

El alcance del suministro, por parte del PROVEEDOR, comprende pero no se limita a:

- Suministro consolas de operación para las estaciones tipo PC
- Suministro de las estaciones de trabajo y de ingeniería y Servidor de Históricos tipo PC
- Suministro del sistema de Shutdown
- Software de control con su respectiva licencia
- Software de supervisión con su respectiva licencia
- Software de Configuración / Programación del Sistema de Control y Sistema de Shutdown
- Impresora.
- Suministro del software y hardware para comunicación entre I/O remotas y Sistema de control y comunicación entre el sistema de control y el Sistema Bristol Babcock (SCADA).
- Suministro del software y hardware para comunicación con equipos externos.
- Gabinetes del Sistema de Control e I/O's
- Hardware del Sistema de Control e I/O's
- Instalación del tablero de control
- Conexión de las señales de campo al Sistema de Control e I/O's
- Conexión de las señales de campo (ESD) al sistema de Shutdown.
- Para los ítems (l y m): Las cuadrillas que van a realizar estas actividades serán suministradas por TGI a través del contratista de montaje. Estas actividades se deben ejecutar bajo la supervisión y responsabilidad del proveedor del sistema de control.

- Los siguientes ítems no están incluidos en el alcance del suministro del proveedor:
- Sistemas de suministro y distribución de energía eléctrica para el Sistema de Control
- Sistemas de tierra para el sistema de control
- Todos los ítems listados o implícitos en esta Especificación deben ser considerados como parte del alcance del suministro del proveedor.

A continuación se enumeran específicamente los elementos que componen el sistema de control requerido según se muestra en el plano de arquitectura así:

- 1 Estación de Operación en el cuarto de control.
- 1 Estación mixta de Operación e Ingeniería y Servidor de Históricos en el cuarto de control.
- 2 Switch TCP/IP de 100 Mbps.
- 1 Radio módem en BSAP.
- 1 Gabinete PLC en la estación.
- 1 Gabinete Sistema de Shutdown
- 2 I/O's remotas para instalación en campo.
  
- Capacidad de reserva y expansibilidad

El sistema de control debe ser suministrado con una capacidad mínima de reserva instalada del 30%. Esto se refiere a las borneras, terminaciones, I/O, memoria de programa del usuario, capacidad de los procesadores, etc. Adicional a las señales I/O resultantes se debe dejar una reserva del 25% de cada tipo de I/O en cada gabinete. Esta reserva instalada debe ser conectada, probada y configurada de tal manera que sea completamente funcional sin ningún tipo de cambio.

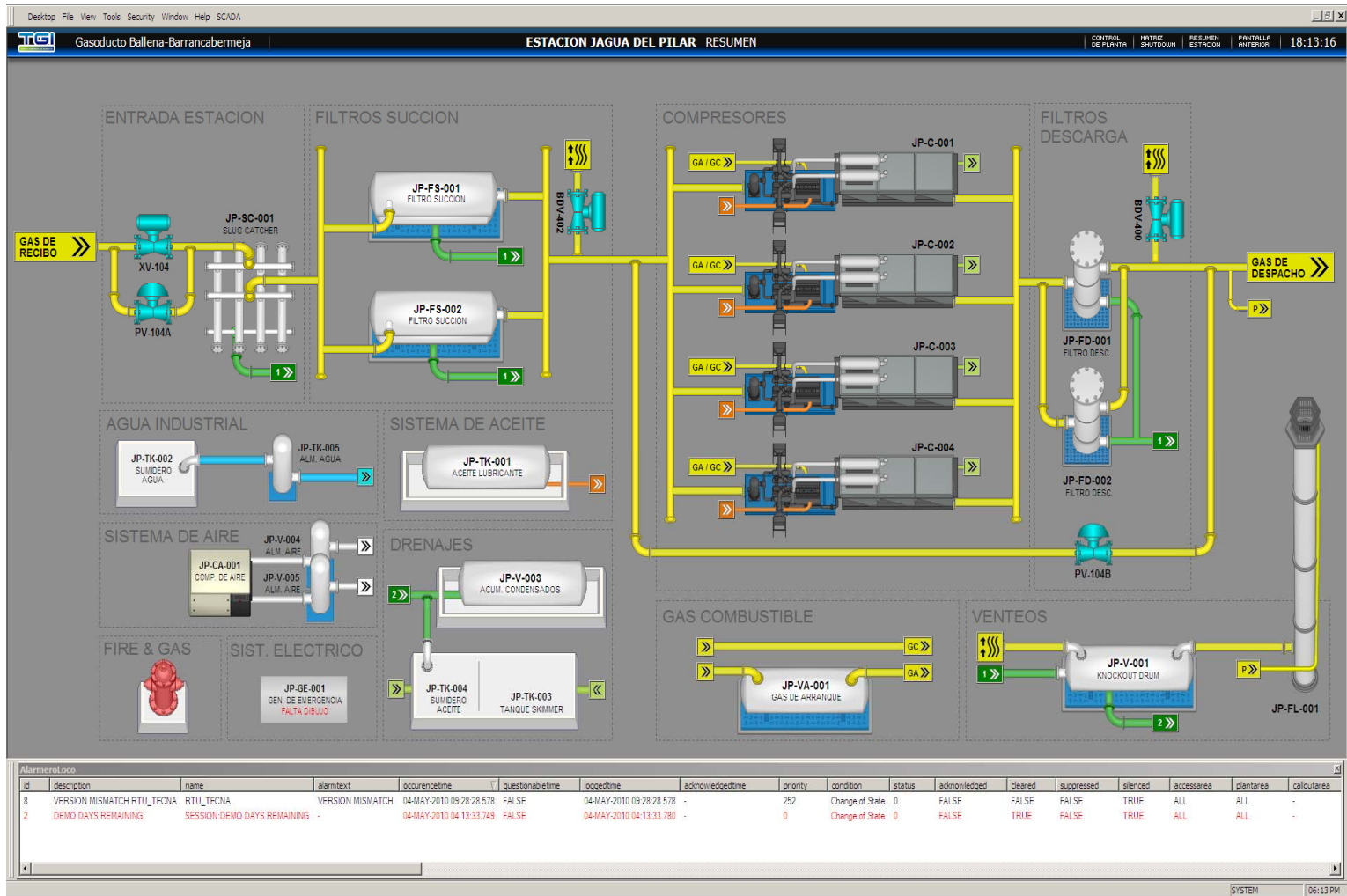
El sistema de control e I/O's debe ser suministrado con un espacio mínimo de reserva o capacidad mínima de reserva no instalada de 30%. Esto incluye espacio en los gabinetes y en el sistema para nuevas borneras, nuevas terminaciones, I/O

adicional, memoria adicional de programa del usuario, no menor a 5 MB después de programada la aplicación, procesadores adicionales, etc.

El sistema de control ofrecido debe ser capaz de expandirse mediante la adición de nuevos módulos de I/O o de nuevos gabinetes sin necesidad de interrumpir la operación normal del sistema.



Ilustración 6. Display del Layout Sistema de Control



- Sistema de detección y alarma contra incendio (SDA fire and gas).
  - Lineamientos generales.
  - a. Los equipos, dispositivos, cableados y demás elementos que componen el SDA deben ser diseñados y fabricados con materiales nuevos, seguros y cumpliendo con las últimas revisiones de las normas aplicables a instalaciones de transporte y manejo de hidrocarburos. Todos los componentes deberán ser diseñados teniendo en cuenta las condiciones de operación y las condiciones generales de las estaciones compresoras.
  - b. Los sistemas de detección y alarma de incendio a ser utilizados, deberán ofrecer la mayor disponibilidad y confiabilidad posible en función de las nuevas tecnologías existentes en el mercado, las cuales entre otras cosas, ofrecen detectores con capacidad de auto diagnóstico y reporte de averías, mejores tiempos de respuesta, integración digital con sistemas supervisorios, identificación precisa de zonas de alarma, etc.
  - c. El proveedor debe revisar y ajustar la ingeniería de la arquitectura planteada, sin modificar la filosofía propuesta.
  - d. El proveedor será responsable de la configuración, pruebas, capacitación y puesta en funcionamiento del SDA.
  - e. Todo el equipo suministrado por el proveedor debe ser nuevo, con certificación de procedencia y documentos de importación disponibles en el caso que aplique para consulta de TGI S.A.
  - f. El sistema de detección y alarma contra incendio de cada Estación Compresora debe cumplir los requerimientos establecidos en la norma NFPA 72.

- g. Los componentes principales del sistema SDA: controlador del sistema, equipos de detección de fuego y gas, módulos de entrada salida, módulos de monitoreo de fuentes y demás dispositivos principales deberán ser certificados por Factory Mutual para la detección y anunciación de alarmas de fuego, gas y humo así como para la liberación de agentes de extinción, como elementos separados y como sistema completo bajo la norma NFPA 72; prueba de ello el proveedor deberá anexar el certificado FM del sistema con la propuesta técnica y económica del sistema de detección de incendio.
- h. Todos los dispositivos vinculados al SDA deben ser a prueba de fallas.
- i. Todos los dispositivos vinculados al sistema SDA deben poseer barreras intrínsecamente seguras en el caso que aplique.
- j. De acuerdo con el resultado del análisis de seguridad, el nivel de integridad SIL de los instrumentos principales tales como: Controlador, detector de gas, detector de llama y módulos de E/S digital del sistema SDA deberán contar con el certificado TUV - SIL 2, prueba de ello el proveedor deberá anexar el certificado FM del sistema con la propuesta técnica y económica del sistema de detección de incendio.
- k. Es mandatorio que el sistema esté certificado Factory Mutual bajo la norma NFPA72, complementariamente debe cumplir con el nivel SIL2 requerido el cual rige lo relacionado con riesgos de una función de seguridad más no se especializa en la parte de contra incendio.
  - o Filosofía del SDA.

Un Sistema Industrial de Contra Incendio con detección de Fuego, Gas, Humo y Control para Extinción y Supresión, está constituido fundamentalmente por: un tablero central de control, fuentes de alimentación eléctrica (principal y respaldo),

detectores de fuego, detectores de atmósfera explosiva, módulos de ENTRADA/SALIDA, estaciones manuales de alarma, alarmas sonoras y alarmas visuales. El sistema SDA para las estaciones compresoras deberá ser diseñado para cumplir con los siguientes requerimientos funcionales primarios:

- a. Detección automática de fuego.
- b. Detección automática de la presencia de fugas de gas metano.
- c. Anunciación Visual de condiciones de fuego y fugas de gas en área de proceso.
- d. Anunciación Sonora de condiciones de fuego y gas en área de proceso.
- e. Activación manual del sistema SDA.
- f. Proveer la facilidad para activar automáticamente y manualmente sistemas de parada de emergencia (ESD).

El sistema de detección y alarma contra incendio SDA será un sistema independiente del sistema de instrumentación de control de proceso y del sistema de Shutdown - ESD.

El sistema SDA estará conformado por una unidad central, la cual monitorea y controla los dispositivos distribuidos en la estación compresora, ya sean detectores de fuego, gas y humo, elementos de anunciación o de liberación de agentes de extinción o supresión.

Las señales de alarma del sistema se originarán por la detección de fuego, detección de gas de hidrocarburo, humo, o por la activación de alguna estación manual. La alarma sonora en el tablero se mantendrá hasta que sea desactivada manualmente en el panel, mientras que la señal luminosa seguirá encendida hasta que se alcancen las condiciones de operación normal nuevamente.

La unidad central ejecutará todas las funciones del sistema y tomará las acciones según lo establecido en la "MATRÍZ CAUSA EFECTO". Es importante destacar que

el sistema de extinción con base en agente limpio (Que no hace parte de este alcance) debe estar integrado al SDA principal reportando el estatus de todo el sistema y su instrumentación asociada. Así mismo el SDA principal también debe ejecutar todas las rutinas y el control de las acciones sobre la extinción y detección de las áreas protegidas.

El SDA proveerá una interfaz de salida con contactos secos para la integración de señales de parada de emergencia generadas por el SDA hacia el sistema ESD.

Además, la unidad central de procesamiento del SDA estará comunicada serialmente con el DCS del área de proceso para reportar al operador los dispositivos y alarmas asociadas.

Adicionalmente en el cuarto de control se deberá proveer una interfase gráfica (HMI) para reportar al operador el estado de los dispositivos y reportes de alarmas del SDA, así mismo para propósitos de configuración y mantenimiento.

- Especificaciones generales

La función de este sistema es la detección, alarma y activación de la extinción de incendios en la planta.

El sistema debe operar 24 horas, 7 días a la semana y protegerá los diferentes ambientes de las edificaciones incluido el cableado. La alimentación del sistema deberá cumplir con los requerimientos de la norma NFPA 72 la cual recomienda tener una fuente principal y una fuente de respaldo la cual en caso de una falla tendrá que mantener al sistema funcionando como mínimo por 24 horas más cinco minutos en estado de alarma.

Los componentes principales del sistema: controlador del sistema, equipos de detección de fuego y gas, módulos de entrada salida, módulos de monitoreo de

fuentes y demás dispositivos principales deberán ser certificados por Factory Mutual para la detección y anunciación de alarmas de fuego, gas y humo así como para la liberación de agentes de extinción, como elementos separados y como sistema completo de bajo la norma NFPA 72; prueba de ello el proveedor deberá anexar certificados FM con la propuesta técnica y económica del sistema de detección de incendio.

Todos los dispositivos electrónicos deben ser tropicalizados y adecuados para su instalación de acuerdo con la clasificación de área requerida. El sistema debe tener un diseño modular actualizable, flexible y de última generación.

El cableado entre componentes (IDC-Initiating Device Circuits-) y (NAC-Notification Appliance Circuits) del sistema deberá ser un cable para comunicación de datos, apantallado, de baja capacitancia, en par trenzado #16 AWG, hilo de cobre PVC/PVC, 300V; en conduit de acero galvanizado en caliente tipo Rigid. El cable debe tener una chaqueta para uso industrial.

- Componentes del SDA contra incendio

- Unidad central

Los componentes principales de la unidad central son: el controlador principal, la interfaz con el operador, el software para la supervisión, control, diagnóstico y mantenimiento, y la fuente de alimentación principal.

- Controlador principal

- a. Certificado FM como controlador de Fire & Gas y sistema de extinción de acuerdo a NFPA72

- b. El controlador permitirá la ejecución de las lógicas especificadas por el usuario final, incluyendo lógicas de bloqueo, temporizadores y control de dispositivos de salida para anunciación, señalización y supresión.
- c. Debe poseer como mínimo los siguientes puertos de comunicación:
  - o Deberá proveer comunicación digital en anillo, tolerante a fallas “Fault-Tolerant” para operación continua, este puerto permitirá la comunicación con los dispositivos principales del sistema en campo: detectores de fuego, detectores de gas, módulos de entrada/salida remotos y módulo de agente limpio, entre otros.
  - o Puerto de comunicación RS-232 para conexión a computador personal con software de configuración y supervisión.
  - o Puertos de comunicación RS-232 Modbus RTU.
  - o Puerto de comunicación RS-485 Modbus RTU.
- d. Debe almacenar toda la configuración correspondiente a los elementos de campo, en forma tal que si un elemento de campo es reemplazado, la unidad de control automáticamente descargará la configuración correcta al nuevo elemento.
- e. El controlador principal debe tener la capacidad de realizar la lógica que el usuario determine, permitiendo monitorear y comandar remotamente los elementos asociados al sistema, para lo cual debe poseer la capacidad de integrar en el mismo sistema los elementos apropiados de salida y entrada que permitan el comando de los dispositivos de alarma del sistema y elementos de control, si es requerido.

- f. Debe anunciar por medio de indicación visual y/o sonora en el controlador las siguientes condiciones:
- Alarma de Fuego.
  - Falla de Alimentación.
  - Activación de señales supervisión.
  - Falla a Tierra.
  - Alarma por Alta concentración de gas.
  - Alarma por Baja concentración de gas.
  - Estado de ENTRADA/SALIDA inhibidas.
  - Estado Silencio.
  - Estado de Reconocimiento.
- g. El controlador principal debe incluir botones pulsadores para silencio, reconocimiento y reset.
- h. Adicionalmente botones pulsadores que faciliten la navegación a través de un sistema de información del sistema en el que se permita la visualización del estado de los dispositivos de campo, alarmas y fallas del sistema.
- i. Debe permitir la integración como mínimo de la siguientes señales en el caso que sean requeridas:
- Marcha, apagado y falla de los tableros controladores de las bombas del sistema de extinción con agua.
  - Marcha, apagado, falla y nivel de tanque de concentrado de los tableros controladores de los sistemas de espuma.
  - Abierto, cerrado y falla de los tableros controladores de los sistemas de extinción con agente limpio.
  - Señales de shutdown de las unidades compresores existentes.

- j. Contar con un sistema de comunicación con dispositivos en campo de alta disponibilidad y seguridad, ser tolerante a fallas “Fault-Tolerant” para operación continua, en caso de un corto cable a cable, corte de cable o falla a tierra en la línea de comunicaciones deberá ser detectada esta condición anormal y contar con la capacidad de transmitir señales de alarma de fuego y gas aún en estas condiciones.
- k. La unidad central deberá venir montada en un gabinete precableado. Deberá incluir borneras y fusibles necesarios para montaje. Este gabinete se instalará en el cuarto de control de la Estación Compresora.
  - o Gabinete principal del SDA
  - a. El gabinete principal deberá contener la unidad de control del sistema SDA.
  - b. Deberá incluir la fuente de alimentación diseñada para suministrar la potencia requerida por los equipos de control e instrumentos alimentados desde este gabinete.
  - c. Se debe incluir un módulo conversor de puerto serial a Ethernet para establecer comunicación con el CPC de TGI en Bucaramanga.
  - d. El proveedor debe incluir todas las cajas de alojamiento, cables de interconexión, fuentes de poder, módulos de adecuación de ENTRADA y SALIDA, módulos amplificadores de comunicación, puertos, drivers y demás elementos necesarios para que la unidad central trabaje apropiadamente como un sistema integrado.
  - e. Todo el cableado debe ser supervisado. La detección de algún circuito abierto, fallas a tierra, o la falla o remoción de algún componente en el sistema, debe ser anunciado en forma auditiva y visible como una señal de falla. Las señales

deben permanecer activas hasta eliminar la falla y restaurar la operación normal del sistema.

El proveedor debe suministrar el gabinete para instalar los equipos de control, de acuerdo con lo siguiente:

- a. El panel debe proveer una clara vista de todos los controles e indicadores montados sobre la lámina frontal. La unidad debe ser de estructura modular para permitir su fácil instalación, mantenimiento y futura expansión. La entrada de cables al gabinete será por la parte inferior.
- b. El gabinete principal deberá contar con botones pulsadores externos de SILENCIO, RECONOCIMIENTO y RESET.
- c. El gabinete debe contener los elementos necesarios para mantener un estado interno adecuado para el controlador y demás elementos del SDA, de ser necesario se deberán suministrar ventiladores para enfriamiento y resistencias para controlar la humedad de los gabinetes.
- d. La construcción, la pintura y el espesor de la lámina, será de acuerdo con las normas del fabricante del equipo quien debe suministrar una protección robusta y un grado de protección NEMA de acuerdo con las condiciones ambientales y la clasificación del área.
- e. El tablero debe ser completamente ensamblado, conectado, ajustado, equipado, probado y operado por el proveedor de los equipos del sistema SDA previo a su entrega a TGI, de tal manera que requiera un trabajo mínimo para su instalación en campo.

- f. La conexión desde las borneras de entrada hasta los equipos dentro del tablero, se realizará por medio de cables a conectores de tipo extraíble. Además todas las conexiones deberán realizarse únicamente en los terminales de aparatos y en borneras terminales.
- g. Todos los cables, conectores y bornes terminales deben ser identificados con marquillas plásticas con caracteres indelebles.
- h. El cableado debe ser bien organizado, agrupado y dispuesto en forma horizontal y vertical, con curvas definidas. Los trayectos largos dentro del mismo tablero y el cableado a las borneras terminales, debe ir en canaletas plásticas adecuadamente cortadas con perforaciones laterales para paso de los cables y con cubiertas removibles.

- Tableros de módulos de Entrada/Salida - RPU

Los tableros que alojarán los módulos de entrada/salida deben ser aptos según la clasificación de área del sitio de instalación y contar con un grado de protección mínimo nema 4X para el caso de tableros exteriores y Nema 12 para gabinetes para uso en interior. Deberá incluir los módulos que se requieran con sus respectivas borneras para conexión. Además, deben incluir una fuente de alimentación, de ser requerida, de 24 VDC redundante para los equipos del sistema contra incendio ubicados en cada zona.

El proveedor debe suministrar los tableros Entrada/Salida, de acuerdo con lo siguiente:

- a. La entrada de cables al gabinete deberá ser por la parte inferior.
- b. El gabinete debe contener los elementos necesarios para mantener un estado interno adecuado para los elementos que albergue, de ser necesario se deberán

suministrar ventiladores para enfriamiento y resistencias para controlar la humedad de los gabinetes.

- c. La construcción, la pintura y el espesor de la lámina, será de acuerdo con las normas del fabricante del equipo y adecuadas a las condiciones ambientales del sitio final donde será instalado.
- d. El tablero debe ser completamente ensamblado, conectado, ajustado, equipado, probado y operado por el proveedor de los equipos del sistema SDA previo a su entrega a TGI, de tal manera que requiera un trabajo mínimo para su instalación en campo.
- e. La conexión desde las borneras de entrada hasta los equipos dentro del tablero, se realizará por medio de cables a conectores de tipo extraíble. Además todas las conexiones deberán realizarse únicamente en los terminales de aparatos y en borneras terminales.
- f. Todos los cables, conectores y bornes terminales deben ser identificados con marquillas plásticas con caracteres indelebles.
- g. El cableado debe ser bien organizado, agrupado y dispuesto en forma horizontal y vertical, con curvas definidas. Los trayectos largos dentro del mismo tablero y el cableado a las borneras terminales, debe ir en canaletas plásticas adecuadamente cortadas con perforaciones laterales para paso de los cables y con cubiertas removibles.

- Módulos Entrada/Salida Remotos
  - a. Deberá proveer la facilidad de recibir y transmitir señales discretas del sistema SDA tales como estaciones manuales de alarma, alarmas sonoras, alarmas visuales o SALIDA discretas de señales al sistema de parada de emergencia.
  - b. El módulo Entrada/Salida remoto deberá reportar su estado general y de sus canales al controlador principal a través de un puerto de comunicaciones compatible con la red de campo dispuesta en el controlador principal del sistema SDA.
  - c. Cada canal deberá ser configurable independientemente para operar como salida o entrada digital, supervisión o sin supervisión de manera que ofrezca una mayor flexibilidad en la integración de señales.
  - d. Los módulos de entrada-salida deben contar como mínimo con los siguientes diagnósticos y protecciones por canal: diagnóstico y protección de corto circuito y/o sobre corriente y diagnóstico de circuito abierto según NFPA 72.
  - e. Los módulos entrada/salida deberá estar aprobados y certificados para su uso en área clasificada Clase I Div 2.
  - f. Proveer indicación visual local, a través de un LEDs, que indiquen: encendido del módulo y falla del módulo.
  - g. Cada canal deberá proveer indicación visual del estado del canal: Canal activo y falla del canal.

- Consideraciones para los tableros de control de las bombas contra incendio.  
Los tableros de control de las bombas contra incendio deben tener disponibles señales de control para el arranque y parada remoto de las bombas. Además deben tener disponibles otras señales de contacto seco para la indicación del estado de las mismas.
  
- Módulo para monitoreo y control de agentes de supresión.
  - a. Debe ser especialmente diseñado para monitorear, supervisar y controlar supresión de fuegos con agentes de supresión.
  
  - b. Debe ser certificado para uso en zonas clase 1 división 2.
  
  - c. Deberá proveer canales de entrada/salida con supervisión de acuerdo con los requerimientos de NFPA. Como mínimo deberá tener las siguientes opciones disponibles:
    - 3 canales disponibles para circuitos de iniciación tales como: 1 estación manual de alarma, 1 estación de aborto y 1 de supervisión.
    - 2 canales disponibles para la detección del humo. Estos canales deben permitir la conexión de hasta 15 detectores de humo por canal.
    - 1 canal de anunciación para activar circuitos de anunciación o notificación.
    - 2 canales de descarga para la activación de agentes de supresión.
  
  - d. Cada canal debe tener un indicador visual de estado.
  
  - e. Debe soportar comunicación digital en anillo, tolerante a fallas “Fault-Tolerant” para operación continua y reportar información al controlador principal.

- f. Deberá poseer una lógica embebida que permita la protección local de un área determinada aún cuando el controlador principal presente alguna falla.
  
- o Estación de Interfaz (HMI)
- a. La estación de interfaz para el operador indicará los niveles de gas y las alarmas de humo o fuego, permitirá la toma de acciones de comando manuales y/o automáticas por el Operador. A la vez, entregará lecturas de diagnóstico del sistema para mantenimiento.
  
- b. La estación de interfaz debe permitir el desarrollo de las siguientes tareas:
  - o Ver: Función de monitores sin función de control.
  - o Configuración: Crear gráficos y Actualizar la base de datos.
  
- c. La configuración en la consola de operador tendrá las siguientes posibilidades:
  - o Ambiente de ventanas que soporte múltiples ventanas, localización, cambio de tamaño y sobreposición de ventanas.
  - o Barras de herramientas.
  - o Iconos
  
- d. El computador de la interfaz con el operador del SDA debe conformarse por un computador con las siguientes especificaciones mínimas:
  - o Procesador : Intel Pentium IV ó Superior
  - o Memoria caché: 512 Kb SRAM
  - o Memoria RAM: 1Gbyte DRAM expandible
  - o Disco Duro: 120 Gbytes Mínimo
  - o Unidad lectora/Quemadora de DVD y CD
  - o Tarjeta de video
  - o Tarjeta de comunicaciones: Según sistema de control
  - o Puertos de comunicación: Puertos USB 2.0 y dos (2) puertos Seriales 232
  - o Monitor: Pantalla plana a color 19" min. de tipo LCD

- Teclado: 104 teclas. Idioma Español
  - Mouse: Óptico
  - Sistema operativo instalado: Compatible con el software del HMI
- e. El computador para el SDA deberá ser de una marca reconocida y con garantía de por lo menos 18 meses.

- Software de supervisión y configuración

- Software de programación para la unidad de control

La unidad de control local debe suministrarse con un software para configuración, programación y propósitos de mantenimiento, para ser instalado en el computador dedicado a la supervisión del sistema Fire & Gas. La carga y descarga de la configuración se realizará a través del puerto de comunicación RS-232.

El Software tiene que ser una potente herramienta para configuración, programación y diagnóstico de todo el sistema. Algunas de las características del software se listan a continuación:

- a. Ambiente amigable completamente pre-configurado, para fácil visualización de históricos tanto de alarmas como de calibración, con una interfaz grafica diseñada para la visualización en tiempo real de la medición o señal generada por el dispositivo de campo.
- b. Fácil adición de dispositivos de campo sin necesidad de programación adicional.
- c. Disponer de variedad de plantillas graficas desarrolladas para cada uno de los dispositivos que son conectados al sistema.
- d. Alarma y calibración disponible en línea.

- e. Configuración automática del puerto serial; velocidad de transmisión, número de bits, bits de parada, paridad. Soportar protocolos como Modbus RTU.
- f. Simulación y programación lógica para dispositivos de campo.
- g. Editor lógico para programación y simulación.
- h. Capacidad de monitorear en tiempo real la lógica creada por el usuario.
- i. Impresión de la configuración propia de cada proyecto.
- j. Poseer dos ambientes distintos, configuración y monitoreo en línea.
- k. Acceso remoto vía TCP/IP.
- l. Indicadores de eventos como: falla de integridad óptica, falla de voltaje de alimentación, dispositivo removido, configuración inválida, calibración activa, dispositivo fuera de línea, temperatura fuera de rango, etc.
- m. Tener capacidad de visualización de históricos tanto de alarmas como de calibración, disponible así no hubiera estado el software activo en el momento del evento. También se tiene que registrar en los históricos el acceso de los usuarios a la configuración del sistema.
- n. Indicadores fácilmente visibles para supervisar alarmas de fuego y temperatura.
- o. Poder seleccionar el gas y concentración con el cual se va a hacer calibración para detectores de gas, selección del gas a detectar, ajuste de alarmas alta y baja.

- Software de programación para la interfase gráfica (HMI)
  - a. El HMI (Human Machine Interfase) debe incluir el software para configuración y programación de los despliegues gráficos que se presentarán a los operadores. Este software debe quedar a disposición del personal de mantenimiento que debe ser capacitado en su manejo.
  - b. El software de supervisión del SDA debe permitir la configuración del sistema, con la posibilidad de incluir lógicas de control, monitorear el sistema, presentar la información de estado y diagnóstico, como también, herramientas de ayuda para resolver problemas.
  - c. La interfaz gráfica con el operador debe ser amigable y permitir navegar fácilmente a través de la aplicación. El software debe poseer niveles de protección (Password) para prevenir modificaciones no autorizadas en su configuración.
  - d. Los colores, tipos de líneas, símbolos de equipos y textos de los despliegues serán estándar para sistemas Fire & Gas.
  - e. Debe permitir el uso de códigos de acceso en cuatro (4) niveles:
    - Solo lectura: No puede cambiar parámetros
    - Nivel de operador: Acceso para leer despliegues y ajustar parámetros de proceso.
    - Nivel de técnico: Acceso a todas las funciones de operador orientadas a funciones de ingeniería.
    - Nivel de ingeniería: Pleno acceso.
  - f. La estación de operador tendrá acceso a las ENTRADA y SALIDA a través de etiquetas únicas (TAG). Las etiquetas deberán ser programables y deben

permitir el uso de 16 caracteres alfanuméricos. Todas las descripciones deben ser en idioma español.

- g. El software de supervisión debe presentar despliegues del tipo resumen para las estaciones de operador en tiempo real. La información debe ser presentada en una forma ordenada, preferiblemente en secuencia alfa numérica por el nombre de la etiqueta (TAG).
- h. Las siguientes funciones deben estar disponibles para el uso de despliegues gráficos:
  - Recuadros en pantalla para iniciar la generación de informe o los programas de aplicación.
  - Página hacia adelante y hacia atrás.
  - Recuadros sobre pantalla para llamar directamente los despliegues.
  - Acceso directo a los puntos presentes en los despliegues.
  - Acceso directo a los despliegues asociados.
- i. El software de supervisión debe incluir despliegues por categorías que permitan al operador reconocer los eventos (Hora de ocurrencia y estado de reconocimiento) más recientes. Los siguientes tipos de eventos deben ser consignados en listas individuales:
  - Cambios realizados por el operador
  - Cambios de estado
  - Alarmas
  - Problemas
  - Errores de diagnóstico y fallas del sistema.
- j. Los eventos deben ser insertados en orden de ocurrencia.

- k. El software de supervisión debe presentar despliegues de diagnóstico, que estén a disposición del operador en tiempo real.
- l. La estación de operador debe anunciar y desplegar los estados de alarmas vigentes.
- m. La ocurrencia de una alarma debe conllevar los siguientes resultados:
  - o Anuncio audible.
  - o Generación de un registro de eventos: Cambio de color y destello de los indicadores del estado de alarma incluyendo, grupos, detalles, vistas generales y lista de alarmas.
  - o El anuncio de alarmas debe continuar hasta que la acción de silencio se lleve a cabo.
  - o El anuncio no debe cesar por el retorno del punto de alarma a estado normal.
- n. En el momento de reconocimiento de la alarma las siguientes acciones deben ocurrir:
  - o Un registro de reconocimiento debe entrar al registro de eventos.
  - o No se deben modificar otras alarmas no reconocidas.
- o. Después del retorno a estado normal de los puntos en alarma, los siguientes eventos deben ocurrir:
  - o El bit del estado de alarma debe ser reseteado.
  - o El punto debe ser removido del resumen de alarmas.
- o Fuente de alimentación del tablero principal
- a. Se debe incluir la fuente de poder que suministre la potencia necesaria para alimentar elementos del SDA y en el caso que no hayan tableros en campo que alimenten otros elementos que hacen parte del SDA.

- b. Esta fuente de poder deberá contar con un sistema de respaldo con baterías que sean capaces de alimentar los dispositivos de campo por un periodo mínimo de 24 horas cuando falle la energía comercial en estado normal y cinco (5) minutos adicionales al final de las 24 horas en estado de alarma.
  
- a. El proveedor especificará su propio equipo de suministro de energía requerido por el SDA, más un 20% de potencia para instrumentación adicional.
  
- c. Todas las fuentes de poder y reguladores deben estar protegidas contra las siguientes condiciones:
  - o Sobre voltaje a la entrada y la salida.
  - o Transientes de la alimentación de 120 VAC.
  - o Cargas de corto circuito.
  
- d. Bajo condiciones de falla, la fuente de poder y su regulador no deberán exceder los voltajes especificados en sus terminales de salida.
  
- e. La potencia para energizar los dispositivos de detección, control y extinción instalados en campo que estén cerca del gabinete principal, ya sean análogos o digitales, deberá ser suministrada por la unidad central y alimentada de la fuente de 24 VDC que debe suministrarse con el gabinete.
  
- f. Todas las fuentes de alimentación deberá tener un módulo que indique cualquier aterrizamiento a tierra que pudiese presentarse con cualquiera de las dos fuentes (la principal y la de respaldo).
  - o Fuente de alimentación de los tableros de módulos de entrada/salida
- a. Los tableros de módulos de entrada y salida para los instrumentos conectados en áreas alejadas, deben incluir una fuente redundante de poder que suministre la potencia requerida.

- b. Deberá contar con un respaldo de respaldo con UPS que sea capaces de alimentar los dispositivos de campo por un periodo mínimo de 24 horas más cinco (5) minutos adicionales al final de las 24 horas en estado de alarma.
- c. El proveedor especificará su propio equipo de suministro de energía requerido por el SDA, más un 20% de potencia para instrumentación adicional.
- d. Todas las fuentes de poder y reguladores deben estar protegidas contra las siguientes condiciones:
  - a. Sobre voltaje a la entrada y la salida.
  - b. Transientes de la alimentación de 120 VAC.
  - c. Cargas de corto circuito.
- e. Bajo condiciones de falla, la fuente de poder y su regulador no deberán exceder los voltajes especificados en sus terminales de salida.
- f. Las fuentes deberán contar con contacto seco para falla que será integrado a módulos E/S para ser indicado el estado de las fuentes en el sistema de supervisión.
- g. Las fuentes de alimentación deberán contar con un módulo que indique cualquier aterrizamiento a tierra que pudiese presentarse con cualquiera de las dos fuentes (la principal y la de respaldo).
  - o Red de comunicación digital

La red comunica digitalmente los dispositivos de campo que conforman el SDA con la unidad central.

Todos los equipos principales del sistema: controlador del sistema, equipos de detección de fuego y gas, módulos de entrada salida, módulos de monitoreo de fuentes, estén conectados a la red de comunicación.

Otros elementos como: estaciones manuales de alarma, detectores de humo, alarmas sonoras y visuales y otros se integrarán a la red de comunicación digital a través de módulos Entrada/Salida digitales o módulos análogos.

Los módulos de entrada enviarán la información de los valores análogos y/o discretos de los sensores que manejen este tipo de comunicación, estaciones manuales de alarma y otros dispositivos de entrada. Por otra parte, los módulos de salida deben recibir comandos para actuar sobre elementos de alarma y contactos de arranque entre otros.

- Dispositivos de Campo

A continuación se presentan las mínimas condiciones de operación para los dispositivos de campo:

- Generalidades de los dispositivos de campo

Un equipo direccionable es aquel elemento del sistema de detección que está conectado a la red de comunicación digital del panel de control contra incendio. Todos los equipos direccionables de campo deben comunicarse con la unidad central a través de la red de comunicación y deben tener las siguientes características:

- a. Circuito de aislamiento en condición de falla.
- b. LED's indicadores de estado, para Alimentación y Alarma.

- c. Todos los elementos direccionables de campo deben reportar a la unidad de central, como mínimo, la siguiente información de estado:
  - o Condición de voltaje
  - o Estado de comunicaciones
  - o Alarma
  - o Falla
  
- d. Todos los elementos direccionables en campo deberán tener ENTRADA conduit de  $\frac{3}{4}$ " NPT y terminales separados para los cables de entrada y salida. Los terminales deben aceptar cables con calibres calibre entre 16 AWG y 22 AWG.
  
- e. Los dispositivos de campo, en modo de falla, tendrán la capacidad de reportar una condición de alarma aunque ocurra una falla en el microprocesador del sistema principal de comunicación.
  
- f. Los equipos de campo serán alimentados a 24 VDC a través de la fuente de los tableros controladores o a través de las fuentes de los tableros de entrada/salida distribuidos en campo.
  
- g. Todos los instrumentos de detección deben contar con certificado o placa de identificación del fabricante, permitiendo verificar que la clasificación de área del instrumento.
  
- h. En caso de falla del detector o de la alimentación, debe generarse una señal para indicar tal deficiencia en el Tablero Central de Control o a través de la unidad de control.
  
- i. Los detectores deben contar con medios que permitan su calibración, revisión, ajuste y configuración en campo (área abierta), de manera no intrusiva, para

realizar los ajustes en el instrumento sin remover la tapa del mismo o desclasificar el área.

NOTA: las especificaciones descritas para los instrumentos del sistema Fire & Gas a continuación son generales, cualquier omisión deberá referirse y estar ceñida a las hojas de datos anexas a esta documentación.

- Detectores de llama
  - a. Principio de operación: IR3.
  - b. Señal de salida: Por comunicación digital con protocolo/interfase que cumpla con la recomendación de la norma NFPA 72 Clase A, Estilo 7 .
  - c. Angulo de visión: Horizontal: mínimo 90° - Vertical: mínimo 75°.
  - d. Voltaje de operación: 24 VDC.
  - e. Tiempo de respuesta máximo 10 seg.
  - f. Certificación detectores: Aprobado FM y certificado SIL 2 por TUV.
  - g. Clasificación de área: Clase 1 Div 1 y 2 Grupos B, C, y D.
  - h. Enclosure: Aluminio, NEMA4X.
  - i. Debe incluir accesorios de montaje.

Servicio: Detección de llama en shelter de compresores.

- Detectores de humo
  - a. Principio de operación: Fotoeléctrico
  - b. Temperatura de operación: 0°C to 38°C (32°F to 100°F).
  - c. Señal de salida: señal de alarma a través de interfaz de 2-hilos, con conexión a bus de campo.
  - d. Área de Cubrimiento: 900 ft<sup>2</sup>.
  - e. Voltaje de operación: 24 VDC.

- f. Certificación detectores: Listado UL y/o Aprobado FM
- g. Los detectores estarán aprobados para su uso en áreas generales.

Servicio: Detección de humo en CCM, cuartos de control y cuartos eléctricos de las subestaciones

- Detectores de atmósferas explosivas

- a. Detectores puntuales:

- Tipo de detector: Sensor infrarrojo inteligente
- Señal de salida: Por comunicación digital con protocolo/interfase que cumpla con la recomendación de la norma NFPA 72 Clase A, Estilo 7.
- Rango: 0 a 100 % LEL
- Exactitud: +/- 3% de 0 a 50 y +/- 5% de 51 a 100.
- Temperatura: -40°C a 75°C
- Alimentación: 18 a 24 Vdc
- Certificación detectores: Aprobado FM y certificado SIL 2 por TUV
- Enclosure: Acero inoxidable, NEMA4X
- Clasificación de área: Clase 1 Div 1 y 2 Grupos B, C, y D
- Puerto adicional de diagnóstico: HART.

Servicio: Detección de atmósfera explosiva en casetas compresoras.

- b. Detectores de trayectoria abierta:

- Tipo de detector: Detector Infrarrojo de gases combustibles.
- Tiempo de respuesta: 90T - 3seg.
- Rango: 0 a 5 LEL-m.
- Distancia entre dispositivos: Desde 5 m hasta 120 m.

- Inmunidad a falsa alarma: No es afectado por radiación solar, llamas producidas por hidrocarburos y otras fuentes de radiación infrarroja.
- Tolerancia de desalineamiento:  $\pm 1^\circ$ .
- Alimentación: 18 a 24 Vdc
- Salida: Por comunicación digital con protocolo/interfase que cumpla con la recomendación de la norma NFPA 72 Clase A, Estilo 7.
- Puerto adicional de diagnóstico: HART.
- Certificación detectores: Aprobado FM.
- Clasificación de área: Clase 1 Div 1 y 2 Grupos B, C, y D.
- Deberá incluirse accesorios de montaje.

Servicio: Detección de atmósfera explosiva en casetas compresoras.

- Módulos direccionables de entrada y/o salida de circuitos de inicio o señalización.

Condiciones de operación:

- a. Certificación: Aprobado FM y certificado SIL 2 por TUV
- b. Clasificación: Clase I División 2.
- c. Señal de entrada (para módulos direccionables de entrada): ENTRADA digitales supervisadas ANSI/NFPA CLASE B ESTILO B.
- d. Señal de salida (para módulos direccionables de salida): SALIDA digitales supervisadas ANSI/NFPA CLASE B ESTILO Y.
- e. Fuente de alimentación: 24 VDC

Servicio: Dispositivo de interfase señales discretas.

- Estaciones manuales de alarma.

Las características técnicas que debe cumplir la estación manual son las siguientes:

- a. La estación debe ser de doble acción y se debe recuperar con llave.
- b. Alimentación 24VDC proporcionada desde la unidad de control o tablero contra incendio.
- c. Debe cumplir con los requerimientos de la Norma NFPA 72, debe ser listada UL y/o Aprobada FM para aplicaciones contra incendio.
- d. Uso: Uso interno, Uso externo intemperie agresivo (NEMA 4X) ó Uso zona clasificada (Explosion Proof.) dependiendo de su ubicación.

Servicio: Distribución en el área de las unidades compresoras, subestaciones eléctricas, oficinas de mantenimiento y en el edificio administrativo ubicadas en las rutas de evacuación de cada zona.

- Alarmas audibles y visuales.
  - a. Alarma visual
    - Voltaje de alimentación: 24 Vdc.
    - Strobe: 500.000 Candelas mínimo.
    - Indicación visual: Luminosidad visible en una periferia de 360°.
    - Certificación: Listado UL y/o Aprobado.
    - Enclosure protection: NEMA 4X.
    - Clasificación de área: Clase 1 División 2.

Servicio: Las alarmas darán anunciación en cada cuarto de control, en la caseta de compresores y en áreas aledañas que garantice su acción sobre todos los ocupantes.

- b. Alarma audible:
  - Tipo: Corneta (Horn)
  - Montaje: Exterior
  - Voltaje de alimentación: 24 Vdc
  - Corriente en stand by: Hasta 0,2 A

- Corriente de operación: Hasta 1,2 A
- Intensidad sonora de salida mínima: 105 dB@10 pies
- Certificación: Listado UL y/o Aprobado FM
- Enclosure protection: NEMA 4X
- Clasificación de área: Clase 1 División 2

Servicio: Las alarmas darán anunciación en cada cuarto de control, en la caseta de compresores y en áreas aledañas que garantice su acción sobre todos los ocupantes.

c. Alarma Visual/Audible

- Dimensiones: Especificar
- Voltaje de alimentación: 24 Vdc
- Certificación: Listado UL y/o Aprobado FM
- Máx. Intensidad luminosa (expresada en "Candle Power"): 110 Cd (Uso interior)
- Intensidad sonora de salida: 90 DB a 10 ft.
- Uso: Uso interior propósito general.
  
- Servicio: Las alarmas darán anunciación en cada cuarto de control.

- Revisión de la documentación

Antes de dar inicio a la construcción y configuración del SDA, el proveedor y el personal de cada estación compresora designado para esta labor, se ubicarán en sitio y estudiarán en detalle y con sentido crítico la totalidad de la información técnica y operacional existente para cada estación compresora específica.

Basado en este estudio, el proveedor deberá presentar para aprobación de parte de TGI S.A. un documento de replanteo donde se especifiquen las modificaciones necesarias a los diseños para alcanzar el buen funcionamiento integral del SDA.

El proveedor deberá hacer una entrega inicial de la documentación con una revisión para construcción que debe ser aprobada por TGI S.A. y sin la que no se adelantará ninguna labor en campo.

- Configuración del equipo de detección, monitoreo y control

El proveedor deberá revisar y completar detalladamente las estrategias de control requeridas para implementar en el Sistema de detección y alarma contra incendio. La calidad de esta tarea es fundamental para la implementación de las configuraciones de los equipos, por esta razón deberá ser discutida con TGI S.A. y sin su aprobación, no podrá darse inicio a las etapas subsiguientes. A continuación se suscribe la ingeniería a ser entregada por el proveedor pero no se limita a lo siguiente:

- a. Planos de cableado y conexionado de la red de controladores y de los gabinetes del SDA.
- b. Diagramas de Bloques.
- c. Arquitectura del sistema (adaptada con los equipos de suministro del proveedor)
- d. Lógicas del Sistema de detección Contra Incendio.
- e. Comunicación de equipos SDA.

El proveedor configurará los controladores de acuerdo con la ingeniería, arquitectura y estrategias de configuración suministradas por TGI S.A. una vez hayan sido revisadas, discutidas y aprobadas por TGI S.A. Esta configuración deberá hacerse modularmente de acuerdo con las siguientes áreas de proceso:

- a. Sistema de detección y monitoreo de variables de seguridad contra incendio
- b. Configuración de los elementos asociados al SDA.

- c. Tablas de comunicación con los supervisores de cada área.
- d. Configuración del sistema supervisorio propio del SDA.

Nota: El software de configuración junto con la base de datos actualizada de los equipos del sistema, deberán quedar residentes en los computadores del SDA, con el objeto de cargar la base de datos a los equipos.

- o Configuración del software supervisorio

El proveedor ejecutará todas las labores necesarias para el desarrollo del software supervisorio en los aspectos que a continuación se indican:

- a. El PC donde quedara instalado el software de configuración, control y supervisión deberá ser aprobado por TGI S.A. antes de dar comienzo a las labores de configuración de lógica y el desarrollo de los despliegues gráficos.
- b. Instalación del software en las estaciones de trabajo del SDA.
- c. Diseño e implementación de despliegues o pantallazos del proceso teniendo como referencia el causa efecto del sistema contra incendio. Este diseño deberá ser presentado al personal de operaciones para observaciones y comentarios.
- d. Configuración de históricos, tendencias, alarmas y eventos.
- e. Configuración de reportes de operaciones. El reporte horario podrá ser consultado por medio de un despliegue con la opción de poderse imprimir a solicitud del operador o automáticamente se imprimirá cada 24 horas; se podrá almacenar en disco duro.

- Pruebas FAT de configuración del equipo de detección y software supervisorio

El proveedor deberá suministrar copia de todos los documentos relacionados con el sistema, por lo menos tres semanas antes de la fecha de inspección.

El proveedor deberá someter a consideración del interventor un procedimiento de inspección y pruebas (protocolo) que cumpla con los requerimientos de la Norma NFPA 72 y TGI S.A., dentro de un periodo de tiempo mutuamente acordado.

En la documentación se debe comprobar que las normas utilizadas y demás cumplen exactamente con los requerimientos específicos indicados en la orden.

Se hará un chequeo dimensional y visual. Se debe comprobar que la disposición de los equipos, las dimensiones del sistema, los números de identificación (tag-numbers), el arreglo general y la calidad de los equipos cumple con los dibujos aprobados y las especificaciones pertinentes.

El proveedor deberá someter la configuración a una prueba en sus instalaciones, durante la cual se simularán las condiciones del proceso y la comunicación entre equipos. Además, se harán las reformas pertinentes de acuerdo con los criterios de TGI S.A.

- Pruebas en sitio SAT

El proveedor deberá efectuar las siguientes actividades:

- a. Prueba del correcto conexionado de señales, energización y comunicación de los equipos.
- b. Prueba individual de señales desde borneras al sistema de control y supervisión.

- c. Prueba de lógicas del sistema de detección de la Estación Compresora.
  - d. Prueba de reportes.
  - e. Pruebas de comunicación entre la unidad central y la unidad de monitoreo y control del SDA.
- o Capacitaciones

El proveedor deberá efectuar las siguientes actividades:

- a. Deberá realizar la capacitación del personal involucrado en el monitoreo y mantenimiento del sistema de detección de cada Estación compresora.
- b. Se realizará una capacitación general al personal involucrado con el sistema de Detección.
- c. Capacitaciones al personal de operaciones, que será el encargado de la supervisión de los sistemas de las diferentes áreas.
- d. Capacitación al personal de Mantenimiento, que incluirá pero no se limitará a una descripción detallada de los sistemas instalados en la estación compresora, procedimientos de inspección de los elementos del sistema, programación de los elementos del sistema, programación del software configuración de la red y de los diferentes paneles del sistema de detección, instalación de los instrumentos y configuración en el software de supervisión para los operadores.

Al terminar la prueba y las capacitaciones del personal involucrado, el sistema debe operar satisfactoriamente y estar listo para ser entregado al personal de operación para que se inicien las operaciones de puesta en marcha.

- Arranque y puesta en marcha del sistema de detección

El proveedor deberá efectuar las siguientes actividades:

- a. Desarrollo y ajustes de las lógicas del sistema, asesorados por TGI S.A.
- b. Puesta a punto del nuevo sistema de detección.
- c. Se debe probar cada una de las señales involucradas en el proceso, se debe dar comando a cada uno de los elementos que tienen comando y se deben realizar las correcciones que sean necesarias.

Para los formatos de protocolos, se tomarán como base los desarrollados por TGI S.A. para estas actividades y si se sugieren algunas reformas se tendrán en cuenta por el proveedor previamente aprobado.

El personal encargado de realizar el servicio de arranque y puesta en marcha del servicio deberá haber sido entrenado y certificado por el fabricante del sistema.

Además se debe prever la asistencia en sitio de personal del proveedor que intervino en las labores de configuración de los equipos. El costo de este servicio deberá ser incluido en el valor de este ítem.

- Lista de señales para la estación de compresión

**Tabla 0-1 Lista de Señales SDA**

<b>Ubicación</b>	<b>Detalle de señales</b>	<b>Tipo</b>
Gabinete principal	2 canales para 2 detectores de humo cuarto eléctrico 2 canales para 2 detectores de humo oficinas 2 canales para 4 detectores de humo bodega y taller 2 canales para 2 detectores de humo cuarto de control	ENTRADA ENTRADA ENTRADA ENTRADA
Gabinete principal	2 canales para estaciones manuales de alarma 2 canales para elementos de anunciación (Alarma visual y sonora) 2 canales para la alarma visual sonora 2 canales SPARE	ENTRADA SALIDA SALIDA SPARE
Gabinete principal	5 canales para Panel ESD 3 canales SPARE	SALIDA SPARE
Gabinete principal	1 canal para estado de la bomba jockey 1 canal para arranque del motor eléctrico 1 canal para supervisar funcionamiento del motor eléctrico 1 canal para supervisar falla general del motor eléctrico 1 canal para supervisar pérdida de fase del motor eléctrico 1 canal para supervisar inversión de fase del motor eléctrico	ENTRADA SALIDA ENTRADA ENTRADA ENTRADA ENTRADA
Gabinete principal	1 canal para arranque del motor diesel 1 canal para supervisar funcionamiento del motor diesel 1 canal para supervisar falla general del motor diesel 1 canal para supervisar falla del cargador de baterías del motor diesel 4 canales SPARE	SALIDA ENTRADA ENTRADA ENTRADA SPARE
Gabinete RPU en campo	3 canales para estaciones manuales de alarma 1 canal para elementos de anunciación (Alarma visual) 2 canales para elementos de anunciación (Alarmas	ENTRADA SALIDA SALIDA

Ubicación	Detalle de señales	Tipo
	sonoras) 1 canal para activar solenoide de la válvula de diluvio 1 canal para supervisar interruptor de presión	SALIDA ENTRADA

#### 4.2.5 Documentos, Capacitaciones y Estudios

En la fase de ingeniería de detalle y construcción se deben tener en cuenta los siguientes parámetros de capacitación y entrega de documentos:

- Elaborar los manuales y procedimientos de operación y mantenimiento en español de cada una de las estaciones, de los equipos de proceso a suministrar e instalar por EL CONSTRUCTOR, que contemple los procedimientos a ejecutar en la operación normal de las estaciones compresoras y en condiciones de emergencia. El contenido de estos manuales será acordado entre las partes antes de su emisión para aprobación/comentarios. Estos manuales deben ser entregados a LA EMPRESA una vez finalizada la ingeniería de detalle de las estaciones compresoras. LA EMPRESA dispondrá de 15 días calendario para su aprobación/comentarios. Si se presentan correcciones a los documentos, EL CONSTRUCTOR contará con 15 días calendario adicional para la realización de los mismos y su entrega a LA EMPRESA. EL CONSTRUCTOR tendrá en cuenta en estos manuales las recomendaciones del fabricante de los equipos, normas y códigos de la industria del gas nacional e internacional, el RUT, la legislación colombiana y las políticas de LA EMPRESA, entre otras.
- EL CONSTRUCTOR deberá capacitar en O&M a los operadores presentes en las estaciones compresoras nuevas. Esta capacitación deberá ser acorde con el manual de O&M elaborado y teniendo en cuenta las nuevas condiciones de operación de la estación compresora.

- Todos los manuales y procedimientos de operación y mantenimiento deben cumplir con lo establecido en los estudios de impacto ambiental, las licencias ambientales, el plan de contingencia, los códigos API, ANSI, ASME, AGA, ISO, ASTM, GPSA, NFPA, OIML, ICONTEC, el RUT, la legislación colombiana, las políticas de LA EMPRESA y las recomendaciones del fabricante de los equipos.

## **5. DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS**

Este capítulo tiene como objeto establecer las dimensiones y características que deben tener los equipos principales y se muestran los cálculos básicos para el dimensionamiento de los mismos, tales equipos son: Slug – Catcher, Filtros separadores de succión, Filtros verticales de descarga, Vasija de gas de arranque de compresores, Vasija de condensados, Knock-Out drum, Tea, Bomba de transferencia de condensados, Compresor y Vasijas de aire instrumentos e industrial para las estaciones de compresión.

### **5.1 CÁLCULO Y RESULTADOS**

#### **5.1.1 Dimensionamiento Slug-Catcher**

El Slug Catcher digital es diseñado para hacer frente a los baches de flujo intermitente y así prevenir daños o mal funcionamiento aguas abajo de este equipo de proceso principalmente instrumentación y unidades de compresión. El Slug Catcher, esencialmente es un separador de 4 dígitos, que será diseñado para contener los Slugs y permitir la separación inicial de las fases gas y líquido.

El separador para líquidos “slugs”, provenientes a la succión a cada una de las estaciones de compresión es el tipo denominado “finger”.

Criterios asumidos:

- El gas proveniente de cada uno de los gasoductos, se encuentra fluyendo con acarreo constante de líquidos en una proporción de 350 galones/minuto.

- Temperatura Máxima de gas: 89°F.
- Gravedad Especifica: Según Cromatografía

**5.1.1.1 Muestra de cálculos** Para el dimensionamiento del Slug Catcher se requiere obtener la siguiente información inicial:

**Tabla 0-1 Información Inicial Diseño Slug Catcher**

Iniciales	Información
F <sub>g</sub> .	Flujo de Gas en millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD)
F <sub>l</sub> .	Flujo de desalojo de liquido en galones por minuto (gpm)
MW	Peso Molecular del Gas (lb/lb-mol)
SG <sub>g</sub> .	Gravedad Especifica del gas (adimensional)
P	Presión de Operación del Slug Catcher (psig)
T	Temperatura de Operación del Slug Catcher (°F)
Z	Factor de Compresibilidad del Gas (adimensional)
μ <sub>g</sub> .	Viscosidad del Gas (Centipoises cP).
ρ <sub>L</sub> .	Densidad del liquido (lb/ft <sup>3</sup> )
SG <sub>l</sub> .	Gravedad Especifica del liquido (adimensional)
σ	Diámetro promedio de las partículas a remover (μm)
R	10,73 psia ft <sup>3</sup> /lb-mol °R.
g	32,2 ft/sec <sup>2</sup> .

Primero se calcula la densidad del gas por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) = \frac{P_g (\text{psia}) * MW \left( \frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right)}{10,73 \left( \frac{\text{psia} * \text{ft}^3}{\text{lbmol} * ^\circ\text{R}} \right) * T(^{\circ}\text{R}) * Z}$$

Luego se calcula el flujo másico de gas por cada sección de tubería (finger), es decir, el caudal total dividido en el número total de dedos:

$$M_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{seg}} \right) = \frac{F_g (\text{SCFD}) * MW \left( \frac{\text{lb}}{\text{lbmol}} \right)}{379,5 \left( \frac{\text{SCF}}{\text{lbmol}} \right) * \frac{86400 \text{seg}}{1D}}$$

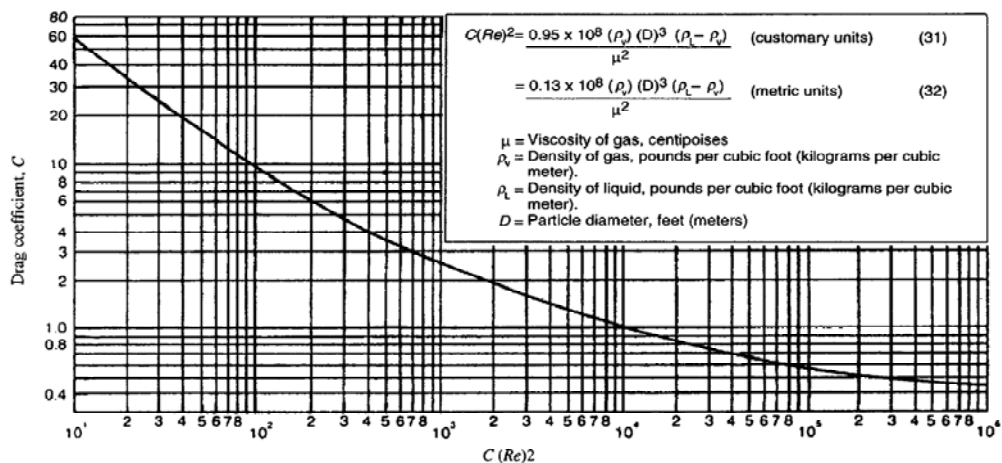
Se calcula el flujo de gas Volumétrico de la siguiente manera:

$$Q_g \left( \frac{\text{ft}^3}{\text{seg}} \right) = \frac{M_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{seg}} \right)}{\rho_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right)}$$

Se determina el coeficiente de "Drag" por medio de la siguiente ecuación y grafica:

$$C'(Re)^2 = \frac{0,95 * 10^8 * \rho_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) * \sigma(\text{ft}) * \left( \rho_l \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) - \rho_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) \right)}{\mu(\text{cP})}$$

**Ilustración 7. Sección de Partículas dinámicas**



Note: Refer to the section on particle dynamics in the *Chemical Engineers' Handbook* [9].

De esta manera se halla la velocidad terminal relacionada entre el gas y el líquido por medio de la siguiente ecuación basada del GPISA:

$$V_t \left( \frac{\text{ft}}{\text{seg}} \right) = \sqrt{\frac{4 * g \left( \frac{\text{ft}}{\text{seg}} \right) * \sigma(\text{ft}) * \left( \rho_l \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) - \rho_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) \right)}{3 * \rho_g \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right) * C'}}$$

El diámetro interior de cada uno de los dedos de 24" Schedule 80 es de 21,562 pulgadas o 1,7968 ft para ser introducidos en la siguiente ecuación y calcular la distancia mínima entre la entrada y la salida del gas:

$$L(\text{ft}) = \frac{4 * Q_g \left( \frac{\text{ft}^3}{\text{seg}} \right)}{\pi * V_t \left( \frac{\text{ft}}{\text{seg}} \right) * D_{\text{INTERNO}}(\text{ft})}$$

Este valor requiere normalizarse y asumirse el doble de longitud para la longitud total de cada uno de los dedos, y de esta manera queda diseñado el Slug Catcher.

### 5.1.1.2 Resultados

Datos de entrada

**Tabla 0-1 Datos de Entrada**

Iniciales	Estaciones de Compresión (6)	Unidades
F <sub>g.</sub>	330	MMSCFD
F <sub>l.</sub>	350	gpm
MW	16,33344	lb/lb-mol
SG <sub>g.</sub>	0,564	
P	600	psig
	614,7	psia
T	90	°F
	550	°R
Z	0,9292	
μ <sub>g.</sub>	0,013	cP
ρ <sub>L.</sub>	49,92	lb/ft <sup>3</sup>
SG <sub>l.</sub>	0,8	
σ	300	μm
	0,0009842520	ft
R	10,73	psia ft <sup>3</sup> /lb-mol °R.
g	32,2	ft/sec <sup>2</sup> .

Datos de Salida

**Tabla 0-1 Datos de Salida.**

Iniciales	Estaciones de Compresión (3)	Unidades
ρ <sub>g</sub>	1,83091955	lb/ft <sup>3</sup>
M <sub>g</sub>	41,10	lb/seg
Q <sub>g</sub>	22,44588974	ft <sup>3</sup> /seg
C'(Re) <sup>2</sup>	47192,33994	
C'	0,65	
V <sub>t</sub>	1,31	ft/seg
L	12,17	ft
L normal	13,00	ft

| L total | 26 | ft |

Se determina diseñar un Slug cácher de 4 dedos en tubería de 18" de diámetro API 5LX65 sin costura de 12 metros de longitud (Tubos completos) con colector de líquidos de 20" de diámetro, de acuerdo a ASME B31.8

### **5.1.2 Dimensionamiento de Filtro Descarga**

Los nuevos filtros verticales deben tener las siguientes condiciones de diseño:

Flujo: 330 MMSCFD

Presión: 1320 psig

Temperatura: 170 °F

Todas las estaciones tendrán un filtro en operación y un filtro en Stand-by.

### **5.1.3 Dimensionamiento de Filtro Separador Succión**

Los nuevos filtros separadores de succión deben tener las siguientes condiciones de diseño:

Flujo: 330 MMSCFD, para Barranca-COGB el flujo de diseño es 360 MMSCFD

Presión: 1320 psig (Presión de diseño sugerida por TGI)

Temperatura: 170 °F

Todas las estaciones tendrán un filtro en operación y un filtro en Stand-by.

### **5.1.4 Dimensionamiento de Vasija Gas de Arranque de Compresores**

El dimensionamiento del vasija de gas de arranque se realizó teniendo en cuenta un flujo de gas de arranque para un compresor de 5.3 MMSCFD, lo cual es un volumen de 370 ft<sup>3</sup>/arranque.

De acuerdo al manual de Waukesha respecto al gas de arranque, el volumen para un tanque pulmón se calcula:

$$Vol(ft^3) = \frac{N * SCFH * Patm}{P_{max} - P_{disp}}$$

Donde:

N: número de starts

SCFH: volumen de gas requerido por arranque.

P atm: presión atmosférica, psia

P max: presión máxima en el tanque, psig

P disp: presión mínima disponible en tanque, Puig.

Con los siguientes datos para el cálculo, Ver tabla 5-4.

**Tabla 0-1 Vasija Gas Arranque de Compresores.**

	<b>JP</b>
Número requerido de starts	2
Cantidad requerida de gas/start (SCF)	270
Presión en vasija (psig)	170
Diámetro ( in)	54
Altura ( ft)	14

### 5.1.5 Dimensionamiento de Vasija de Condensados

De acuerdo con el tanque de condensado encontrado en la estación compresora de Norean, cuya capacidad de almacenamiento permite una periodicidad en la desocupación del tanque de 1 a 2 meses, y teniendo en cuenta que el flujo de condensados de las estaciones nuevas es aproximadamente 520 GPD, se

dimensionó el tanque de condensados para las estaciones nuevas con iguales medidas y capacidad que el tanque de condensados de Norean. Ver tabla 5-2.

**Tabla 0-1 Vasija Gas Arranque de Compresores**

Capacidad	8000 galones
Diámetro	96 " (pulgadas)
Longitud	25 ft
Presión operación / diseño	Atmosférica / 100 psig.
Temperatura operación / diseño	100 / 150 ° F

#### 5.1.6 Dimensionamiento de Knock-Out Drum.

Se uso la secuencia de cálculo de la norma API 521, empleando las condiciones que a continuación se muestran, ver Tabla No.5-3.

**Tabla 0-1 Condiciones de operación y dimensiones de K.O Drum**

Condiciones	JP
Flujo de gas, MMSCFD	59
Presión, psia	5
Temperatura, °F	60
<i>Diámetro, in</i>	<i>84</i>
<i>Longitud, ft</i>	<i>20</i>

#### 5.1.7 Dimensionamiento de Tea

El dimensionamiento de la tea se realizó con base en la Norma API RP 521 Guide for Pressure – Relieving and Depressuring Systems.

Para establecer la cantidad de gas a relevar en la tea, se tomó como evento crítico el venteo de todo el gas contenido en las líneas de succión y descarga, adicionalmente las líneas de gas combustible y gas de arranque.

Con el fin de determinar el flujo que pasa por la tea, se definió un tiempo de desocupación de la estación de 5 minutos, para lo cual se tienen los siguientes flujos y condiciones de operación:

**Tabla 0-1 Flujos a Relevar en La Tea**

	JP
Flujo volumétrico (MMSCFD)	54.3
Flujo másico (lb/h)	97400
Temperatura en el tip ( °F ) <sup>5</sup>	300
Velocidad del viento (ft/s)	56

Las propiedades del gas a las condiciones son:

**Tabla 0-1 Propiedades del Gas**

Factor de Compresibilidad Z	0.9995
Peso Molecular	16.32
Relación $C_P/C_V$	1.25
Calor de combustión (Btu/lb)	20900

<sup>5</sup> La temperatura deberá ser definida por el proveedor de tea encapsulada.

### 5.1.7.1 Diámetro de la tea.

Se usó la siguiente ecuación:

$$Match = 1.702 \times 10^{-5} \left( \frac{W}{P_2 D^2} \right) \left( \frac{zT}{KM_w} \right)^{0.5}$$

Donde:

W: flujo, lb/h

P: presión, psi

Mw: peso molecular promedio del gas

k : relación de calores específicos

T: temperatura, °R

Z: factor de compresibilidad del gas

Despejando el diámetro, tenemos:

$$D = \sqrt{\frac{\left( 1.702 \times 10^{-5} \right) \left( \frac{W}{P} \right) \left( \frac{zT}{kM_w} \right)^{0.5}}{Match}}$$

### 5.1.7.2 Cálculo de la altura y distancia a equipos y terceros.

Para determinar la altura de la tea y la distancia a terceros, se usó el método de Brzustowski's y Sommer's, con las siguientes ecuaciones

$$D = \sqrt{\left( \frac{\tau * F * Q}{4 * 3.14 * K} \right)}$$

Donde:

D = distancia mínima desde el punto medio de la llama hacia el objeto considerado, ft

T = fracción de intensidad de calor transmitida, 1

F = fracción de calor radiado, 0.194

Q = calor de combustión liberado, Btu/h

K = radiación permitida, Btu/h\*ft<sup>2</sup>

Los resultados obtenidos, calculando el diámetro, la altura, y el radio con Match 0.5 fueron:

**Tabla 0-1 Especificación Teas**

	JP
Diámetro, in	16
Altura, m	45

### **5.1.8 Dimensionamiento de Bomba de Transferencia de Condensados**

Se instala una bomba de transferencia de condensados tipo Diafragma con accionador Neumático en todas las estaciones de compresión.

Para las propiedades de los condensados, se asume que el condensado es una mezcla de un aceite lubricante típico de motor, condensado de hidrocarburo y Agua. La ingeniería de detalle deberá revisar y confirmar las propiedades físicas del condensado a fin de asegurar el adecuado desempeño de la bomba de transferencia de condensados.

En la Tabla 5-7 se encuentra la descripción de la Bomba de Transferencia de Condensados que es típica para todas las estaciones de Compresión.

**Tabla 0-1 Bomba de Transferencia de Condensados**

TIPO	Diafragma
CAPACIDAD	40 gpm
PRESIÓN DIFERENCIAL	15 PSI
NPSHd	17 ft
POTENCIA HIDRAULICA	0.4 HP

Potencia al freno (BHP) estimado equivalentes a 10 SCFM de Aire Industrial con una presión mínima de 40 psig (Valor estimado de un proveedor, a ser revisado en la Ingeniería de detalle).

#### **5.1.9 Dimensionamiento de Líneas.**

Para líneas con flujo multifásico debe tenerse en cuenta no exceder la velocidad de erosión de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$V_{\text{MAXIMA}} = 100 * \sqrt{\frac{Z * R * T}{29 * G * P}}$$

Donde:

$V_{\text{MAXIMA}}$  = Velocidad máxima permitida en la línea (ft/seg).

Z = Factor de compresibilidad del Gas, Adimensional.

R = Constante de los gases = 10,73 ft<sup>3</sup> psia/lb-mol °R.

T = Temperatura del gas (°R)

G = Gravedad específica del gas (aire=1).

P = Presión del Gas (psia).

Para el análisis de la velocidad erosiva y la velocidad puntual, en los principales ductos de las tuberías, se debe tener en cuenta los valores de la siguiente tabla:

**Tabla 0-1 Parámetros de Velocidad.**

	ENTRADA DE GAS CAUDAL (MMSCFD)/D(in.)	DESCARGA DE GAS CAUDAL (MMSCFD)/D(in.)	GAS COMBUSTIBLE CAUDAL (MMSCFD)/D(in.)	GAS DE ARRANQUE CAUDAL (MMSCFD)/D(in.)	GAS A TEA CAUDAL (MMSCFD)/D(in.)	G
Jagua del Pilar	330/18"	330/18"	2,63/4"	5,39/3"	40,764/16"	0,56
Temperatura	90	120	120	120	80	-
Schedule	80	80	40	40	40	-

El límite de la velocidad erosiva debe realizarse a la más baja condición de presión puntual y a la mayor temperatura posible.

De esta manera se presenta la siguiente tabla para la velocidad erosiva:

**Tabla 0-1 Velocidad en las Líneas.**

Estación	ENTRADA DE GAS V erosiva (ft/seg)	DESCARGA DE GAS V erosiva (ft/seg)	GAS COMBUSTIBLE V erosiva (ft/seg)	GAS DE ARRANQUE V erosiva (ft/seg)	GAS A TEA V erosiva (ft/seg)
Jagua del Pilar	71,306	59,994	152,537	152,537	346,598

Lo primero que se debe determinar es el flujo a condiciones reales, por medio de la relación de gases ideales, como por ejemplo para La Jagua del pilar la succión:

$$Q\left(\frac{\text{ft}^3}{\text{seg}}\right) = \frac{330 \cdot 10^6 \frac{\text{SCF}}{\text{D}} \cdot 14.7 \text{psia} \cdot (90 + 460)^\circ\text{R}}{(550 + 14.7) \text{psia} \cdot (60 + 460)^\circ\text{R} \cdot 86.400 \frac{\text{seg}}{\text{D}}} = 107,97 \frac{\text{ft}^3}{\text{seg}}$$

Con lo que se presenta la siguiente tabla.

**Tabla 0-1 Flujo en las Líneas.**

Estación	ENTRADA DE GAS Q(ft <sup>3</sup> /seg)	DESCARGA DE GAS Q(ft <sup>3</sup> /seg)	GAS COMBUSTIBLE Q(ft <sup>3</sup> /seg)	GAS DE ARRANQUE Q(ft <sup>3</sup> /seg)	GAS A TEA Q(ft <sup>3</sup> /seg)
Jagua del Pilar	83,09	58,82	3,03	6,21	242,50

Ahora se debe tener en cuenta los diámetros interiores de la siguiente manera:

**Tabla 0-1 Diámetros Internos**

Estación	ENTRADA DE GAS D interno (in.)	DESCARGA DE GAS D interno (in.)	GAS COMBUSTIBLE D interno (in.)	GAS DE ARRANQUE D interno (in.)	GAS A TEA D interno (in.)
Jagua del Pilar	16,124	16,124	4,026	3,068	15,000

de esta manera quedan arregladas las siguientes velocidades puntuales:

**Tabla 0-1 Velocidad Puntual en Líneas.**

Estación	ENTRADA DE GAS V (ft/seg)	DESCARGA DE GAS V (ft/seg)	GAS COMBUSTIBLE V (ft/seg)	GAS DE ARRANQUE V (ft/seg)	GAS A TEA V (ft/seg)

<b>Jagua del Pilar</b>	58,598	41,480	34,278	120,972	197,608
------------------------	--------	--------	--------	---------	---------

Ahora se puede determinar para el diseño los porcentajes de velocidad real a condiciones de diseño, respecto de la velocidad erosiva.



**Tabla 0-1 Porcentaje de Velocidad Real en Líneas.**

<b>Estación</b>	<b>ENTRADA DE GAS V</b>	<b>DESCARGA DE GAS V</b>	<b>GAS COMBUSTIBLE V</b>	<b>GAS DE ARRANQUE V</b>	<b>GAS A TEA V</b>
<b>Jagua del Pilar</b>	82,178	69,141	22,472	79,307	57,014

#### **5.1.10 Dimensionamiento De Unidades de Compresión**

Para validar el dimensionamiento del paquete de compresión de gas natural se utilizo la herramienta de simulación que proporciona el fabricante ARIEL. En los anexos de este documento se presentan los resultados de las diferentes corridas del simulador.



## 5.1.10.1 Escenario 1 Presión de succión 600 psig

 <b>Ariel Performance</b> 	
Company: Ariel Corporation	Customer: TGI S.A. ESP
Quote:	Inquiry: JORGE PEÑA
7.6.1.1 Remarks:	Project: JAGUA DEL PILARE

Compressor Data:		Driver Data:	
Elevation, ft:	450.00	Barmtr, psia:	14.455
Frame:	JGC/4	Stroke, in:	6.50
Max RL Tot, lbf:	114000	Max RL Tens, lbf:	57000
Rated RPM:	1000	Rated BHP:	4140.0
Calc RPM:	1000.0	BHP:	3310
		Ambient, °F:	100.00
		Rod Dia, in:	2.500
		Max RL Comp, lbf:	60000
		Rated PS FPM:	1083.3
		Calc PS FPM:	1083.3
		Type:	Nat. Gas
		Mfg:	Caterpillar
		Model:	G3612 LE
		BHP:	3550
		Avail:	3350 (200)

Services	Natural Ga			
Stage Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Flow Req'd, MMSCFD	330.000	---	---	---
Flow Calc, MMSCFD	88.281	---	---	---
Cyl BHP per Stage	3271.6	---	---	---
Specific Gravity	0.56	---	---	---
Ratio of Sp Ht (N)	1.3139	---	---	---
Comp Suct (Zs)	0.9340	---	---	---
Comp Disch (Zd)	0.9432	---	---	---
Pres Suct Line, psig	600.00	---	---	---
Pres Suct Flg, psig	600.00	---	---	---
Pres Disch Flg, psig	1202.04	---	---	---
Pres Disch Line, psig	1190.00	---	---	---
Pres Ratio F/F	1.980	---	---	---
Temp Suct, °F	85.00	---	---	---
Temp Clr Disch, °F	120.00	---	---	---
Cylinder Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Cyl Model	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL
Cyl Bore, in	9.875	9.875	9.875	9.875
Cyl RDP (API), psig	1727.3	1727.3	1727.3	1727.3
Cyl MAWP, psig	1900.0	1900.0	1900.0	1900.0
Cyl Action	DBL	DBL	DBL	DBL
Cyl Disp, CFM	557.7	557.7	557.7	557.7
Pres Suct Intl, psig	586.87	586.87	586.87	586.87
Temp Suct Intl, °F	89	89	89	89
Suct Zsph	0.9360	0.9360	0.9360	0.9360
Pres Disch Intl, psig	1231.56	1231.56	1231.56	1231.56
Temp Disch Intl, °F	194	194	194	194
HE Suct Gas Vel, FPM	5126	5126	5126	5126
HE Disch Gas Vel, FPM	4991	4991	4991	4991
HE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
HE Vol Pkt Avail, %	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93
Vol Pkt Used, %	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)
HE Min Clr, %	42.70	42.70	42.70	42.70
HE Total Clr, %	43.03	43.03	43.03	43.03
CE Suct Gas Vel, FPM	4797	4797	4797	4797
CE Disch Gas Vel, FPM	4671	4671	4671	4671
CE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
CE Min Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
CE Total Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
Suct Vol Eff HE/CE, %	66.0/63.9	66.0/63.9	66.0/63.9	66.0/63.9
Disch Event HE/CE, ms	12.0/13.7	12.0/13.7	12.0/13.7	12.0/13.7
Suct Pseudo-Q HE/CE	3.0/2.7	3.0/2.7	3.0/2.7	3.0/2.7
Gas Rod Ld Comp, %	87.2 C	87.2 C	87.2 C	87.2 C
Gas Rod Ld Tens, %	75.9 T	75.9 T	75.9 T	75.9 T
Gas Rod Ld Total, %	83.9	83.9	83.9	83.9
Xhd Pin Deg/%Rvrsl lbf	173/68.6	173/68.6	173/68.6	173/68.6
Flow Calc, MMSCFD	22.070	22.070	22.070	22.070
Cyl BHP	817.9	817.9	817.9	817.9



## 5.1.10.2 Escenario 2 Presión de succión 650 psig

 <b>Ariel Performance</b> 	
Company: Ariel Corporation	Customer: TGI S.A. ESP
Quote:	Inquiry: JORGE PEÑA
7.6.1.1 Remarks:	Project: JAGUA DEL PILARE

Compressor Data:		Driver Data:	
Elevation,ft:	450.00	Barmtr,psia:	14.455
Frame:	JGC/4	Stroke, in:	6.50
Max RL Tot, lbf:	114000	Max RL Tens, lbf:	57000
Rated RPM:	1000	Rated BHP:	4140.0
Calc RPM:	1000.0	BHP:	3304
		Ambient, °F:	100.00
		Rod Dia, in:	2.500
		Max RL Comp, lbf:	60000
		Rated PS FPM:	1083.3
		Calc PS FPM:	1083.3
		Type:	Nat. Gas
		Mfg:	Caterpillar
		Model:	G3612 LE
		BHP:	3550
		Avail:	3350 (200)

Services	Natural Ga			
Stage Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Flow Req'd, MMSCFD	330.000	---	---	---
Flow Calc, MMSCFD	100.184	---	---	---
Cyl BHP per Stage	3265.6	---	---	---
Specific Gravity	0.56	---	---	---
Ratio of Sp Ht (N)	1.3159	---	---	---
Comp Suct (Zs)	0.9289	---	---	---
Comp Disch (Zd)	0.9377	---	---	---
Pres Suct Line, psig	650.00	---	---	---
Pres Suct Flg, psig	650.00	---	---	---
Pres Disch Flg, psig	1202.04	---	---	---
Pres Disch Line, psig	1190.00	---	---	---
Pres Ratio F/F	1.831	---	---	---
Temp Suct, °F	85.00	---	---	---
Temp Ctr Disch, °F	120.00	---	---	---
Cylinder Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Cyl Model	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL
Cyl Bore, in	9.875	9.875	9.875	9.875
Cyl RDP (API), psig	1727.3	1727.3	1727.3	1727.3
Cyl MAWP, psig	1900.0	1900.0	1900.0	1900.0
Cyl Action	DBL	DBL	DBL	DBL
Cyl Disp, CFM	557.7	557.7	557.7	557.7
Pres Suct Intl, psig	635.71	635.71	635.71	635.71
Temp Suct Intl, °F	89	89	89	89
Suct Zsph	0.9309	0.9309	0.9309	0.9309
Pres Disch Intl, psig	1232.29	1232.29	1232.29	1232.29
Temp Disch Intl, °F	182	182	182	182
HE Suct Gas Vel, FPM	5126	5126	5126	5126
HE Disch Gas Vel, FPM	4991	4991	4991	4991
HE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
HE Vol Pkt Avail, %	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93
Vol Pkt Used, %	5.00 (V)	5.00 (V)	5.00 (V)	5.00 (V)
HE Min Clr, %	42.70	42.70	42.70	42.70
HE Total Clr, %	48.57	48.57	48.57	48.57
CE Suct Gas Vel, FPM	4797	4797	4797	4797
CE Disch Gas Vel, FPM	4671	4671	4671	4671
CE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
CE Min Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
CE Total Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
Suct Vol Eff HE/CE, %	67.2/68.4	67.2/68.4	67.2/68.4	67.2/68.4
Disch Event HE/CE, ms	12.7/14.7	12.7/14.7	12.7/14.7	12.7/14.7
Suct Pseudo-Q HE/CE	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7
Gas Rod Ld Comp, %	81.5 C	81.5 C	81.5 C	81.5 C
Gas Rod Ld Tens, %	69.4 T	69.4 T	69.4 T	69.4 T
Gas Rod Ld Total, %	77.6	77.6	77.6	77.6
Xhd Pin Deg/%Rvrsl lbf	174/69.9	174/69.9	174/69.9	174/69.9
Flow Calc, MMSCFD	25.046	25.046	25.046	25.046
Cyl BHP	816.4	816.4	816.4	816.4



### 5.1.10.3 Escenario 3 Presión de succión 700 psig

 <b>Ariel Performance</b> 	
Company: Ariel Corporation	Customer: TGI S.A. ESP
Quote:	Inquiry: JORGE PEÑA
7.6.1.1 Remarks:	Project: JAGUA DEL PILARE

Compressor Data:		Driver Data:	
Elevation,ft:	450.00	Barmtr,psia:	14.455
Frame:	JGC/4	Stroke, in:	6.50
Max RL Tot, lbf:	114000	Max RL Tens, lbf:	57000
Rated RPM:	1000	Rated BHP:	4140.0
Calc RPM:	1000.0	BHP:	3319
		Ambient, °F:	100.00
		Rod Dia, in:	2.500
		Max RL Comp, lbf:	60000
		Rated PS FPM:	1083.3
		Calc PS FPM:	1083.3
		Type:	Nat. Gas
		Mfg:	Caterpillar
		Model:	G3612 LE
		BHP:	3550
		Avail:	3350 (200)

Services	Natural Ga			
Stage Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Flow Req'd, MMSCFD	330.000	---	---	---
Flow Calc, MMSCFD	114.853	---	---	---
Cyl BHP per Stage	3280.9	---	---	---
Specific Gravity	0.56	---	---	---
Ratio of Sp Ht (N)	1.3172	---	---	---
Comp Suct (Zs)	0.9239	---	---	---
Comp Disch (Zd)	0.9322	---	---	---
Pres Suct Line, psig	700.00	---	---	---
Pres Suct Flg, psig	700.00	---	---	---
Pres Disch Flg, psig	1202.04	---	---	---
Pres Disch Line, psig	1190.00	---	---	---
Pres Ratio F/F	1.703	---	---	---
Temp Suct, °F	85.00	---	---	---
Temp Clr Disch, °F	120.00	---	---	---
<b>Cylinder Data:</b>	<b>Throw 1</b>	<b>Throw 2</b>	<b>Throw 3</b>	<b>Throw 4</b>
Cyl Model	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL
Cyl Bore, in	9.875	9.875	9.875	9.875
Cyl RDP (API), psig	1727.3	1727.3	1727.3	1727.3
Cyl MAWP, psig	1900.0	1900.0	1900.0	1900.0
Cyl Action	DBL	DBL	DBL	DBL
Cyl Disp, CFM	557.7	557.7	557.7	557.7
Pres Suct Intl, psig	684.54	684.54	684.54	684.54
Temp Suct Intl, °F	88	88	88	88
Suct Zsph	0.9258	0.9258	0.9258	0.9258
Pres Disch Intl, psig	1233.02	1233.02	1233.02	1233.02
Temp Disch Intl, °F	170	170	170	170
HE Suct Gas Vel, FPM	5126	5126	5126	5126
HE Disch Gas Vel, FPM	4991	4991	4991	4991
HE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
HE Vol Pkt Avail, %	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93
Vol Pkt Used, %	5.00 (V)	5.00 (V)	5.00 (V)	5.00 (V)
HE Min Clr, %	42.70	42.70	42.70	42.70
HE Total Clr, %	48.57	48.57	48.57	48.57
CE Suct Gas Vel, FPM	4797	4797	4797	4797
CE Disch Gas Vel, FPM	4671	4671	4671	4671
CE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
CE Min Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
CE Total Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
Suct Vol Eff HE/CE, %	71.3/72.4	71.3/72.4	71.3/72.4	71.3/72.4
Disch Event HE/CE, ms	13.7/15.7	13.7/15.7	13.7/15.7	13.7/15.7
Suct Pseudo-Q HE/CE	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7
Gas Rod Ld Comp, %	75.7 C	75.7 C	75.7 C	75.7 C
Gas Rod Ld Tens, %	63.0 T	63.0 T	63.0 T	63.0 T
Gas Rod Ld Total, %	71.3	71.3	71.3	71.3
Xhd Pin Deg/%RvrsI lbf	171/68.5	171/68.5	171/68.5	171/68.5
Flow Calc, MMSCFD	28.713	28.713	28.713	28.713
Cyl BHP	820.2	820.2	820.2	820.2



## 5.1.10.4 Escenario 4 Presión de succión 750 psig

 <b>Ariel Performance</b> 	
Company: Ariel Corporation	Customer: TGI S.A. ESP
Quote:	Inquiry: JORGE PEÑA
7.6.1.1 Remarks:	Project: JAGUA DEL PILARE

Compressor Data:		Driver Data:	
Elevation,ft:	450.00	Barmtr,psia:	14.455
Frame:	JGC/4	Stroke, in:	6.50
Max RL Tot, lbf:	114000	Max RL Tens, lbf:	57000
Rated RPM:	1000	Rated BHP:	4140.0
Calc RPM:	1000.0	BHP:	3320
		Ambient, °F:	100.00
		Rod Dia, in:	2.500
		Max RL Comp, lbf:	60000
		Rated PS FPM:	1083.3
		Calc PS FPM:	1083.3
		Type:	Nat. Gas
		Mfg:	Caterpillar
		Model:	G3612 LE
		BHP:	3550
		Avail:	3350 (200)

Services	Natural Ga			
Stage Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Flow Req'd, MMSCFD	330.000	---	---	---
Flow Calc, MMSCFD	131.761	---	---	---
Cyl BHP per Stage	3281.5	---	---	---
Specific Gravity	0.56	---	---	---
Ratio of Sp Ht (N)	1.3186	---	---	---
Comp Suct (Zs)	0.9190	---	---	---
Comp Disch (Zd)	0.9268	---	---	---
Pres Suct Line, psig	750.00	---	---	---
Pres Suct Flg, psig	750.00	---	---	---
Pres Disch Flg, psig	1202.04	---	---	---
Pres Disch Line, psig	1190.00	---	---	---
Pres Ratio F/F	1.591	---	---	---
Temp Suct, °F	85.00	---	---	---
Temp Ctr Disch, °F	120.00	---	---	---
Cylinder Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Cyl Model	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL
Cyl Bore, in	9.875	9.875	9.875	9.875
Cyl RDP (API), psig	1727.3	1727.3	1727.3	1727.3
Cyl MAWP, psig	1900.0	1900.0	1900.0	1900.0
Cyl Action	DBL	DBL	DBL	DBL
Cyl Disp, CFM	557.7	557.7	557.7	557.7
Pres Suct Intl, psig	733.36	733.36	733.36	733.36
Temp Suct Intl, °F	88	88	88	88
Suct Zsph	0.9208	0.9208	0.9208	0.9208
Pres Disch Intl, psig	1233.72	1233.72	1233.72	1233.72
Temp Disch Intl, °F	160	160	160	160
HE Suct Gas Vel, FPM	5126	5126	5126	5126
HE Disch Gas Vel, FPM	4991	4991	4991	4991
HE Spcrrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
HE Vol Pkt Avail, %	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93
Vol Pkt Used, %	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)
HE Min Ctr, %	42.70	42.70	42.70	42.70
HE Total Ctr, %	43.03	43.03	43.03	43.03
CE Suct Gas Vel, FPM	4797	4797	4797	4797
CE Disch Gas Vel, FPM	4671	4671	4671	4671
CE Spcrrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
CE Min Ctr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
CE Total Ctr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
Suct Vol Eff HE/CE, %	77.2/75.8	77.2/75.8	77.2/75.8	77.2/75.8
Disch Event HE/CE, ms	14.8/16.5	14.8/16.5	14.8/16.5	14.8/16.5
Suct Pseudo-Q HE/CE	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7
Gas Rod Ld Comp, %	70.0 C	70.0 C	70.0 C	70.0 C
Gas Rod Ld Tens, %	56.5 T	56.5 T	56.5 T	56.5 T
Gas Rod Ld Total, %	65.1	65.1	65.1	65.1
Xhd Pin Deg/%Rvrsl lbf	158/66.3	158/66.3	158/66.3	158/66.3
Flow Calc, MMSCFD	32.940	32.940	32.940	32.940
Cyl BHP	820.4	820.4	820.4	820.4



## 5.1.10.5 Escenario 5 Presión de succión 800 psig

		<b>Ariel Performance</b>			
Company:	Ariel Corporation	Customer:	TGI S.A. ESP		
Quote:		Inquiry:	JORGE PEÑA		
7.6.1.1	Remarks:	Project:	JAGUA DEL PILARE		

Compressor Data:			Driver Data:		
Elevation,ft:	450.00	Barmtr,psia:	14.455	Ambient,°F:	100.00
Frame:	JGC/4	Stroke, in:	6.50	Rod Dia, in:	2.500
Max RL Tot, lbf:	114000	Max RL Tens, lbf:	57000	Max RL Comp, lbf:	60000
Rated RPM:	1000	Rated BHP:	4140.0	Rated PS FPM:	1083.3
Calc RPM:	1000.0	BHP:	3201	Calc PS FPM:	1083.3
Type:	Nat. Gas				
Mfg:	Caterpillar				
Model:	G3612 LE				
BHP:	3550				
Avail:	3350 (200)				

Services	Natural Ga			
Stage Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Flow Req'd, MMSCFD	330.000	---	---	---
Flow Calc, MMSCFD	146.706	---	---	---
Cyl BHP per Stage	3162.6	---	---	---
Specific Gravity	0.56	---	---	---
Ratio of Sp Ht (N)	1.3196	---	---	---
Comp Suct (Zs)	0.9143	---	---	---
Comp Disch (Zd)	0.9216	---	---	---
Pres Suct Line, psig	800.00	---	---	---
Pres Suct Flg, psig	800.00	---	---	---
Pres Disch Flg, psig	1202.04	---	---	---
Pres Disch Line, psig	1190.00	---	---	---
Pres Ratio F/F	1.494	---	---	---
Temp Suct, °F	85.00	---	---	---
Temp Ctr Disch, °F	120.00	---	---	---
Cylinder Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Cyl Model	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL
Cyl Bore, in	9.875	9.875	9.875	9.875
Cyl RDP (API), psig	1727.3	1727.3	1727.3	1727.3
Cyl MAWP, psig	1900.0	1900.0	1900.0	1900.0
Cyl Action	DBL	DBL	DBL	DBL
Cyl Disp, CFM	557.7	557.7	557.7	557.7
Pres Suct Intl, psig	782.16	782.16	782.16	782.16
Temp Suct Intl, °F	88	88	88	88
Suct Zsph	0.9159	0.9159	0.9159	0.9159
Pres Disch Intl, psig	1234.40	1234.40	1234.40	1234.40
Temp Disch Intl, °F	151	151	151	151
HE Suct Gas Vel, FPM	5126	5126	5126	5126
HE Disch Gas Vel, FPM	4991	4991	4991	4991
HE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
HE Vol Pkt Avail, %	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93
Vol Pkt Used, %	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)
HE Min Clr, %	42.70	42.70	42.70	42.70
HE Total Clr, %	43.03	43.03	43.03	43.03
CE Suct Gas Vel, FPM	4797	4797	4797	4797
CE Disch Gas Vel, FPM	4671	4671	4671	4671
CE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
CE Min Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
CE Total Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
Suct Vol Eff HE/CE, %	80.0/78.9	80.0/78.9	80.0/78.9	80.0/78.9
Disch Event HE/CE, ms	15.8/17.5	15.8/17.5	15.8/17.5	15.8/17.5
Suct Pseudo-Q HE/CE	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7
Gas Rod Ld Comp, %	64.3 C	64.3 C	64.3 C	64.3 C
Gas Rod Ld Tens, %	50.0 T	50.0 T	50.0 T	50.0 T
Gas Rod Ld Total, %	58.8	58.8	58.8	58.8
Xhd Pin Deg/%Rvrsl lbf	173/66.5	173/66.5	173/66.5	173/66.5
Flow Calc, MMSCFD	36.677	36.677	36.677	36.677
Cyl BHP	790.7	790.7	790.7	790.7

## 5.1.10.6 Escenario 6 Presión de succión 850 psig

 <b>Ariel Performance</b> 	
Company: Ariel Corporation	Customer: TGI S.A. ESP
Quote:	Inquiry: JORGE PEÑA
7.6.1.1 Remarks:	Project: JAGUA DEL PILARE

Compressor Data:		Driver Data:	
Elevation,ft:	450.00	Barmtr,psia:	14.455
Frame:	JGC/4	Stroke, in:	6.50
Max RL Tot, lbf:	114000	Max RL Tens, lbf:	57000
Rated RPM:	1000	Rated BHP:	4140.0
Calc RPM:	1000.0	BHP:	3030
		Ambient, °F:	100.00
		Rod Dia, in:	2.500
		Max RL Comp, lbf:	60000
		Rated PS FPM:	1083.3
		Calc PS FPM:	1083.3
		Type:	Nat. Gas
		Mfg:	Caterpillar
		Model:	G3612 LE
		BHP:	3550
		Avail:	3350 (200)

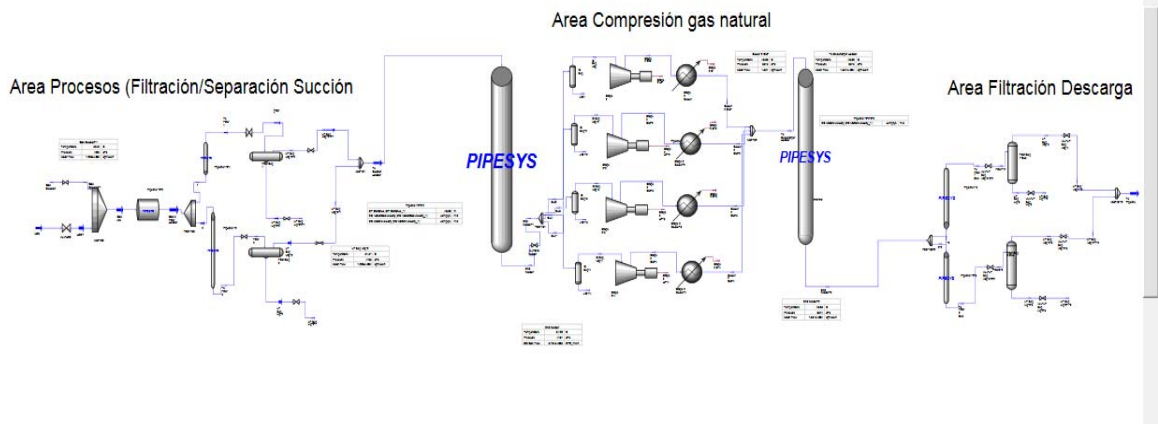
Services	Natural Ga			
Stage Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Flow Req'd, MMSCFD	330.000	---	---	---
Flow Calc, MMSCFD	161.838	---	---	---
Cyl BHP per Stage	2991.9	---	---	---
Specific Gravity	0.56	---	---	---
Ratio of Sp Ht (N)	1.3203	---	---	---
Comp Suct (Zs)	0.9098	---	---	---
Comp Disch (Zd)	0.9165	---	---	---
Pres Suct Line, psig	850.00	---	---	---
Pres Suct Flg, psig	850.00	---	---	---
Pres Disch Flg, psig	1202.04	---	---	---
Pres Disch Line, psig	1190.00	---	---	---
Pres Ratio F/F	1.407	---	---	---
Temp Suct, °F	85.00	---	---	---
Temp Ctr Disch, °F	120.00	---	---	---
Cylinder Data:	Throw 1	Throw 2	Throw 3	Throw 4
Cyl Model	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL	10-3/8CL
Cyl Bore, in	9.875	9.875	9.875	9.875
Cyl RDP (API), psig	1727.3	1727.3	1727.3	1727.3
Cyl MAWP, psig	1900.0	1900.0	1900.0	1900.0
Cyl Action	DBL	DBL	DBL	DBL
Cyl Disp, CFM	557.7	557.7	557.7	557.7
Pres Suct Intl, psig	830.96	830.96	830.96	830.96
Temp Suct Intl, °F	87	87	87	87
Suct Zsph	0.9113	0.9113	0.9113	0.9113
Pres Disch Intl, psig	1235.06	1235.06	1235.06	1235.06
Temp Disch Intl, °F	142	142	142	142
HE Suct Gas Vel, FPM	5126	5126	5126	5126
HE Disch Gas Vel, FPM	4991	4991	4991	4991
HE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
HE Vol Pkt Avail, %	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93	0.33+110.93
Vol Pkt Used, %	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)	0.00 (V)
HE Min Clr, %	42.70	42.70	42.70	42.70
HE Total Clr, %	43.03	43.03	43.03	43.03
CE Suct Gas Vel, FPM	4797	4797	4797	4797
CE Disch Gas Vel, FPM	4671	4671	4671	4671
CE Spcrs Used/Max	0/4	0/4	0/4	0/4
CE Min Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
CE Total Clr, %	46.33	46.33	46.33	46.33
Suct Vol Eff HE/CE, %	82.6/81.7	82.6/81.7	82.6/81.7	82.6/81.7
Disch Event HE/CE, ms	16.8/18.3	16.8/18.3	16.8/18.3	16.8/18.3
Suct Pseudo-Q HE/CE	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7	3.1/2.7
Gas Rod Ld Comp, %	58.5 C	58.5 C	58.5 C	58.5 C
Gas Rod Ld Tens, %	43.6 T	43.6 T	43.6 T	43.6 T
Gas Rod Ld Total, %	52.6	52.6	52.6	52.6
Xhd Pin Deg/%Rvrsl lbf	164/66.9	164/66.9	164/66.9	164/66.9
Flow Calc, MMSCFD	40.459	40.459	40.459	40.459
Cyl BHP	748.0	748.0	748.0	748.0

### 5.1.11 Validación del diseño de la estación mediante Simulación en HYSYS

Para validar el diseño y el dimensionamiento de los equipos principales se realizó una corrida de una estación, en dicho Modelamiento se pudieron validar los cálculos de potencia de las unidades de compresión como las diferentes velocidades del gas en las líneas y cabezales.

El reporte de la simulación es presentado en los anexos del presente documento, el modelo termodinámico usado es Peng-Robinson el cual es el resultado de seguir el algoritmo recomendado para la escogencia de estos paquetes, la versión del software simulador es Aspen Hysys V7, también se utilizó la extensión PIPESYS para simular y validar el comportamiento hidráulico del piping de la estación.

**Ilustración 8. PFD HYSYS Estación de Compresión**



## CONCLUSIONES

El diseño planteado ofrece una estación de compresión de gas, de última generación y con una filosofía de operación automatizada, enlazada al cuarto principal de la empresa, donde el operador podrá monitorear, controlar, actuar y comunicar las diferentes variables del proceso desde su centro de control y estar enlazado todo el tiempo con el despacho central de la empresa.

El diseño prevé condiciones seguras de operación bajo lo más altos estándares de diseño para este tipo de instalaciones, contando con sistemas confiables y redundantes de protección a eventos de riesgo como incendios, sobrepresiones y escapes.

Las estaciones fueron diseñadas bajo un concepto amigable con el medio ambiente al involucrar medidas excepcionales de mitigación de ruido, control de condensados, manejo adecuado de materiales peligrosos y protección de los operadores mediante la realización de diseño de edificaciones basados en estudios técnicos bajo estándares internacionales de explosividad y radiación.

El proyecto de expansión brindará una cobertura amplia y confiable de la demanda de gas a las necesidades presentes y futuras del país, mitigando el riesgo de interrupción de flujo y proporcionando un mayor rango de maniobra en la operación del gasoducto.

## **RECOMENDACIONES**

La decisión de iniciar el desarrollo de un proyecto de inversión de capital está precedida por una serie de actividades enfocadas en evaluar tanto su necesidad estratégica como el valor financiero intrínseco y relativo de la inversión asociada.

Una vez tomada la decisión, el proyecto entra a la fase FEED (Front End Engineering Design) la cual incluye todas las actividades de diseño e ingeniería requeridas para validar aún más sus méritos financieros. Estas son actividades altamente intensivas en talento y orientadas a generar valor que apoyan la decisión de seguir adelante, o no, con el financiamiento de la fase EPC del proyecto.

Se recomienda la elaboración de estos proyectos con personal administrativo y técnico altamente calificado y con experiencia certificada en estos proyectos, ya que cualquier desviación inicial al proyecto acarreará grandes consecuencias en el cronograma de ejecución y en su presupuesto.

## **ANEXOS**

**ANEXO 1. DIAGRAMAS DE PROCESO**  
**(Ver Archivo Adjunto)**

**ANEXO 2. HOJAS DE DATOS DE EQUIPOS**  
**(Ver Archivo Adjunto)**

**ANEXO 3. REPORTE SIMULACIÓN UNIDADES DE COMPRESIÓN**  
**(Ver Archivo Adjunto)**

**ANEXO 4. REPORTE SIMULACIÓN DE PROCESOS**  
(Ver Archivo Adjunto)