

**ANÁLISIS DE VARIABLES DE DESEMPEÑO EN GENERADORES A GAS PARA
UN CAMPO COLOMBIANO**

CARLOS ALBERTO ISAZA FRANCO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2022

**ANÁLISIS DE VARIABLES DE DESEMPEÑO EN GENERADORES A GAS PARA
UN CAMPO COLOMBIANO**

CARLOS ALBERTO ISAZA FRANCO

**Monografía de grado para optar al título de Especialista en Ingeniería de
Gas**

Director. Dr. Jabid Eduardo Quiroga Méndez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2022

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	4
2.	OBJETIVOS Y ALCANCE	4
3.	PREMISAS	5
4.	GENERALIDADES.....	5
4.1	ESPECIFICACIÓN DE LA TUBERÍA	6
4.2	ESPECIFICACIÓN DEL COMPRESOR	6
4.3	CONTROL Y COMUNICACIONES	8
4.4	ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GAS	8
5.	SIMULACIÓN DEL PROCESO.....	9
5.1	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	10
5.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	10
5.2.1	Fracción de vapor.....	11
5.2.2	Poder Calorífico	12
5.2.3	Resultados sensibilidad flujo de condensado estabilizado	12
5.3	DIMENSIONAMIENTO DE SCRUBBER	13
5.3.1	HYSYS.....	14
5.3.2	Procedimiento de cálculo manual	14
6.	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	16
7.	FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL	17
7.1	SISTEMA DE COMPRESIÓN	17
7.1.1	Succión.....	17
7.1.2	Unidades de compresión	18
7.1.3	Descarga de unidades de compresión.....	18
7.1.4	Recirculación	19
7.1.5	Válvula Joule-Thomson	20
7.2	SCRUBBER DE SALIDA V-1002.....	21
7.3	SISTEMA DE DESPACHO.....	23
7.3.1	Línea de entrega de gas al sistema de generación eléctrica de la Estación #1	23
7.3.2	Línea de entrega de gas al sistema de generación eléctrica de la plataforma #3	23
7.3.3	Línea de entrega de gas excedente para quema en TEA	24
7.4	BY-PASS DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN	24
7.5	LÍNEA DE CONDENSADOS.....	25
7.6	SISTEMA DE SHUTDOWN (ESD).....	25
7.7	SISTEMA DE BLOWDOWN.....	26
7.8	LÍNEA DE RECOLECCIÓN DE ALIVIOS	27
8.	CONCLUSIONES.....	28

1. INTRODUCCIÓN

Esta monografía se realiza como proyecto de grado de la especialización en Ingeniería de Gas de la Universidad Industrial de Santander. En esta se plantea el diseño actual y el proceso de mejoramiento para el sistema de generación un campo colombiano ubicado en el sur del país. El sistema de generación en campo al inicio de este proyecto de grado se encontraba compuesto solo por generadores de combustible diésel en las locaciones del campo, a lo cual posteriormente se realiza la evaluación e instalación de equipos a gas y se logra el aprovechamiento del gas como recurso para a generación eléctrica.

El recurso obtenido a través del proceso Gas to Power tiene la ventaja de poder reducir costos en la compra de combustible diésel reduciendo la quema del gas proporcionado por los pozos productores en las distintas locaciones del campo. La investigación se desarrolla según con el objetivo de estudiar los fenómenos involucrados a la operación en campo, las ventajas, limitaciones y casos de estudio de los campos en los cuales se ha recurrido a este proceso.

La empresa operadora encargada de este campo requiere el diseño de facilidades para la transferencia de gas de proceso desde la plataforma #1 hasta la plataforma #3, para la alimentación del sistema de generación eléctrica. Para la transferencia se emplearán compresores relocalizados desde otro campo en el cual ya se ha implementado este proceso anteriormente en adición a la tubería flexible existente entre la estación principal #1 y la plataforma #3.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente documento describe la filosofía de operación y control del sistema de compresión y transferencia de gas desde estación principal #1 del campo a la plataforma #3 donde se encuentran los pozos con mayor producción de gas (aproximadamente 40% de la producción del gas entre las 6 plataformas productoras de este campo), para el sistema de generación eléctrica.

Se aplica el estudio de este proceso para Identificar de qué forma pueden afectar las diferentes variables de flujo, tanto en el uso del gas natural como en el tipo de generador, en el proceso de generación eléctrica a base de gas en campo colombiano por medio de análisis a resultados a pruebas previas. Además de poder determinar el consumo de gas y sus parámetros de operación necesarios para el funcionamiento en este tipo de generadores de energía a base de gas con respecto a las condiciones de flujo y composición en las que se encuentra el gas en campo.

La filosofía de operación y control, se describe para los siguientes procesos:

- Sistema de compresión o Succión
 - o Unidades de compresión
 - o Descarga de unidades de compresión
 - o Recirculación
 - o Válvula Joule-Thomson
- Scrubber de salida V-1002
- Sistema de despacho
- By-pass del sistema de compresión
- Línea de condensados
- Sistema de shutdown (ESD)
- Sistema de blowdown
- Línea de recolección de alivios

3. PREMISAS

- El suministro de gas proviene de los separadores en la estación principal #1.
- La presión de operación de los separadores oscila entre los 15 y 30 psig.
- La tubería flexible es existente, encuentra enterrada y en desuso.
- Tiene una longitud aproximada de 1200 metros.
- El plano C-0607-WP01-PR-PID muestra la línea existente y especifica la marca FIBERSPAR con O.D. de 89,3 mm.
- Las dimensiones de diámetro externo de 89,3 mm equivalen a 3,5157 in. El valor se aproxima a 3,52 in que de acuerdo con el Data Sheet del fabricante de la tubería, corresponde a una tubería FS LP 3" 1500 (E).
- El cliente entregó el diagrama de flujo (FlowSheet) de la simulación conceptual.
- Para la simulación del proceso se utilizará el análisis composicional del gas de entrada a caldera de la estación la estación principal #1.
- La empresa operadora entregó el reporte composicional del gas presentado en el Capítulo 5.2
- El análisis composicional del gas reporta la presencia de gran cantidad de condensables que acumulan un total de una 37% (Propano en adelante).
- El análisis composicional del gas reporta un poder calorífico neto del gas de 1749,2 *BTU/ft³* @ 15,65 *psia*, 60°F, es decir, a condiciones estándar.
- Debido al alto porcentaje de condensables en el gas y el alto poder calorífico es necesario realizar el ajuste del Dew Point del gas y la remoción de condensables.
- El ajuste del Dew Point se realizará mediante un proceso de compresión del gas seguido de una válvula de control de presión que inducirá el efecto Joule Thompson y finalmente un separador.
- Para la compresión del gas se utilizarán 2 compresores existentes relocalizados uno operando y el otro en stand-by.
- Se simula hidráulicamente las principales partes del proceso y se presentarán los resultados a manera de Flowsheet del simulador anexo al presente documento.

4. GENERALIDADES

Las facilidades objeto de este proyecto constituyen los sistemas requeridos para la transferencia de gas desde la estación #1 hasta la plataforma #3 del campo en el que se evalúa el proyecto.

El proceso existente en el campo produce un promedio de 635 MSCFD de gas, del cual se destina el máximo aprovechable al proceso de generación eléctrica. Las nuevas facilidades permiten el envío de 320 MSCFD de gas hacia la plataforma #3 para alimentar el sistema de generación de este campo; y seguir alimentando el sistema de generación de la Estación #1 con 100 MSCFD; donde el excedente de gas es enviado para quema en TEA.

Las facilidades de este proyecto incluyen dos (2) unidades de compresión, de 200 hp cada uno, trabajando una en respaldo de la otra; un conjunto de válvulas Joule-Thomson, que funcionan una a la vez, para disminuir la presión y temperatura del gas comprimido; y un scrubber de salida, con capacidad de diseño para 1 MMSCFD, para la separación de condensados en el gas para despacho.

Las nuevas facilidades se conectan a la línea de alimentación del sistema de generación existente en la Estación #1, para tomar el gas proveniente de producción (@30 psig); y entregan a las líneas de alimentación de los sistemas de generación de la Estación #1 y Plataforma #3 (@50 psig).

Con la finalidad de no suspender el suministro de gas al sistema de generación de la Estación #1, las nuevas facilidades cuentan con una línea de by-pass que permite, en caso que se requiera, enviar el gas de la succión de las unidades de compresión directamente a la alimentación del sistema de generación de la Estación #1.

4.1 ESPECIFICACIÓN DE LA TUBERÍA

La tubería corresponde a la especificación FS LP 3" 1500 (E) de la marca FIBERSPAR con las siguientes características:

- Serie E: Polietileno de alta densidad (HDPE: High Density Polyethylene) con temperatura máxima de operación de 140°F (60°C).
- Rugosidad absoluta de 0,00006 in (0,0015 mm)
- Serie 1500: 750 psi (10,3 MPa) API 15S Nominal Pressure Rating (NPR)

Series 1500

1500 psi (10.3 MPa) API 15S Nominal Pressure Rating (NPR)⁽²⁾

Product & Size	Pipe Dimensions										Minimum Bending Radius	Short-Term Tensile Rating		Reel Capacity			
	Inside Diameter		Outside Diameter		Reinforced Wall Thickness		Min. Reinforced Wall Thickness		Pipe Weight			in	cm	lbf	kgf	ft	m
	in	mm	in	mm	in	mm	in	mm	lbs/ft	kg/m							
FS LP 2" 1,500 (E)	1.89	48	2.43	62	0.094	2.4	0.085	2.1	1.04	1.55	61	155	4000	1810	9000 ^(A)	2743	
FS LP 2 1/2" 1,500 (E)	2.37	60	2.99	76	0.113	2.9	0.102	2.6	1.50	2.24	75	191	5960	2700	6000 ^(A)	1829	
FS LP 3" 1,500 (E)	2.82	72	3.52	90	0.134	3.4	0.121	3.1	2.06	3.07	88	224	8440	3820	4500 ^(A)	1372	

Figura 1. Dimensiones de la tubería FIBERSPAR existente

4.2. ESPECIFICACIÓN DEL COMPRESOR

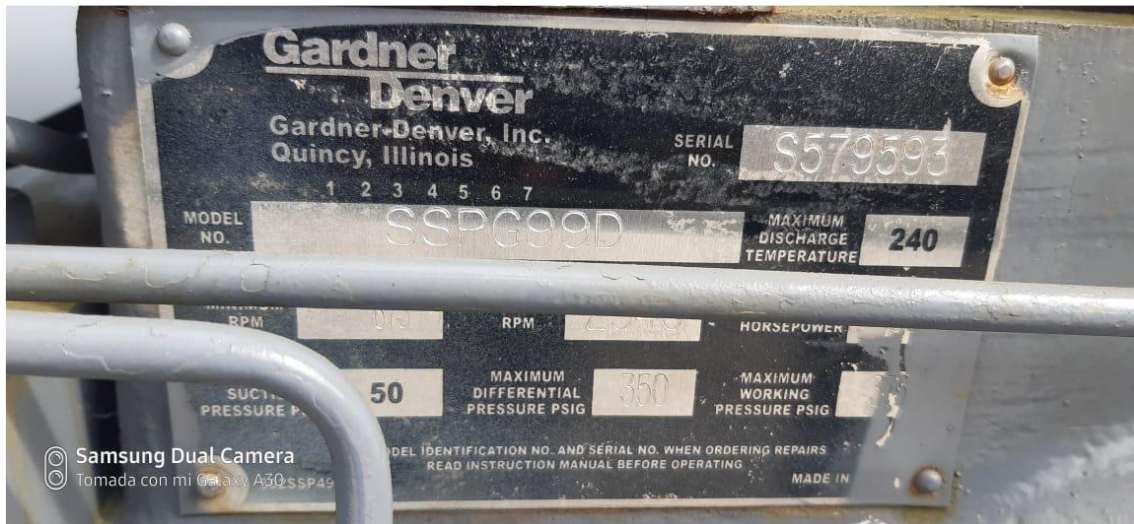


Figura 2. Placa compresores existentes

A partir de la placa del compresor se identificaron los datos a continuación:

- MARCA: GARDNER DENVER ®
- SERIAL NO. S579593
- MODEL NO. SSPG99D
- MINIMUM RPM 673
- MAXIMUM RPM 2945
- MAXIMUM HORSEPOWER 180
- MAXIMUM SUCTION PRESSURE 50
- MAXIMUM DIFERENTIAL PRESSURE PSIG 350
- MAXIMUM WORKING PRESSURE PSIG 375

La empresa operadora entregó la curva de desempeño del compresor que se utilizará para la elaboración de la simulación.

Discharge Pressure = 350PSIG, Turn Valve = 68%

Suction Pressure	Flow Rate	RPM	HP Required
3	0.451	1950	177.8
5	0.495	1875	178.4
7	0.534	1800	178.1
10	0.587	1700	177.1
15	0.666	1650	178.9

Turn Valve Set at 64% for this condition

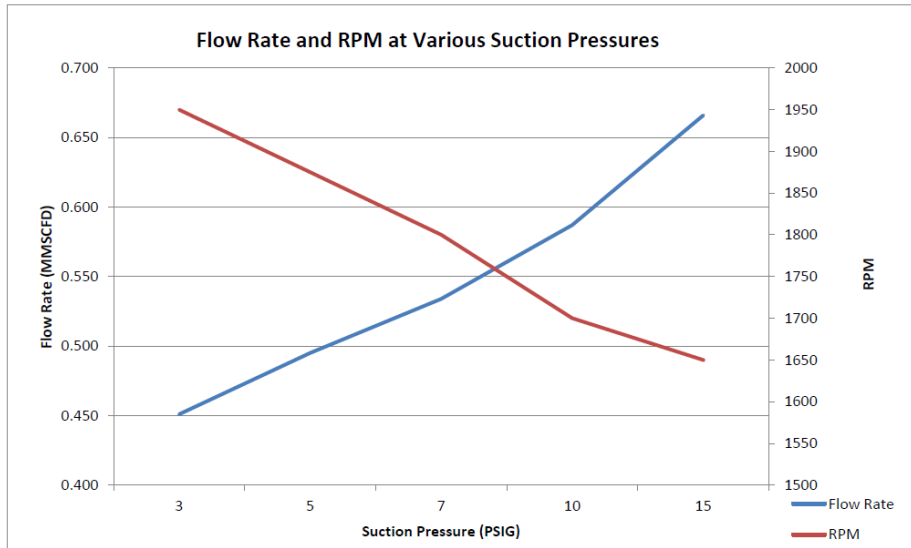


Figura 3. Curva de desempeño del compresor

A partir del modelo de compresor identificado se presenta la hoja de datos anexa al presente documento.

Brake Horsepower	180 Max.
Inlet Pressure	50 PSIG Max.
Discharge Pressure	375 PSIG Max.
RPM Range	673 - 2945
V _i 's Available	1.8; 2.2; 3.0; 5.2
Rotor Dimensions	
Male Rotor O.D.	8.9"
Female Rotor O.D.	8.3"
Length	15.2"
L/D Ratio	1.70
Input Shaft	
O.D.	2.1240" - 2.12455"
Keyway	0.500 in
Stiffness	6.34 x 10 ⁶ in*lb/rad
Moment of Inertia ("ωr ² ")	15 lb*ft ²
Mounting Flanges Available	
	SAE (3,1)
	"D" Flange
	Plain (Foot) Mounting
Discharge Flanges Available	
	4" 150#
	4" 300#
Inlet Valve Flanges Available	
	5" 150# Vertical
	4" 150# Horizontal
Weight Approx.	1100#
Materials	
Rotors	Nodular Iron
Bearings	Steel
Frame	Cast Iron
Shaft Seals	Mechanical
Oil Pump (0 PSI, 1800 rpm, 200 SSU)	
Capacity	37 GPM
Horse Power	1.2 HP

Figura 4. Captura de la hoja de datos del compresor.

4.3 CONTROL Y COMUNICACIONES

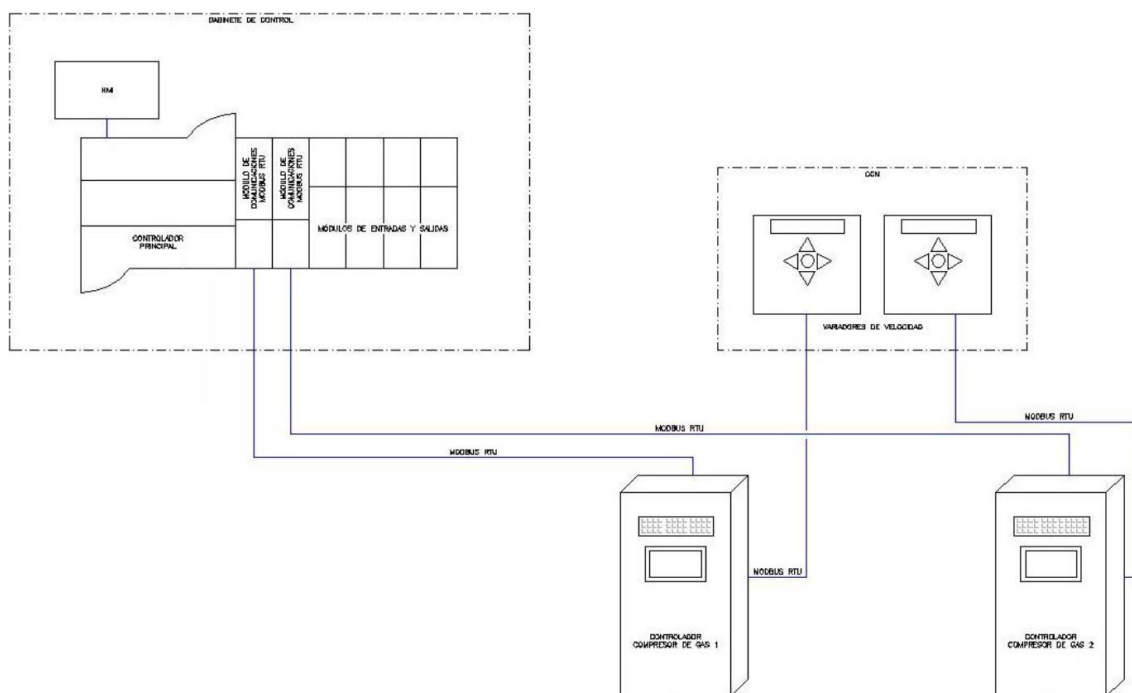


Figura 5. Arquitectura de control y comunicaciones

Para el control y comunicaciones (ver Figura 5) de las facilidades, se cuenta con un gabinete de control en campo con el controlador principal y un HMI para el control por parte del operador. Al controlador principal llegan todas las señales y se encarga de ejecutar las rutinas de control.

Las señales de los instrumentos en campo son cableadas a los módulos de entrada/salida del controlador principal.

Por otro lado, la instrumentación de las unidades de compresión es cableada a los controladores Murphy propios de estas unidades. Los controladores de las unidades de compresión, se enlazan mediante comunicación serial con el controlador principal en el gabinete de control.

4.4 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL GAS

Fecha de muestra	21/04/2021		
Ubicación de muestreo	Estación #1		
Descripción de muestra	Entrada a Caldera		
Condiciones de muestra	25,0 psig @ 83,0°F		
Componente	% Molar	% Peso	
CO2	Dióxido de Carbono	3,16	3,97
N2	Nitrógeno	3,03	2,42
C1	Metano	45,67	20,87
C2	Etano	10,5	9
C3	Propano	16,4	20,6
iC4	i-Butano	2,7	4,48
nC4	n-Butano	7,9	13,12

iC5	i-Pentano	2,66	5,47
nC5	n-Pentano	2,63	5,42
C6	Hexanos	2,18	5,3
C7	Heptanos	1,79	4,74
C8	Octanos	0,81	2,45
C9	Nonanos	0,35	1,24
C10	Decanos	0,14	0,53
C11	Undecanos	0,05	0,23
C12+	Dodecanos +	0,03	0,16
	Total	100	100
Propiedad residual calculada		Peso Molar (g mol-1)	Densidad (g cm-3 @ 60°F)
C7+	Heptanos +	102,6	0,7456
C10+	Decanos +	141,3	0,7845
C12+	Dodecanos +	162,4	0,8012
Propiedades Calculadas del gas			
	Gravedad del Gas	1,2186	(Aire=1 @ 14,73 psia & 60°F)
	Whole Sample Mole Weight	35,08	g mol-1
	Densidad ideal del Gas	1,4851	Kg m-3 @ 14,65psia, 60°F
	Poder Calorífico Ideal Bruto	1905,4	BTU.ft-3 @ 14,65psia, 60°F
	Poder Calorífico Ideal Neto	1746,9	BTU.ft-3 @ 14,65psia, 60°F
	Presión Pseudo Critica	633,6	psia
	Temperatura Pseudo Critica	523,9	Rankine
	Factor de Compresibilidad del Gas, Z	0,989747	@ 14,65 psia & 60°F
	GPM (80% Propano)	11,3189	Gal/1000 PC
	GPM (100% Propano)	12,2171	Gal/1000 PC
Información Adicional			
	Poder Calorífico Real Bruto	1925,2	BTU.ft-3 @ 14,65psia,60°F
	Poder Calorífico Real Neto	1765	BTU.ft-3 @ 14,65psia,60°F

Tabla 1. Análisis composicional de gas a caldera

5. SIMULACIÓN DEL PROCESO

Para la elaboración de la simulación del proceso se utilizará el software HYSYS en su versión 11. La descripción general de la simulación, las premisas, bases de cálculo y parámetros generales de la simulación se listan a continuación:

- El objetivo principal del proceso es el envío de gas desde la estación #1 hasta la plataforma #3.
- El proceso general consta de separadores, compresor, válvulas de control de presión y tuberías.
- Se utilizó el análisis cromatográfico del Gas Caldera.
- En el proceso en la estación #1 se tomará el gas proveniente de los separadores, específicamente del juego de distribución de válvulas que actualmente va hacia generación eléctrica en la estación #1.
- A las condiciones iniciales de operación de 15 psig y 122 °F reportadas en la cromatografía, se tiene una fracción de vapor de 99,46% lo que evidencia la presencia de líquido libre.
- Se parte de la premisa que el análisis cromatográfico se presenta en base seca, por lo que se

agrega la operación unitaria “saturador” con una corriente de vapor de agua.

- La corriente saturada de gas inicia su proceso a la succión de los compresores.
- Se pasa la corriente de gas a través del Aero enfriador de entrada del Skid de compresión.
- Posteriormente se pasa por el Scrubber de entrada para remover el líquido libre mediante un Scrubber de entrada.
- El gas es enviado a un compresor mientras el líquido por su baja presión deberá ser recuperado más adelante en el proceso a condiciones atmosféricas.
- Se comprime el gas hasta 350 psig mediante un compresor de tornillo.
- A la descarga del compresor una válvula de control de presión (Válvula JT) descomprime el gas hasta 60 psig.
- La mezcla de fases se pasa por el Scrubber de salida que remueve el líquido del gas.
- El gas limpio a la descarga del Scrubber de salida es enviado a generación y tea en la estación #1 y a generadores en la plataforma #3.
- Para el transporte del gas desde la estación #1 hasta la plataforma #3 se utilizará la tubería flexible existente marca FIBERSPAR.
- El modelo de tubería es de la especificación FS LP 3” 1500 (E)
- El tramo de tubería tiene una longitud de 1200 metros
- Se utilizará un modelo de transferencia de calor riguroso considerando la transferencia de calor con el ambiente.
- Se utilizará una temperatura ambiental de 22°C (71,6 °F).
- El gas alimentará unos generadores en la plataforma #3.
- La presión mínima de llegada en los generadores en la plataforma #3 es de 30 psig. De acuerdo con lo anterior una presión adecuada de llegada es de mínimo 40 psig.
- Las buenas prácticas en la ingeniería recomiendan no superar una velocidad de 60 ft/s en tubería de gas.
- Las buenas prácticas en la ingeniería recomiendan que el poder calorífico del gas no debe superar los 1500 BTU/SCF.
- Para protección de los generadores se debe buscar la no formación de condensados en la línea FIBERSPAR.
- Para la simulación se hace pasar el líquido separado en el Scrubber de salida a través de un separador trifásico que permita determinar con exactitud los valores reales de gas, condensado y agua presente en la corriente.
- El separador trifásico se configura para operar a condiciones atmosféricas, de tal manera que el resultado evidencie el condensado estabilizado generado en el proceso.
- El condensado recuperado en el proceso en la estación #1 será enviado a la descarga de crudo del separador existente.
- La mezcla líquida continua el proceso tal y como la descarga de crudo del separador, es decir, es enviada a la bota de gas del GB y posteriormente el GB.

5.1. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Los cálculos muestran que para flujo total de 0,6 MMSCFD y flujo de envío de gas a la plataforma #3 de 0,32 MMSCFD bajo las condiciones de presión de descarga del compresor de 350 psig y set de la válvula JT de 60 psig, la presión de llegada de gas a la plataforma #3 es de 56,72 psig con un poder calorífico de 1489 BTU/SCF. En el proceso se recuperan condensados en un flujo de 38 BPD.

Anexo al presente documento se encuentra el Print de la simulación, reportes de composición y propiedades de las múltiples corrientes.

5.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se hace una variación sistemática de variables del proceso que permite conocer la respuesta del sistema a las variaciones de operación. Se identificaron 2 variables de independientes que se variarán: presión a la descarga de los compresores y a la descarga de la válvula JT.

- Variación de presión a la descarga de los compresores:
 - Inicio: 300 psig
 - Variación: 5 psig
 - Fin: 350 psig
- Variación de presión a la descarga de la válvula JT:

- Inicio: 45 psig
- Variación: 1 psig
- Fin: 80 psig

Con el objetivo en mente del proyecto de transportar gas desde la estación #1 hasta la plataforma #3 y premisa de la protección de los generadores, se evalúan las 2 variables dependientes de más importancia que son la fracción de vapor y el poder calorífico del gas a la llegada de los generadores en la plataforma #3. Se incluye una tercera variable dependiente en el análisis de sensibilidad que es el flujo de condensados a la descarga del separador, para dar un orden de magnitud al respecto.

5.2.1. Fracción de vapor

Representa el porcentaje del fluido que a las condiciones de operación establecidas se encuentra en fase vapor. Un valor de 1 en la variable representa que la totalidad del fluido es vapor, el cual es el resultado favorable o deseado.

La Figura 6 presenta el resultado del análisis de sensibilidad multivariable a manera de superficie de respuesta de la fracción de vapor. Los valores varían entre 1 y 0,995 lo que podría representar la condensación de hasta 1 BPD dentro de la tubería. El comportamiento de la variable dependiente es tal que se ve favorecida por una baja presión a la descarga de la JT. El resultado muestra que, para el rango de variación de las variables independientes, la presión a la descarga de la válvula JT no debe ser superior a los 64 psig. El resultado valida que la condición de operación de 60 psig en el proceso es adecuada.

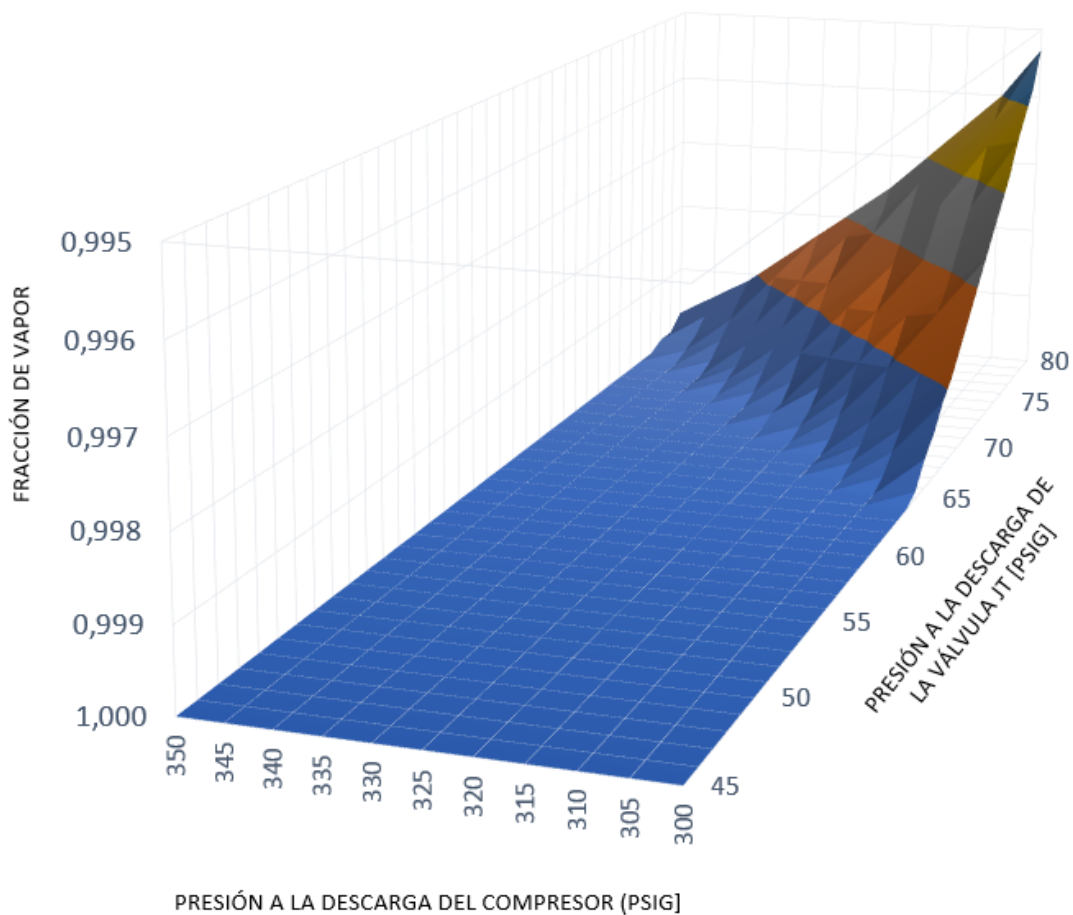


Figura 6. Superficie de respuesta – Fracción de vapor

5.2.2. Poder Calorífico

Es una representación de la cantidad de energía contenida por unidad de masa o volumen del fluido. Para el análisis es correcto utilizar el poder calorífico neto o inferior del gas, con las siglas LHV por sus traducciones del inglés (Lower Heating Value). La Figura 7 presenta el resultado del análisis de sensibilidad multivariable a manera de superficie de respuesta del poder calorífico. El menor valor de poder calorífico calculado es de 1472 BTU/SCF y se obtiene a las condiciones de presión de 350 psig en el compresor y 80 psig de la válvula JT. A medida que, en el proceso, la presión a la descarga de la JT es mayor, se comprime la fracción pesada de gas que resulta en un menor poder calorífico del gas enviado a generación en la plataforma #3. En este caso el comportamiento de la variable dependiente se ve favorecido por una alta presión a la descarga de la JT.

Es correcto afirmar que los resultados de sensibilidad de las dos variables principales son mutuamente excluyentes dentro de cierto rango del análisis. Si la presión a la descarga del compresor se mantiene por encima de los 315 psig, el proceso cumple la no formación de condensados en la línea y el poder calorífico del gas por debajo de 1500 BTU. El valor de referencia para el poder calorífico, y que las buenas prácticas de la industria recomiendan no superar, es de 1500 BTU/SCF. A las condiciones de operación de 60 psig a la descarga de la JT se calcula un poder calorífico de 1472 BTU/SCF lo que indica que la condición de operación de 60 psig es adecuada manteniendo la presión de descarga de los compresores en 350 psig. Si la presión a la descarga de los compresores disminuye de 315 psig el poder calorífico del gas aumenta por encima de los 1500 BTU/SCF.

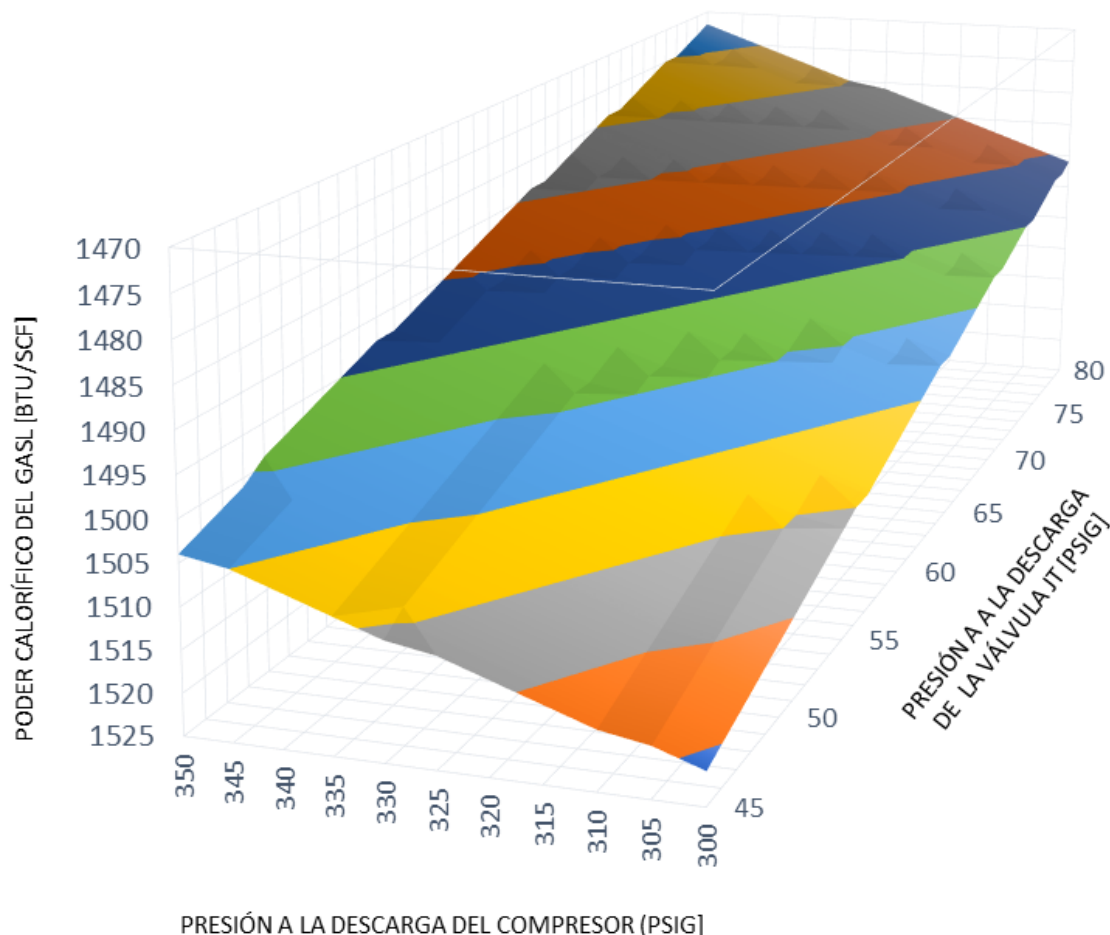


Figura 7. Superficie de respuesta – Poder Calorífico

5.2.3. Resultados sensibilidad flujo de condensado estabilizado

Si bien a la descarga de la JT el flujo de condensado puede alcanzar valores de 60 BPD, la composición del fluido es tal que hay trazas de agua e hidrocarburos que una vez alcanzada la condición atmosférica se vaporizan. Considerando lo anterior es importante recalcar que los resultados presentados en la Figura 8 representan la corriente de la simulación a la descarga de

un separador trifásico inexistente en campo, pero que se simula para cuantificar los condensados estabilizados reales generados como subproducto del proceso.

En análisis muestra que dentro de los rangos analizados la variación de flujo de condensado varía entre 35,39 y 38,36 BPD. Lo anterior representa que la variación de las condiciones de operación de presión en el compresor y la válvula JT pueden representar un aumento del 6,7% en comparación del máximo condensado con respecto al mínimo y permiten tener un orden de magnitud del caudal de condensados generados. Adicionalmente el resultado muestra un máximo local. A la condición de presión de 50 psig en el compresor se alcanza la máxima producción de condensados en el rango de 65-70 psig en la JT.

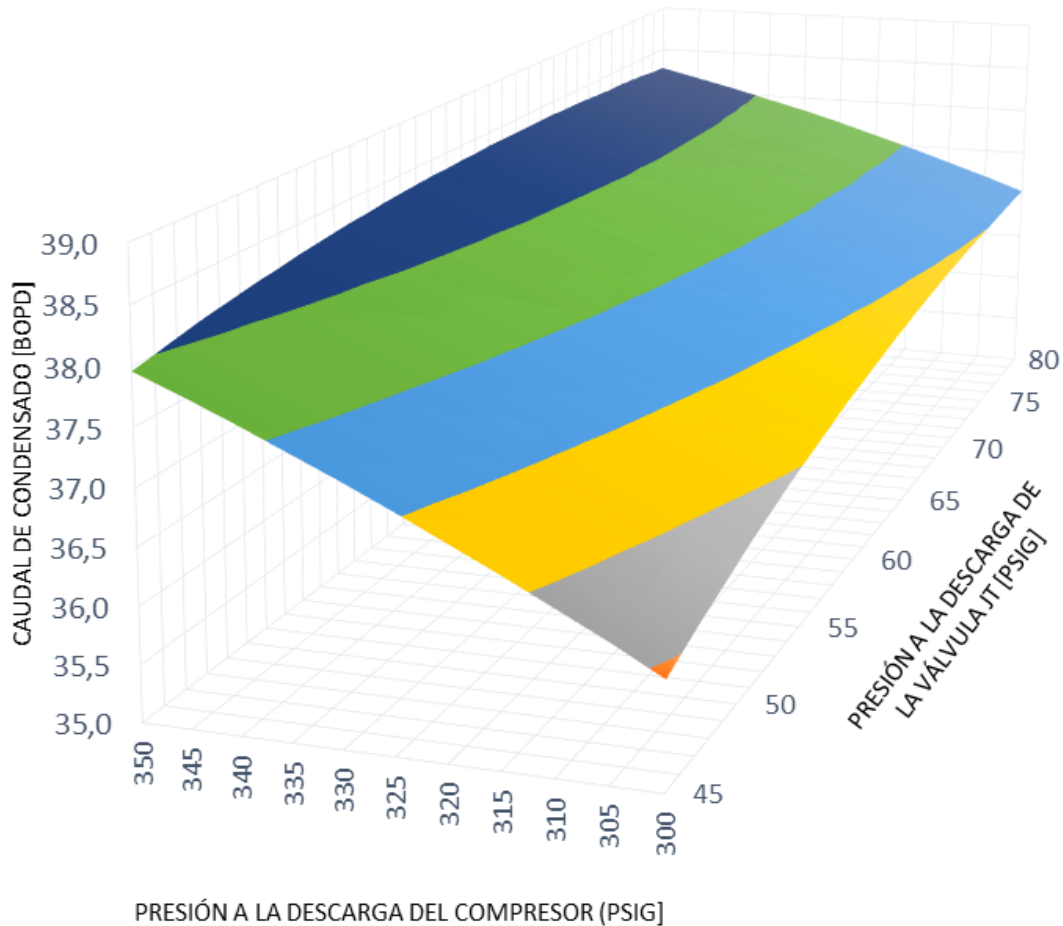


Figura 8. Superficie de respuesta – Condensado estabilizado

5.3. DIMENSIONAMIENTO DE SCRUBBER

Con el objetivo de brindar la seguridad en el dimensionamiento del equipo se utilizarán 2 métodos para el dimensionamiento del equipo:

- Herramienta de dimensionamiento de equipos HYSYS
- Procedimiento de cálculo manual.

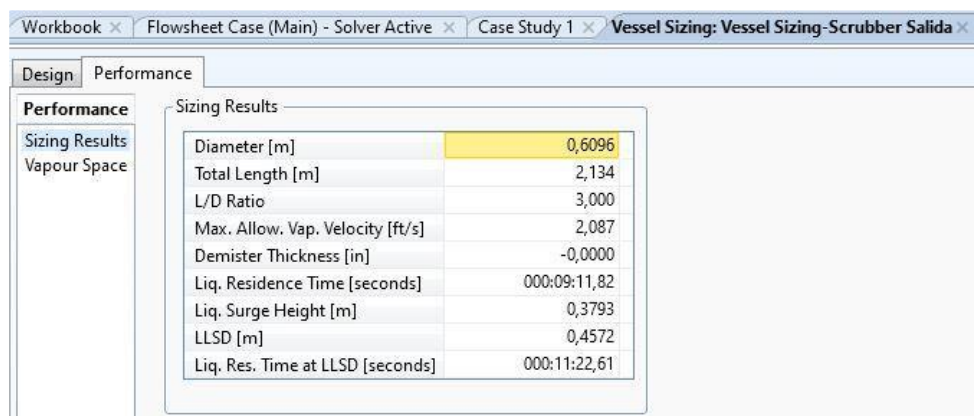
PROCEDIMIENTO	VELOCIDAD DEL GAS	DIÁMETRO	RELACIÓN L/D	LONGITUD
[-]	[fts]	[Inch]	[-]	[m]
HYSYS	1,828	18"	3	2,134
MANUAL	2,58	18"	3	1,4

Tabla 2. Resumen resultados del dimensionamiento del Scrubber

Es importante aclarar que HYSYS la reporta como longitud total mientras que el cálculo manual es longitud de costura a costura.

5.3.1. HYSYS

Utilizando la herramienta de dimensionamiento de equipos del simulador se determinaron las dimensiones requeridas por el Scrubber de Salida. La Figura 9 presenta el resultado del dimensionamiento del Scrubber de salida dando como resultado un diámetro de 18" y una altura de 2,5 m. El resultado mantiene una relación longitud /diámetro (L/D) con valor de 5 y una velocidad de gas permisible de 1,828 ft/s.



Sizing Results	
Diameter [m]	0,6096
Total Length [m]	2,134
L/D Ratio	3,000
Max. Allow. Vap. Velocity [ft/s]	2,087
Demister Thickness [in]	-0,0000
Liq. Residence Time [seconds]	000:09:11,82
Liq. Surge Height [m]	0,3793
LLSD [m]	0,4572
Liq. Res. Time at LLSD [seconds]	000:11:22,61

Figura 9. Dimensionamiento por software del Scrubber salida

5.3.2. Procedimiento de cálculo manual

Con el objetivo de verificar las dimensiones calculadas por el simulador se realizará el procedimiento de cálculo manual de las dimensiones requeridas del separador bajo las condiciones de proceso. El procedimiento de cálculo corresponde al diseño de un separador vertical de 2 fases (gas/líquido). La separación ocurre debido a la diferencia de la densidad de las fases, es decir, se rige bajo la ley de Stokes.

5.3.2.1. Máxima velocidad permisible

El cálculo inicia determinando la máxima velocidad máxima permisible para el flujo paralelo de líquido, calculado mediante la ecuación de Souders-Brown¹:

$$V_{G_max} = K_S \sqrt{(\rho_{liq} - \rho_{gas}) / \rho_{gas}}$$

Dónde:

- ρ_{liq} es la densidad del líquido a retirar, condensado (39,84)
- ρ_{gas} es la densidad del gas (0,4165 lb/ft³)
- K_S es el factor de capacidad.

En la práctica, el factor de capacidad o constante de diseño (K_S) utilizado por el método de "Souders y Brown" depende principalmente del tipo de separador que se está diseñando, la geometría del separador, el flujo y las propiedades del fluido. Este valor normalmente se determina experimentalmente o es entregado por el fabricante o proveedor, algunos valores típicos para el factor de capacidad se reportan en la Tabla 3:

Tipo	Largo, [ft (m)]	Rango Ks [ft/s]	Rango Ks [m/s]
Vertical	5 (1,52)	0,12 - 0,24	0,037 - 0,073
	10 (3,05)	0,18 - 0,35	0,055 - 0,107
Horizontal	10 (3,05)	0,40 - 0,50	0,122 - 0,152
	Otros largos	$(L/10)^{0,562}$	$(L/3,05)^{0,56}$

¹ Kidnay, A. J., & Parrish, W. R. (2006). *Fundamentals of Natural gas procesing*. Columbus, Ohio: Taylor and Francis Group

Tabla 3. Valores típicos del factor de capacidad K_s^2

Dónde La variable L representa la longitud del equipo.

El separador a instalar es vertical. El cálculo del simulador indica una longitud de 2,55 metros que de ser correcto le correspondería un factor de capacidad entre 0,18 y 0,35 ft/s. Entre mayor el factor de capacidad, menores son las dimensiones resultantes del separador. Se tomará el valor promedio del rango que corresponde a 0,265 ft/s.

Reemplazando las variables correspondientes se calcula la máxima velocidad permisible de gas.

$$VG_{max} = 0,265 \sqrt{(39,84 - 0,4165) / 0,4165} = 2,578 \text{ ft/s}$$

5.3.2.2. Flujo de diseño

Se utilizará un caudal de diseño de 1 MMSCFD. Con ayuda del simulador se determinó el flujo actual de fluido, es decir, el flujo a las condiciones de operación. El valor es de 0,1725 MMCFD que corresponde a 1,99 ft³/s.

$$Q_{Actual} = 1,99 \text{ ft}^3/\text{s}$$

5.3.2.3. Área transversal requerida para la separación de gas.

A partir del flujo de gas y la velocidad máxima permisible se determina el área transversal requerida por el gas:

$$Q_{Actual} = VG_{max} * AG$$

$$AG = Q / VG_{max}$$

El área transversal del equipo corresponde al doble del área requerida por el gas.

$$AT = 2 * AG$$

A partir del área transversal determina el diámetro del equipo.

$$AT = \pi * r^2 = \pi * (D^2 / 4)$$

$$D = \sqrt{4AT / \pi}$$

5.3.2.4. Longitud

Primero se calcula la longitud efectiva del equipo, que corresponde a la mínima longitud requerida para la separación de las fases. A partir de la relación del diámetro y el área transversal requerida se determina la longitud efectiva para la separación:

$$L_{eff} / D = 5$$

Finalmente, con la longitud efectiva se determina la longitud de costura a costura del equipo.

$$L_{s/s} = L_{eff} + d/12$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
Presión de operación	P	60	psig
Presión atmosférica	P_{atm}	14,6	psia
Temperatura de operación	T	67,41	°F
Flujo de diseño	Q	1	MMSCFD

² Valores tomados de API 12J (American Petroleum Institute, 2008)

Peso molecular del gas	<i>M. W.</i>	30,32	-
Densidad del gas	ρ_G	0,42	lb/ ft ³
Densidad del líquido	ρ_L	39,84	lb/ ft ³
Longitud supuesta	<i>L_S</i>	8	ft
Factor de capacidad	<i>K_s</i>	0,265	ft/s
Máxima velocidad permisible de gas	<i>V_{G max}</i>	2,58	ft/s
Flujo volumétrico actual de gas	<i>Q</i>	1,99	ft ³ /s
Área mínima transversal para el gas	<i>AG</i>	0,772	ft ²
Relación longitud / diámetro a utilizar	<i>L/D</i>	3	[-]
Área transversal	<i>A_T</i>	1,54	ft ²
Diámetro calculado	<i>D</i>	1,402	ft
Diámetro seleccionado	<i>D</i>	1,5	ft
Longitud efectiva para la separación	<i>L_{eff}</i>	4,5	ft
Longitud de costura a costura(Seam o Seam)	<i>L_{S/S}</i>	4,625	ft

Tabla 4. Resultados dimensionamiento Scrubber

El cálculo arroja que el diámetro mínimo requerido para garantizar la velocidad la máxima velocidad permisible de gas es de 1,402 ft que corresponde a 16,8". Por estándar se selecciona el diámetro mayor siguiente disponible para este caso es de 18". Con la relación de diámetro se calcula una longitud efectiva de 4,5 ft que equivalen a 1,37 metros y finalmente a partir de la longitud efectiva se calcula la longitud de costura a costura de 4,625 ft que equivalen a 1,4 metros.

6. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso para la compresión y el despacho de gas desde la estación #1 a la plataforma #3 (ver Figura 9) es como sigue:

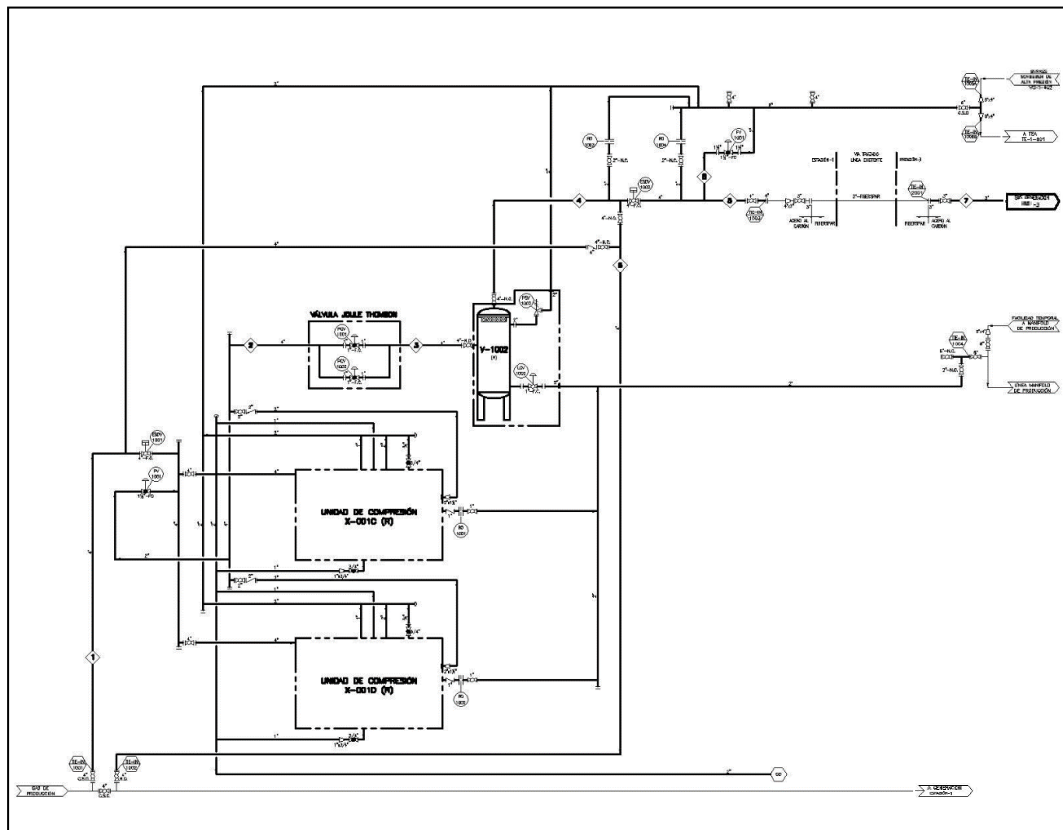


Figura 9. Plano C-0607-WP01-PR-PID - Diagrama de flujo del proceso

7. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL

A continuación, se describe la filosofía de operación y control de las nuevas facilidades, separadas en los siguientes procesos:

- Sistema de compresión o Succión
 - o Unidades de compresión
 - o Descarga de unidades de compresión
 - o Recirculación
 - o Válvula Joule-Thomson
- Scrubber de salida V-1002
- Sistema de despacho
- By-pass del sistema de compresión
- Línea de condensados
- Sistema de shutdown (ESD)
- Sistema de blowdown
- Línea de recolección de alivios

7.1 SISTEMA DE COMPRESIÓN

7.1.1 Succión

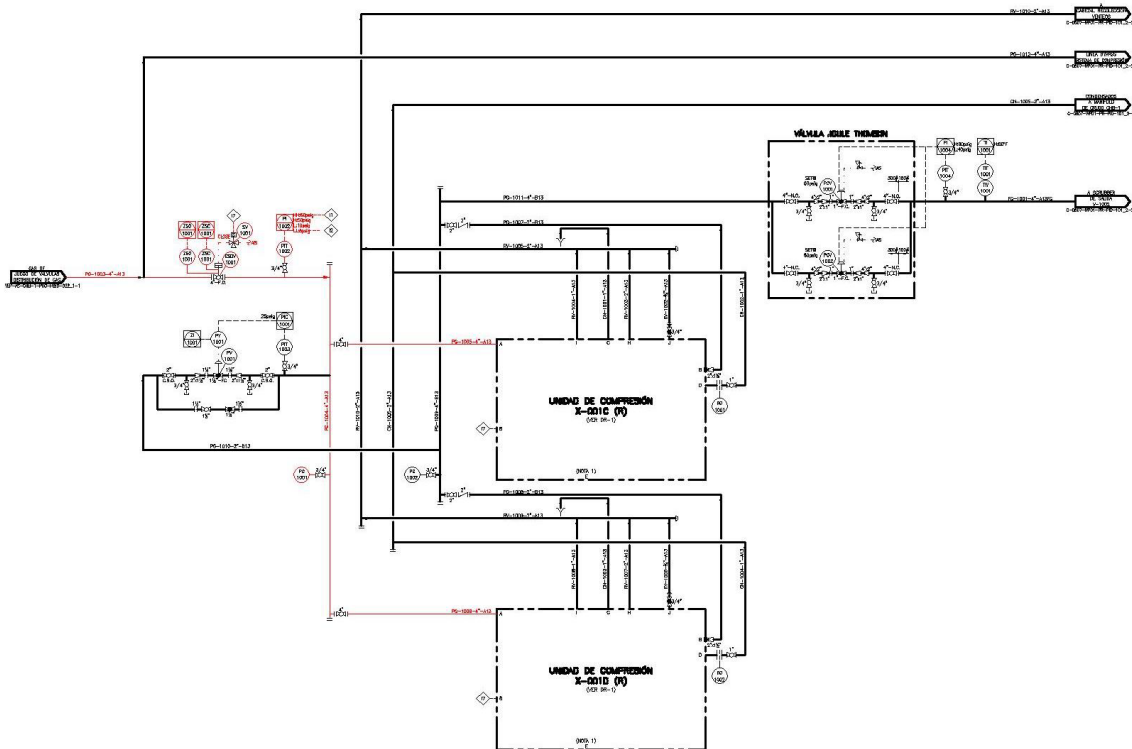


Figura 11. Cabezal de succión

Al cabezal de succión (ver Figura 11) llega gas proveniente de la línea de alimentación del sistema de generación eléctrica en la Estación #1. El gas llega en las siguientes condiciones:

- Presión: 30 psig
- Temperatura: 122 °F

- Flujo: 635 MSCFD

El cabezal de succión suministra gas a las unidades de compresión X-001C y X-001D. Para el monitoreo de la operación, el cabezal de succión cuenta con el indicador local de presión PG-1001 y el transmisor de presión PIT-1002, para monitoreo local y remoto de la presión en la línea. El transmisor PIT-1002 alarma el sistema de control cuando se presenta:

- Muy alta presión 60 psig
- Alta presión 50 psig
- Baja presión 10 psig
- Muy baja presión 5 psig

Para el control de la operación, el cabezal de succión cuenta con la válvula ESDV-1001, que hace parte del sistema de shutdown (ver numeral 7.6).

7.1.2 Unidades de compresión

El sistema de compresión cuenta con dos unidades de compresión, X-001C y X-001D, de 200 hp cada una, relocalizadas de las facilidades desde otro campo en el cual ya se ha implementado este proceso anteriormente por parte de la empresa operadora, éstas funcionan una al tiempo, y cambian cuando la unidad activa requiere ser sacada de operación.

A las unidades de compresión llega gas del cabezal de succión en las siguientes condiciones:

- Presión: 30 psig
- Temperatura: 122 °F
- Flujo: 635 MSCFD

El gas comprimido se entrega a las válvulas Joule-Thomson en las siguientes condiciones:

- Presión: 275 psig
- Temperatura: 120 °F
- Flujo: 635 MSCFD

Las unidades de compresión cuentan con válvulas de seguridad que descargan a la línea de recolección de alivios (ver numeral 7.8).

Cada unidad de compresión cuenta con un scrubber de succión y un scrubber de descarga con control automático para el drenaje de los condensados, y un tanque separador de aceite cuyo drenaje de condensados es manual y a discreción del operador. Los condensados del scrubber de succión y del tanque separador de aceite son ser llevados a una caja cerrada de drenaje existente del laboratorio, mientras que los condensados del scrubber de descarga son llevados a la línea de condensados (ver numeral 7.5) que entrega al manifold de producción de crudo existente en la Estación #1.

Para el control de las unidades de compresión, cada una cuenta con un controlador Murphy comunicado mediante enlace ModBus RTU con el controlador principal de las facilidades BPCS-1001.

7.1.3 Descarga de unidades de compresión

Al cabezal de descarga (ver Figura 12) llega gas proveniente de las unidades de compresión. El gas llega en las siguientes condiciones:

- Presión: 275 psig
- Temperatura: 120 °F
- Flujo: 635 MSCFD

Para el monitoreo de la operación, el cabezal de descarga cuenta con indicador de presión PG-1002.

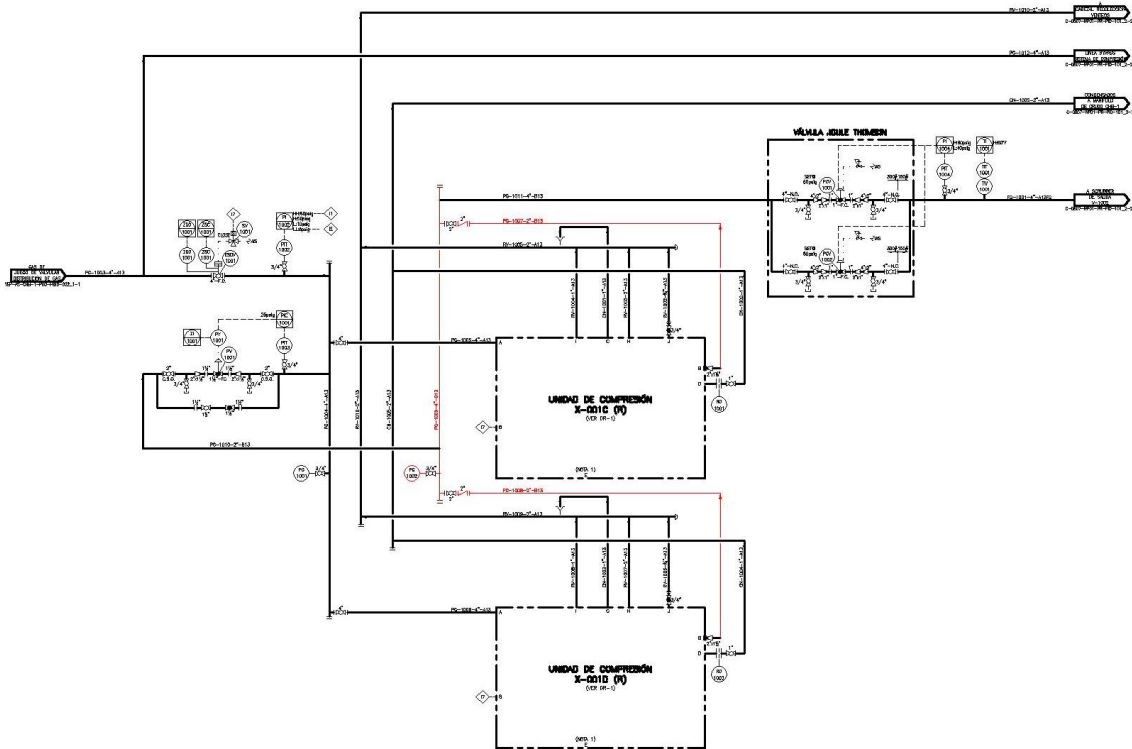


Figura 12. Descarga de unidades de compresión

7.1.4 Recirculación

La recirculación (ver Figura 13) consiste en una línea de 2" que permite el flujo de gas del cabezal de descarga al cabezal de succión de las unidades de compresión X-001C y X-001D, en caso de ser requerido. En la línea de recirculación, se cuenta con una válvula de control de presión PV-1001, que permite el paso de gas comprimido al cabezal de succión con el fin de ajustar el rango de operación del compresor en servicio en caudal y presión.

El proceso de recirculación, recibe gas del cabezal de descarga a 275 psig y entrega al cabezal de succión gas a 25 psig. Para la recirculación, sólo se envía al cabezal de succión entre el 15% y el 30% del total del flujo en el cabezal de descarga.

Para el proceso de recirculación se cuenta con la siguiente instrumentación:

- Válvula de recirculación, PV-1001, de 1-1/2", es una válvula modulante tipo globo.
- Transmisor de presión PIT-1003, como señal de entrada para el control de recirculación.

La válvula de recirculación PV-1001 cuenta con una línea de by-pass con una válvula manual tipo globo de 1-1/2", que permite hacer la regulación en los casos en que la válvula PV-1001 se encuentre fuera de servicio.

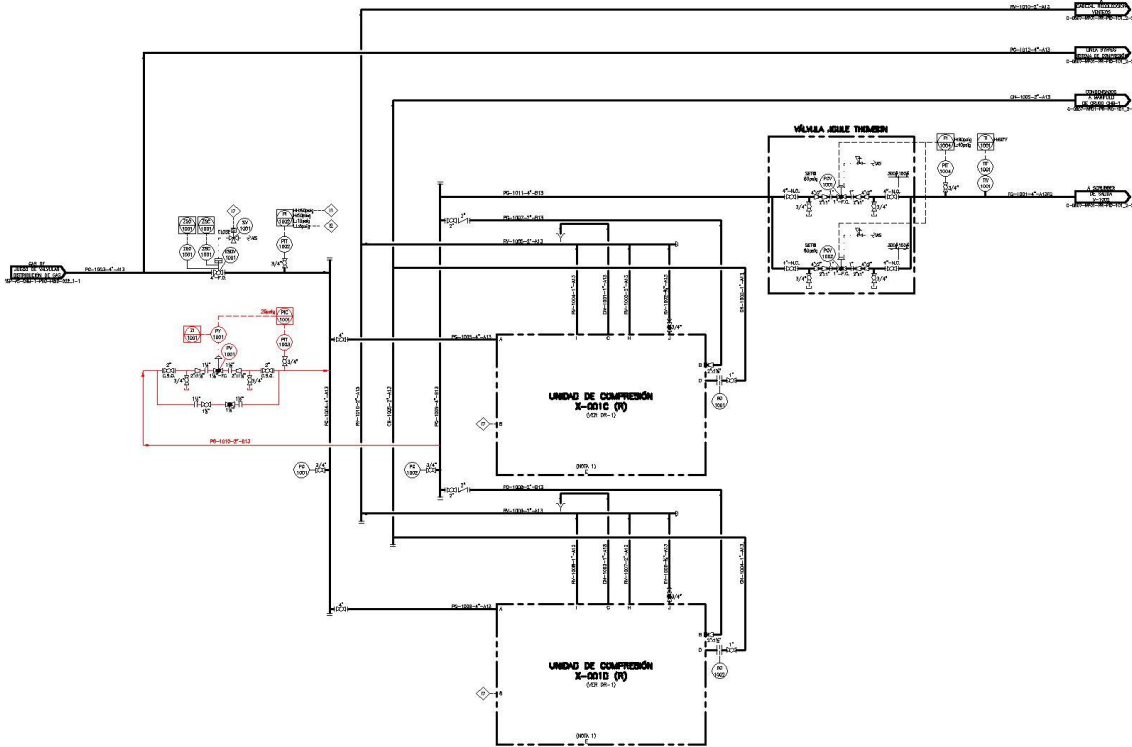


Figura 13. Línea de recirculación

7.1.5 Válvula Joule-Thomson

El sistema de válvulas Joule-Thomson (ver Figura 14) consiste en dos válvulas de control, dispuestas en paralelo para operar una en respaldo de la otra, con las que se busca disminuir la presión y temperatura del gas comprimido.

La válvula Joule-Thomson, recibe gas del cabezal de descarga en las siguientes condiciones:

- Presión 275 psig
- Temperatura 120 °F

Y entrega gas al scrubber de salida V-1002 en las siguientes condiciones:

- Presión 50 psig
- Temperatura 72 °F

El sistema de válvulas Joule-Thomson cuenta con la siguiente instrumentación para su operación:

- Válvulas Joule-Thomson, PCV-1001 y PCV-1002, de 1", son válvula modulante tipo globo.
- Transmisor de presión PIT-1004, aguas abajo de las válvulas, como señal de entrada para el control de las válvulas. Este transmisor alarma el sistema cuando se presenta:
 - o Alta presión 80 psig
 - o Baja presión 40 psig
- Transmisor de temperatura TIT-1001 para monitoreo de esta variable. Este transmisor alarma el sistema en caso de alta temperatura 80 °F, con lo que el operador debe verificar que todas las variables del proceso estén dentro de los rangos normales.

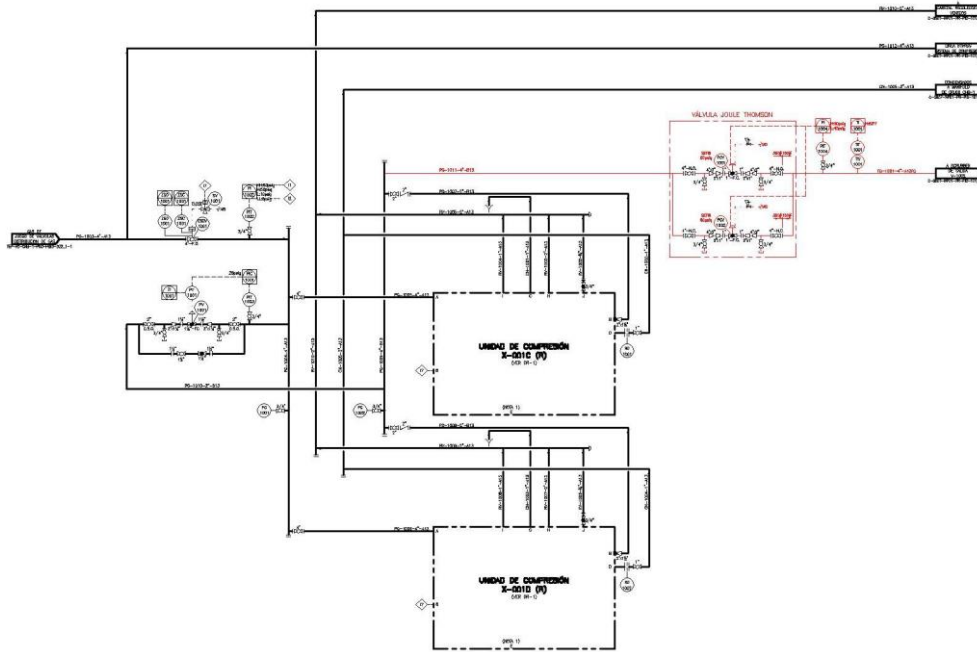


Figura 14. Válvulas Joule-Thomson

7.2 SCRUBBER DE SALIDA V-1002

Al scrubber de salida V-1002 (ver Figura 15) llega gas proveniente de las válvulas Joule-Thomson. El gas llega en las siguientes condiciones:

- Presión: 50 psig
- Temperatura: 72 °F
- Flujo: 635 MSCFD

En el scrubber V-1002 se retiran los condensados del gas antes de que este último sea enviado a los sistemas de generación. El gas saliente del scrubber V-1002 es enviado a las líneas de despacho y el excedente a quema en TEA, mientras que los condensados son enviados al manifold de producción de crudo existente en la Estación #1.

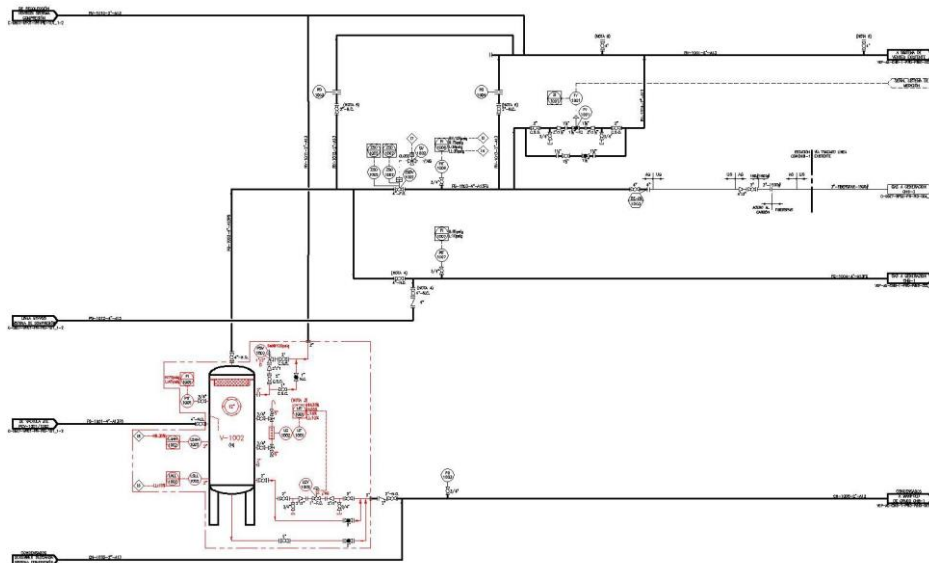


Figura 15.1. Plano C-0607-WP01-PR-PID – Diagrama de tubería e instrumentación (P&ID), Sistema de compresión, Válvula JTE y Despacho a línea flexible existente

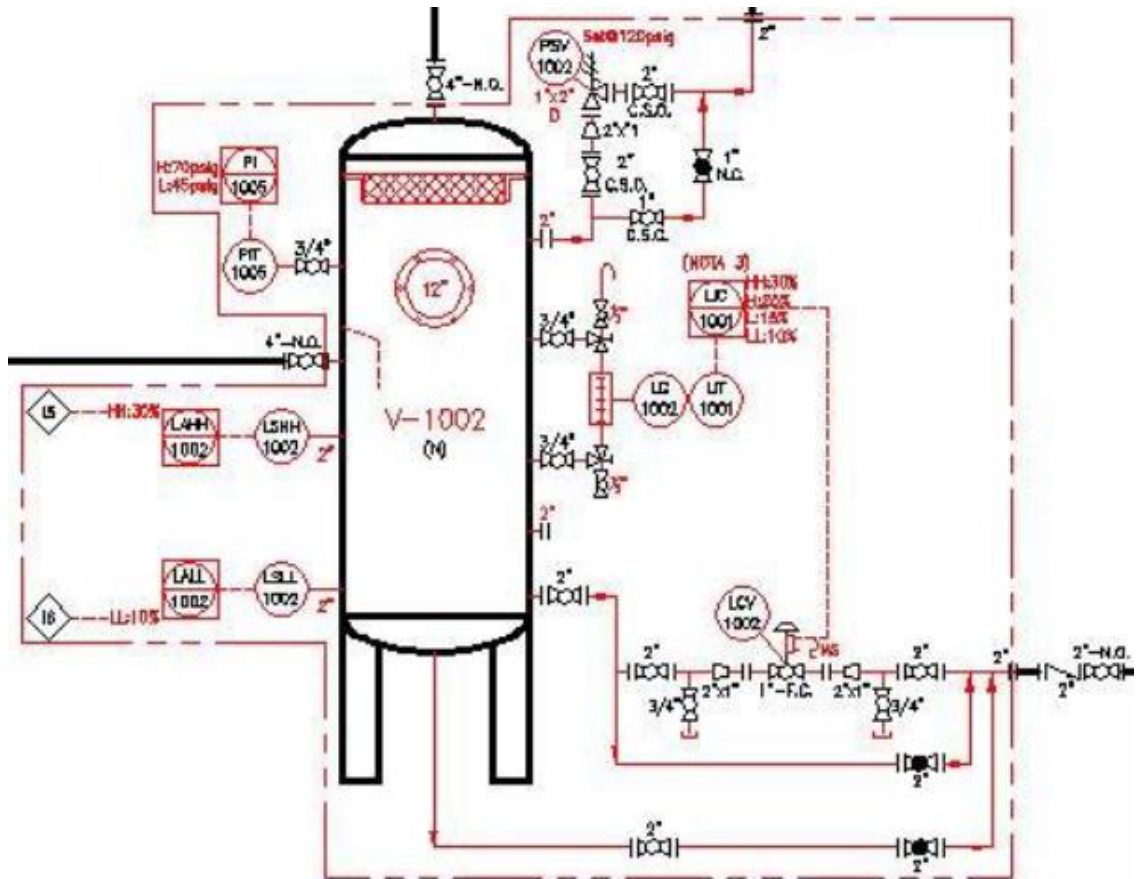


Figura 15.2. Plano C-0607-WP01-PR-PID - Scrubber de salida V-1002

Para el monitoreo de la operación, el scrubber V-1002 cuenta con la siguiente instrumentación:

- Visor de nivel LG-1002 para monitoreo en campo del nivel de líquidos en la vasija.
- Transmisor de nivel LIT-1002, como señal de entrada para el control de nivel de condensados y monitoreo de la variable. Este instrumento alarma el sistema de control cuando se presenta:
 - o Muy alto nivel de condensados en la vasija: 30%
 - o Alto nivel de condensados en la vasija: 25%
 - o Bajo nivel de condensados en la vasija: 15%
 - o Muy bajo nivel de condensados en la vasija: 10%
- Interruptores de nivel, que alarman el sistema de control cuando se presenta:
 - o Muy alto nivel de condensados en la vasija LSHH-1002: 30%, esta alarma también activa la rutina de shutdown (ver numeral 7.6)
 - o Muy bajo nivel de condensados en la vasija LSHL-1002: 10%, esta alarma también activa la rutina de shutdown (ver numeral 7.6)
- Transmisor de presión PIT-1005, para monitoreo local y remoto de la presión en la vasija. Este instrumento alarma el sistema de control cuando se presenta:
 - o Alta presión 70 psig
 - o Baja presión 45 psig

Para el control durante el drenaje de los condensados se cuenta con la válvula LCV-1002, de 1" tipo globo modulante, que abre o cierra para mantener el nivel de condensados en la vasija en 20%.

Para la seguridad de la vasija, se cuenta con una válvula de seguridad para protección por sobrepresión. La válvula PSV-1002 alivia la vasija cuando la presión en la misma alcanza o supera los 120 psig.

7.3 SISTEMA DE DESPACHO

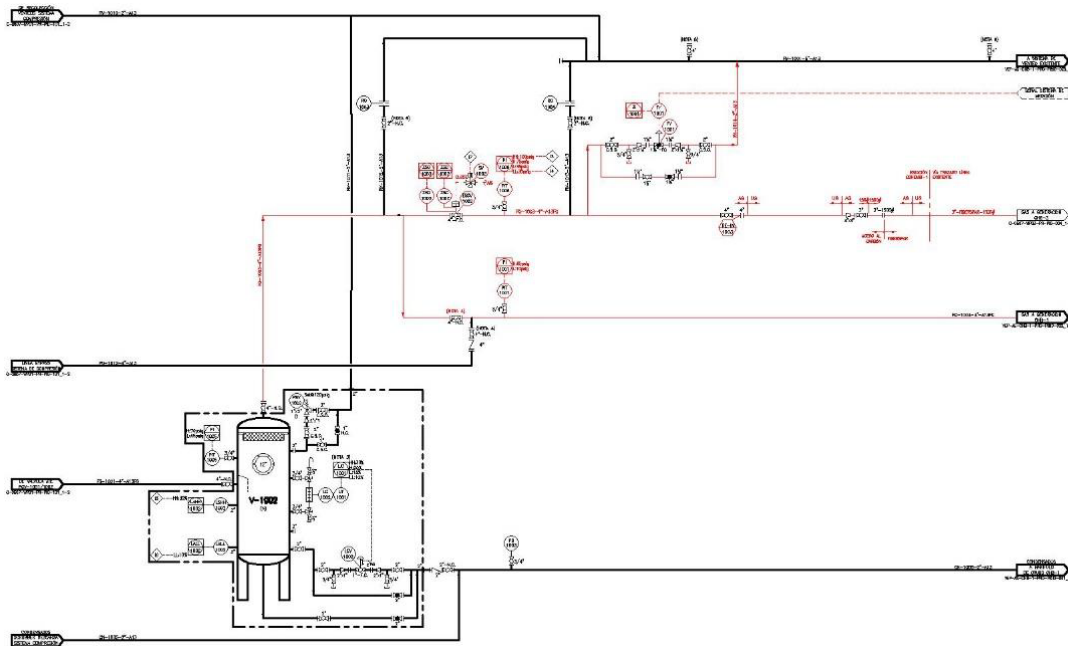


Figura 16. Sistema de despacho

El sistema de despacho (ver Figura 16) consiste en tres líneas, una para el envío de gas al sistema de generación eléctrica de la Estación #1, otra para el envío de gas al sistema de generación eléctrica de la plataforma #3, y una para el envío del exceso de gas para quema en TEA.

7.3.1 Línea de entrega de gas al sistema de generación eléctrica de la Estación #1

A la línea de entrega de gas a la Estación #1 llega gas proveniente del scrubber de salida V-1002. El gas llega en las siguientes condiciones:

- Presión: 50 psig
- Temperatura: 72 °F
- Flujo: 100 MSCFD

Esta línea suministra gas al sistema de generación eléctrica existente en la Estación #1.

Para el monitoreo de la operación, la línea cuenta con el transmisor de presión PIT-1007, para monitoreo local y remoto de la presión en la línea. El transmisor PIT-1007 alarma el sistema de control cuando se presenta:

- Alta presión 65 psig
- Baja presión 10 psig

A esta línea también llega gas de la línea de bypass (ver numeral 7.4) cuando esta se encuentra operativa.

7.3.2 Línea de entrega de gas al sistema de generación eléctrica de la plataforma #3

A la línea de entrega de gas a la plataforma #3 llega gas proveniente del scrubber de salida V-1002. El gas llega en las siguientes condiciones:

- Presión: 50 psig
- Temperatura: 72 °F
- Flujo: 320 MSCFD

Esta línea se conecta a la línea flexible de 3" existente entre la Estación #1 y la plataforma #3. A la llegada a la plataforma #3 se conecta una línea de 3" en acero al carbono para llevar gas al

área de generación eléctrica, donde se dejan válvulas de 1-1/2" como facilidades para la conexión.

Para el monitoreo de la operación, la línea cuenta en la Estación #1 con el transmisor de presión PIT-1006, para monitoreo local y remoto de la presión en la línea. El transmisor PIT-1006 alarma el sistema de control cuando se presenta:

- Muy alta presión 100 psig
- Alta presión 75 psig
- Baja presión 35 psig
- Muy baja presión 30 psig

Para el monitoreo de la operación, la línea cuenta en la plataforma #3 con el indicador de presión PG-2001, para monitoreo local de la presión en la línea de llegada.

Para el control de la operación, la línea en la Estación #1 cuenta con la válvula ESDV-1002, que hace parte del sistema de shutdown (ver numeral 7.6).

7.3.3 Línea de entrega de gas excedente para quema en TEA

Esta línea se deriva de la línea de entrega a la plataforma #3 y se conecta al sistema de venteo existente, cuenta con la válvula de control de flujo FV-1001, controlada según el flujo medido en el separador existente. La válvula tiene un set fijado por el operador según los consumos esperados, y se abre cuando el flujo es superior y envía los excesos para quema en TEA. Si el consumo es inferior al esperado y la presión del sistema aumenta a 55 psig, el sistema de control ordena la apertura de la válvula para el alivio de las líneas.

7.4 BY-PASS DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN

Para los casos en que el sistema de compresión requiera estar fuera de servicio, se cuenta con una línea (ver Figura 17) que interconecta el cabezal de succión con la línea de entrega de gas al sistema de generación eléctrica en la Estación #1, con el fin de no cortar el suministro a este sistema. Cuando se requiera que esta línea entre en operación, se debe cerrar la válvula de bola en la línea de despacho a la Estación #1 y abrir la válvula de bola en la línea de by-pass.

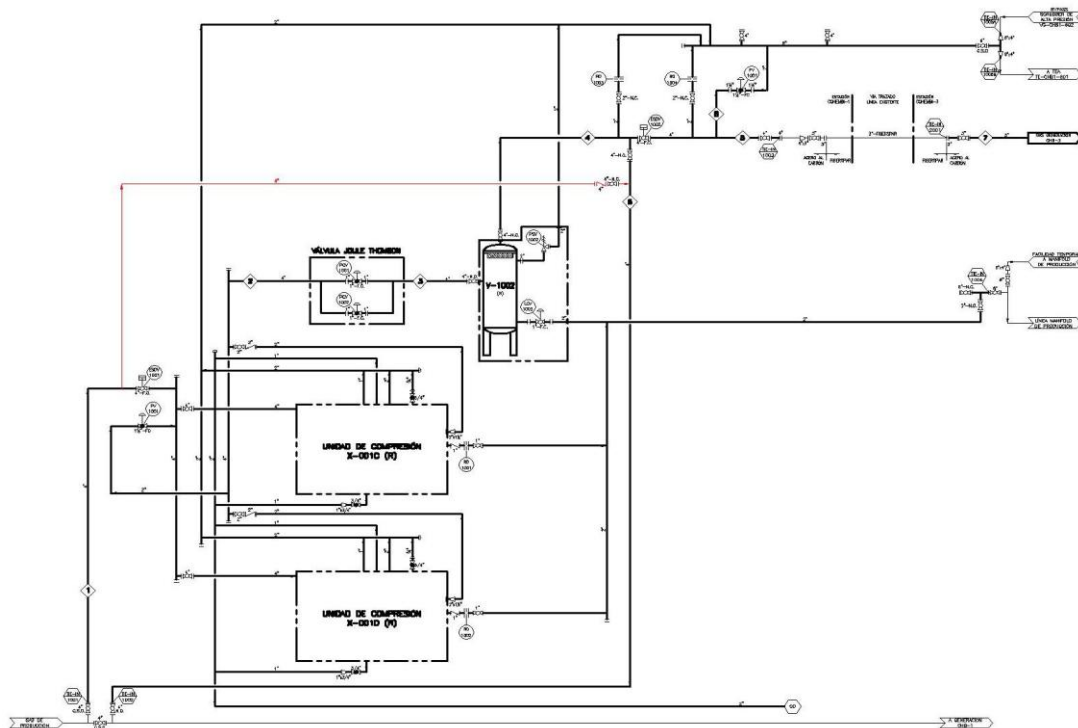


Figura 17. By-pass del sistema de compresión

7.5 LÍNEA DE CONDENSADOS

La línea de condensados (ver Figura 18) recibe las salidas del scrubber V-1002 y de los scrubber de descarga de las unidades de compresión, y lleva los condensados al manifold de producción de crudo existente en Estación #1. Esta línea opera con un caudal entre 1,5 a 3 gal/min y presión entre 30 a 35 psig. También cuenta con el indicador PG-1003 para el monitoreo local de la presión aguas abajo del scrubber de salida V-1002.

Para una operación segura de la línea de condensados, las salidas de los scrubber de descarga de las unidades de compresión cuentan con un orificio de restricción cada una – RO-1001 y RO-1002, respectivamente – para disminuir la presión de los condensados. Los condensados del scrubber de succión de cada unidad de compresión, al igual que el drenaje de los tanques separadores de aceite de cada skid, son enviados hacia una caja de drenajes cerrada existente del laboratorio mediante una línea con una pendiente del 1%. El drenaje de los tanques separadores de aceite es manual y se realiza a discreción del operador, según lo indique las recomendaciones del fabricante. Para la evacuación de líquidos de la caja de drenajes existentes se debe programar el uso del camión de vacío.

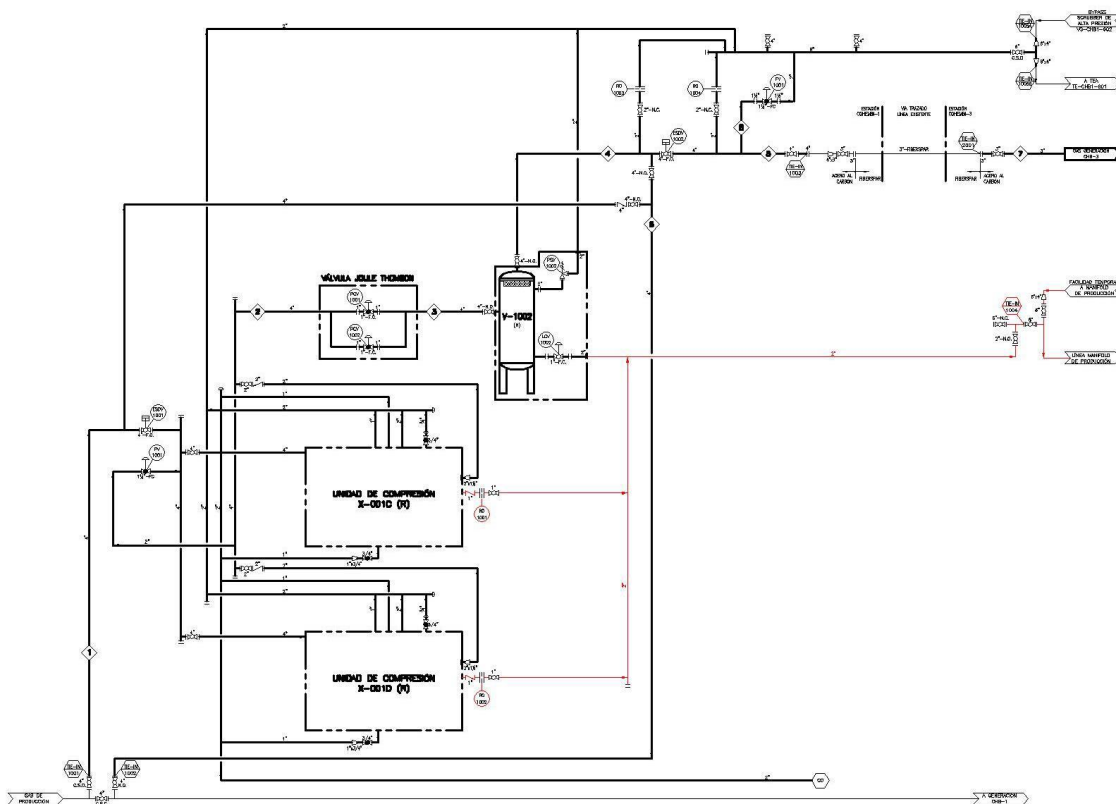


Figura 18. Línea de condensados

7.6 SISTEMA DE SHUTDOWN (ESD)

Como método de protección en caso de condiciones anormales de operación, las facilidades cuentan con una rutina de shutdown que se inicia cuando:

- PIT-1002 alarma de muy alta presión (HH), 60 psig, en el cabezal de succión de los compresores
- PIT-1002 alarma de muy baja presión (LL), 5 psig, en el cabezal de succión de los compresores
- PIT-1006 alarma de muy alta presión (HH), 100 psig, en la línea de entrega de gas a la plataforma #3
- PIT-1006 alarma de muy baja presión (LL), 30 psig, en la línea de entrega de gas a la plataforma #3
- LSHH-1002 alarma de muy alto nivel de condensados (HH), 30%, en el scrubber V-1002
- LSL-1002 alarma de muy bajo nivel de condensados (LL), 10%, en el scrubber V-1002

- Se activa manualmente en el HMI del gabinete de control

Cuando se inicia la rutina de shutdown, se ejecutan las siguientes acciones:

- Cierre de la válvula ESDV-1001, en el cabezal de succión de los compresores
- Cierre de la válvula ESDV-1002, en la línea de entrega de gas a la plataforma #3
- Apagado de las unidades de compresión X-001C y X-001D, comandado desde el controlador principal BPCS-1001 hacia los controladores Murphy de cada unidad mediante el enlace de comunicaciones.

La ejecución correcta de la rutina de shutdown permite la puesta en operación de la línea de by-pass (ver numeral 7.4) y la operación de la línea de blowdown (ver numeral 7.7).

7.7 SISTEMA DE BLOWDOWN

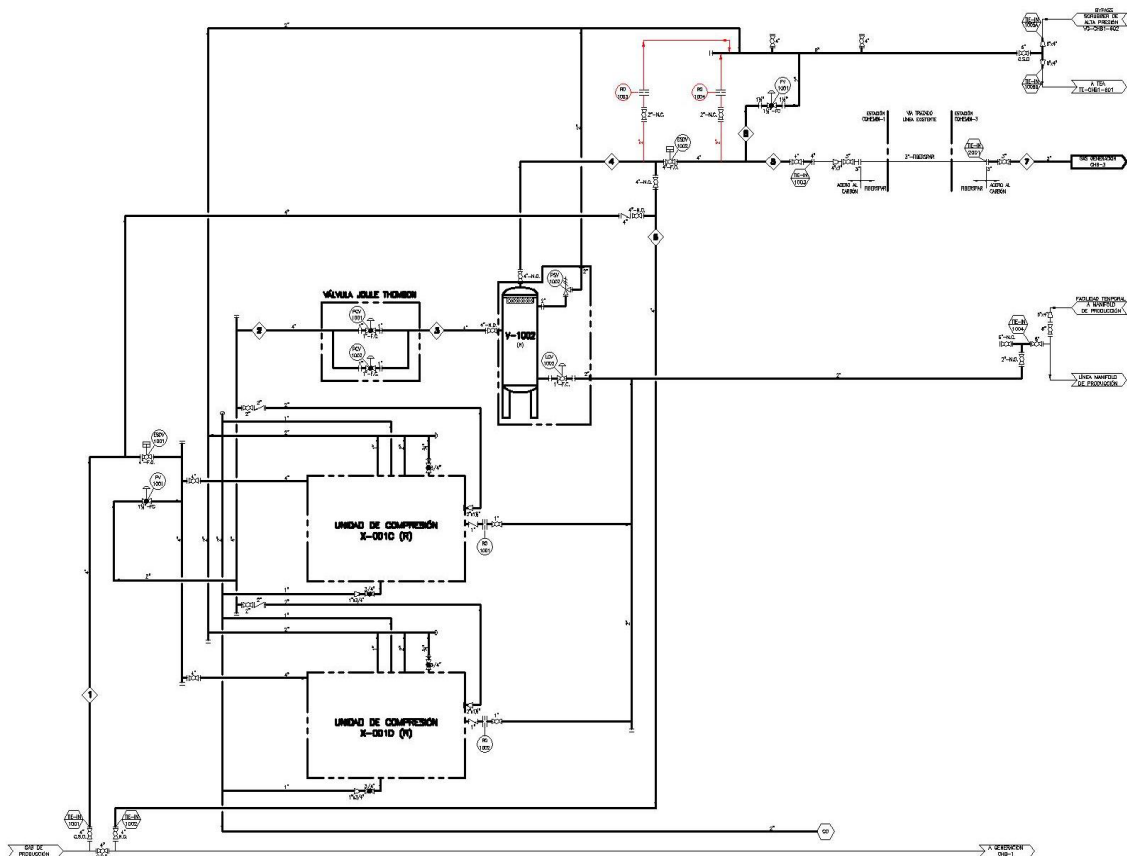


Figura 19. Sistema de blowdown

El sistema de blowdown (ver Figura 19) se compone de dos líneas para el alivio del sistema. La primera, ubicada entre la salida de gas del scrubber V-1002 y las líneas de despacho, permite el alivio del gas contenido entre la válvula ESDV-1001, en el cabezal de succión, y la válvula ESDV-1002 en la línea de despacho de gas. La segunda línea, ubicada aguas debajo de la válvula ESDV-1002, permite el alivio de la línea de interconexión entre la Estación #1 y la plataforma #3. El alivio del gas se realiza mediante la apertura de válvulas manuales, que debe estar condicionada a la ejecución correcta de la rutina de shutdown (ver numeral 7.6), que se ve reflejada con las señales:

- ZSC-1001 confirmación de cierre de la válvula ESDV-1001
- ZSC-1002 confirmación de cierre de la válvula ESDV-1002
- Estado apagado de las unidades de compresión X-001C y X-001D

Para una operación segura del venteo, cada línea cuenta con un orificio de restricción – RO-1003 y RO-1004, respectivamente – para disminuir la presión del gas que se alivia.

7.8 LÍNEA DE RECOLECCIÓN DE ALIVIOS

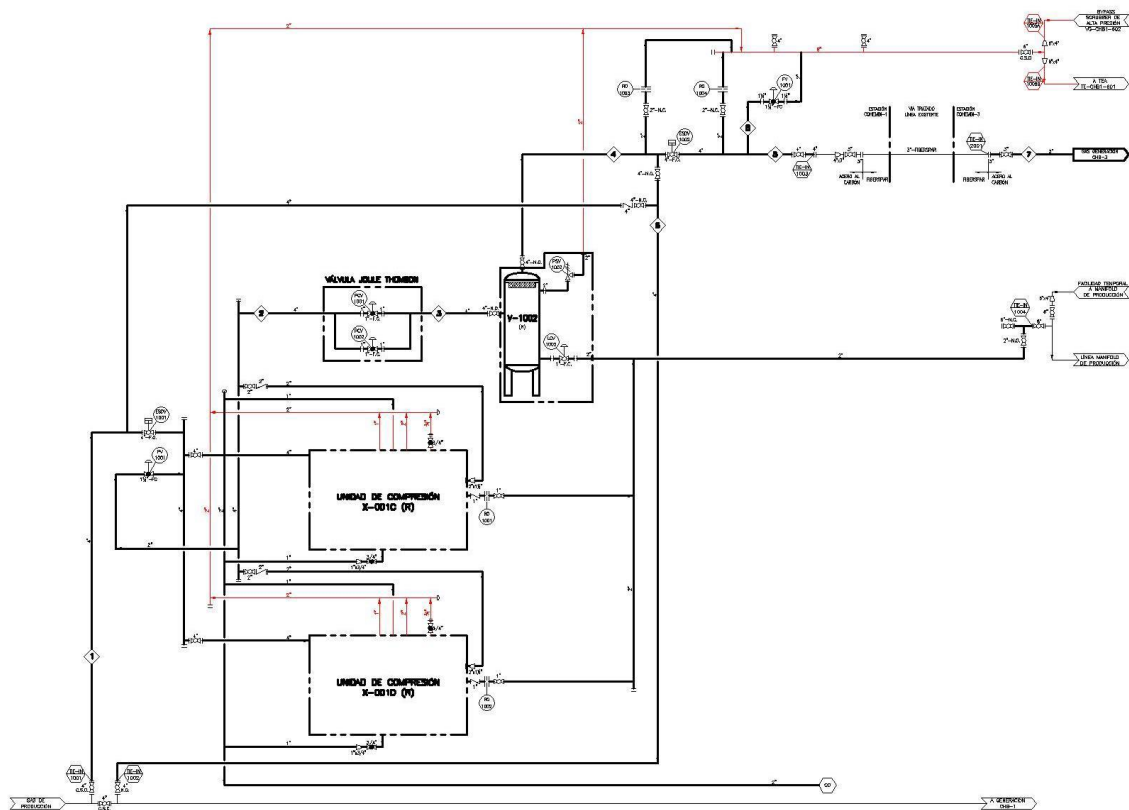


Figura 20. Línea de recolección de alivios

La línea de recolección de alivios (ver Figura 20) recibe el gas aliviado por:

- Válvulas de seguridad de las unidades de compresión – 2 válvulas por unidad
- Válvulas manuales de venteo de las unidades de compresión – 1 válvula por unidad
- Válvula de seguridad PSV-1002 en el scrubber de salida V-1002
- Líneas del sistema de blowdown manual
- Válvula de control de flujo FV-1001

Igualmente, la línea cuenta con dos (2) facilidades para la conexión de los alivios de los separadores existentes y separadores futuros.

Los alivios son enviados a la línea de by-pass del scrubber de TEA existente en la Estación #1.

8. CONCLUSIONES

Como resultado del análisis de sensibilidad es correcto afirmar que para cada condición de presión de descarga del compresor le corresponde una condición adecuada para el set de la válvula JT de tal manera que la remoción de condensados presentes en el gas sea la requerida para no formar condensados en la línea de FIBERSPAR. Si el compresor se opera a 350 psig de descarga se debe ajustar la presión de la válvula JT a 60 psig. Si el compresor se opera a 300 psig la presión de descarga se debe ajustar a 55 psig.

Con el beneficio de mantener un área clasificada a baja presión con un radio de 3 metros se recomienda mantener la operación menor o igual a 275 psig. El cambio en la presión de descarga del compresor afecta la cantidad de condensados que se retiran del gas por ende requiere ajustar el set de la válvula JT. Para evitar la formación de condensados en la línea FIBERSPAR se recomienda establecer la descarga de válvula JT en 50 psig.

El resultado del análisis de sensibilidad muestra que las variables analizadas cumplen las restricciones de no formación de condensados en la línea de FIBERSPAR y de un poder calorífico menor 1500 BTU/SCF en el rango de operación de 315-350 psig a la descarga del compresor y de 60-64 psig a la descarga de la JT. Para la condición seleccionada del compresor de 275 psig es necesario no aumentar el set por encima de los 55 por lo que se recomienda operar a 50 psig.

Con una presión de 50 psig a la descarga de la JT se cumple con los criterios de velocidad del gas de en la tubería de 60 ft/s y restricción de la mínima presión en los generadores en la plataforma #3 de 40 psig.

De acuerdo con la capacidad de presión descarga del compresor reportada de 350 psig, que supera el MAWP del ANSI 150, se debe definir como presión de Shut-Down para el sistema de descarga en 100 psig, de tal manera que se proteja la tubería ANSI 150. La línea flexible FIBERSPAR es ANSI 1500 por lo que no requiere protección por alta presión de los compresores al y el sistema de tuberías de ANSI 150 a la descarga.

Se recomienda que los equipos Scrubber tengan una presión de diseño de 100 psig y que el set de alivio de la PSV sea de 80 psig. Las dimensiones calculadas del Scrubber son las mínimas requeridas para garantizar el desempeño del equipo. Dimensiones menores pueden causar problemas de desempeño.

NOTAS GENERALES PARA EL MANEJO UNIDADES DE COMPRESION

1. Se debe realizar drenaje manual tanque separador de aceite del sistema de compresión a voluntad del operador en sus rondas operativas, siguiendo las recomendaciones de fabricante.
2. Se debe realizar drenaje de condensados de scrubber de succión y drenaje manual tanque separador de aceite del sistema de compresión con pendiente de 1% hacia caja de drenajes cerrados existente del laboratorio. Se debe conectar a la caja perforándola y reparar impermeabilizando la conexión.
3. Se debe implementar un sistema de venteo atmosférico en la caja de drenaje cerrado para elevar los vapores que se puedan presentar y asegurar la dispersión de los mismos incluyendo una tapa en punto de conexión al camión de vacío.
4. Debido a que a la caja de drenaje tiene un flujo constante de condensado se deberá reprogramar la frecuencia en el uso del camión de vacío para evacuación de líquidos.
5. Se deberá actualizar el manual de operaciones general de la estación #1, con la inclusión de estos nuevos sistemas del proyecto gas transfer de acuerdo con la filosofía de operación y control desarrollada para el proyecto.
6. De acuerdo a la cromatografía de gas se considera un gas dulce, no se estima conexiones para inyección de químicos por corrosión.

NOTAS GENERALES PARA EL MANEJO DE SCRUBBER

1. Se debe ajustar el Control-PID de la válvula lcv-1002 para mantener al 20% del nivel del líquido de acuerdo a la tasa de condensados producidos
2. En caso de operarse el shutdown el operador debe inmediatamente en campo abrir la válvula de bypass y cerrar la válvula de suministro a la plataforma #3 y así mantener flujo hacia generación en la estación #1.
3. Para la operación del blowdown de los compresores se debe hacer hasta llegar a condición segura para la despresurización entre la succión y descarga del sistema de compresión.
4. Para la operación del blowdown de la línea de gas hacia la plataforma #3 se debe hacer hasta llegar a condición segura para desocupación de la línea entre la estación #1 y la plataforma #3.
5. A futuro se deberá adecuar una facilidad para recibir los disparos de las PSV's de los separadores existentes y que puedan ingresar en operación a futuro.
6. El controlador debe hacer la sumatoria de los flujos para el cálculo total para el balance y para el control del flujo de exceso hacia la tea.

BIBLIOGRAFIA

S. Navarro, C. Lopez. «C-0607-GEN-PR-PCN-003 - Filosofía de operación y control» Abril 2022.

J. Rengifo, J. Lenis. «C-607-GEN-PR-CAL-001 - Memoria De Cálculo Hidráulico Del Sistema De Transferencia De Gas» Abril 2022.

Arévalo, Jean Carlos, y José Leonardo Céspedes. «Optimización de generación en campos petroleros».

Ortiz Ortiz, Soraya Elizabeth, y Dabney Emerson Paredes Ortiz. «Estudio de factibilidad para cambio de generadores eléctricos a diesel con generadores a gas en la isla de producción Paka Sur en el oriente ecuatoriano», 13 de diciembre de 2010.

Kidnay, A. J., & Parrish, W. R. «Fundamentals of Natural gas procesing. Columbus, Ohio: Taylor and Francis Group», 2006.

Flores, Marco P., José G. Torres, José H. Rodríguez, y Agustín M. Alcaraz. «Confiabilidad Operativa de Sistemas para Compresión de Gas y Generación Eléctrica en Complejos Petroleros». Información tecnológica 21, n.º 3 (2010).

Marín Morote, Manuela. «Estudio de la sustitución del gasóleo por gases combustibles en un micro-generador eléctrico con motor dual diesel-gas», 9 de octubre de 2018.

Oscar A. Vicente. «El gas, la electricidad y las empresas», Petrotecnia, agosto, 2002

Capella Castro, Miguel - Vásquez Santos, David. «Alternativas para incrementar la eficiencia y capacidad de las turbinas de gas», Ingeniería y Desarrollo, núm. 8, diciembre, 2000, pp. 89-98 Universidad del Norte, Barranquilla, Colombia

Lazcano Delgado, Carlos Alberto. «Matriz de toma de decisiones para la gestión de la generación eléctrica a gas en un campo petrolero», 28 de junio de 2019.