

CAPITULO 4

4. COMPRESION Y TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL EN LAS ESTACIONES DE COMPRESION

El gas natural proveniente de las subestaciones de producción de las secciones 67, Tigre y Navarra tiene una presión promedio de 14,7 psi y para su utilización en la obtención de gasolina natural debemos incrementar su presión comprimiendo al gas natural.

4.1. Tipos de Compresores

La industria dispone de una gran variedad de compresores, **Figura IV-1** los cuales se dividen de acuerdo a su principio de operación en dos grandes grupos:

- a) Compresores Dinámicos o de flujo continuo
- b) Compresores de Desplazamiento Positivo o de flujo intermitente.

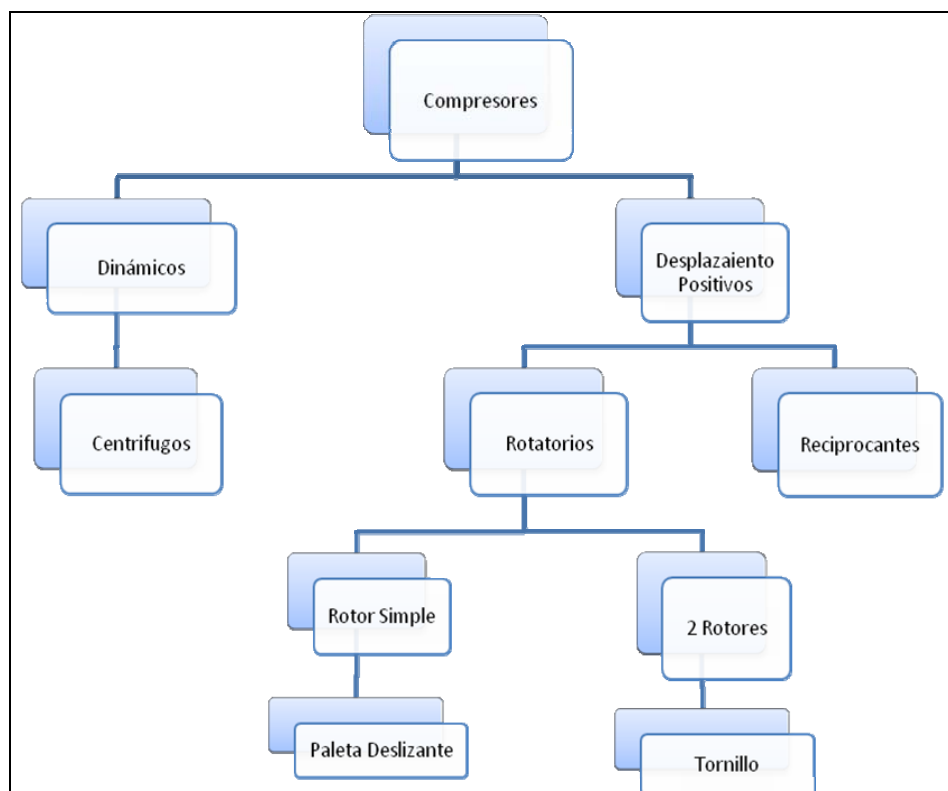


FIGURA IV-1 TIPOS DE COMPRESORES SEGÚN SU PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Compresores Centrífugos

En un compresor centrífugo se produce la presión al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor y luego al recuperarla en forma controlada para producir el flujo y presión deseada. Estos compresores suelen ser unitarios, salvo que el flujo sea muy grande o que las necesidades del proceso exijan otra cosa.

Compresores de Desplazamiento Positivo

Son de capacidad constante y tienen descarga de presiones variables. La capacidad se cambia por la velocidad o con el descargador de la válvula de succión. Además, solo hay una pequeña variación en el flujo en una amplia gama de presiones.

Compresores Reciprocantes

Los compresores Reciprocantes funcionan con el principio adiabático mediante el cual se introduce el gas en el cilindro por las válvulas de entrada, se retiene y comprime el cilindro y sale por las válvulas de descarga, en contra de la presión de descarga. Estos compresores rara vez se emplean como unidades individuales, salvo que el proceso requiera funcionamiento intermitente.

Compresores de Tornillo

Lo que esencialmente constituye el compresor de tornillo **Figura IV-2**, es un par de rotores que tienen lóbulos helicoidales de engranaje constante. Los rotores van montados en un cárter de hierro fundido provisto de una admisión para gas en un extremo y una salida en el otro. Según giran los rotores, los espacios que hay entre los lóbulos

van siendo ofrecidos al orificio de admisión y el incremento de volumen experimentado provoca un descenso de presión, con lo que dichos espacios empiezan a llenarse de gas. Al mismo tiempo se inyecta aceite sometido a presión neumática en el gas entrante; no hay bomba de aceite.

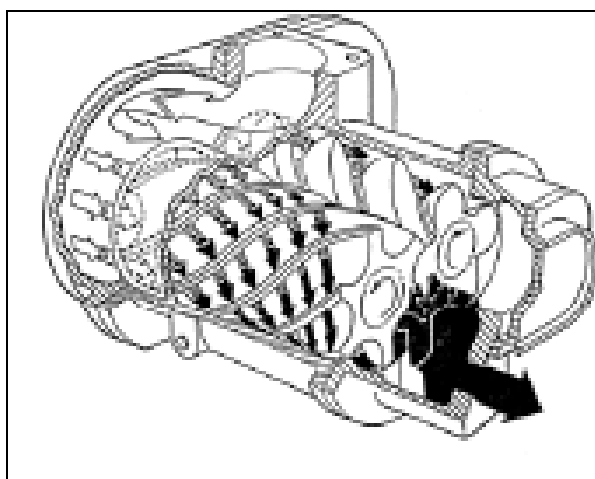


FIGURA IV-2 COMPRESOR DE TORNILLO – ENTRADA Y SALIDA DEL GAS NATURAL

Cuando los espacios interlobulares están completamente cargados de gas, la rotación, que prosigue, cierra el orificio de admisión y comienza la compresión. El volumen de gas que hay entre los rotos en engrane continuo sufre aún mayor reducción. Cuando se alcanza la presión final a que se somete el gas, el espacio interlobular queda conectado con el orificio de salida. La mezcla descargada de

aire/aceite pasa por un separador que elimina las partículas de aceite. Entonces fluye el gas limpio por la tubería neumática.

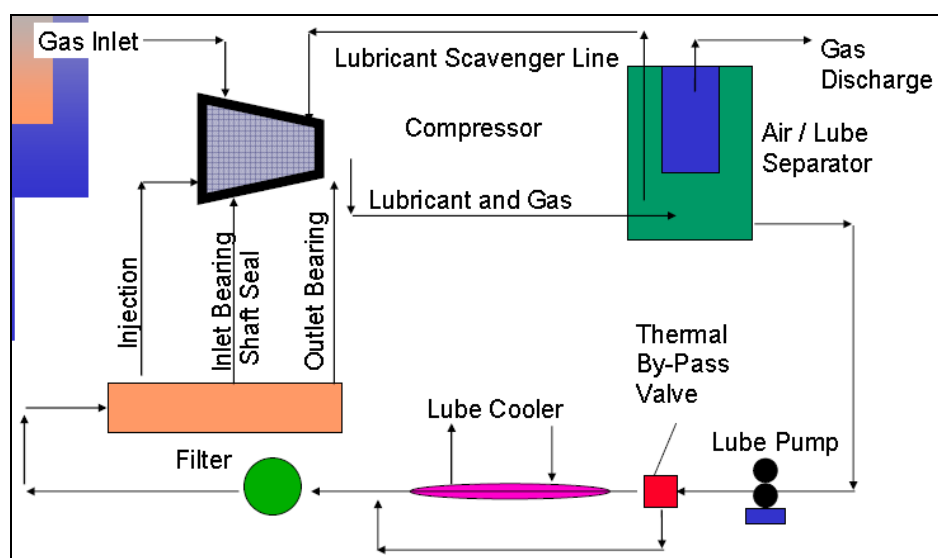


FIGURA IV-3 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN COMPRESOR

4.2. Planta de Compresión de Gas Natural

Las plantas compresoras instaladas en la Sección 67 y Tigre, cumplen con la función de elevar la presión del gas de 12,7 -14,7 psia en la succión, hasta una presión de 140 psia en la descarga, y además, también la unidad compresora está diseñada para deshidratar este gas natural, **Figura IV-4**.

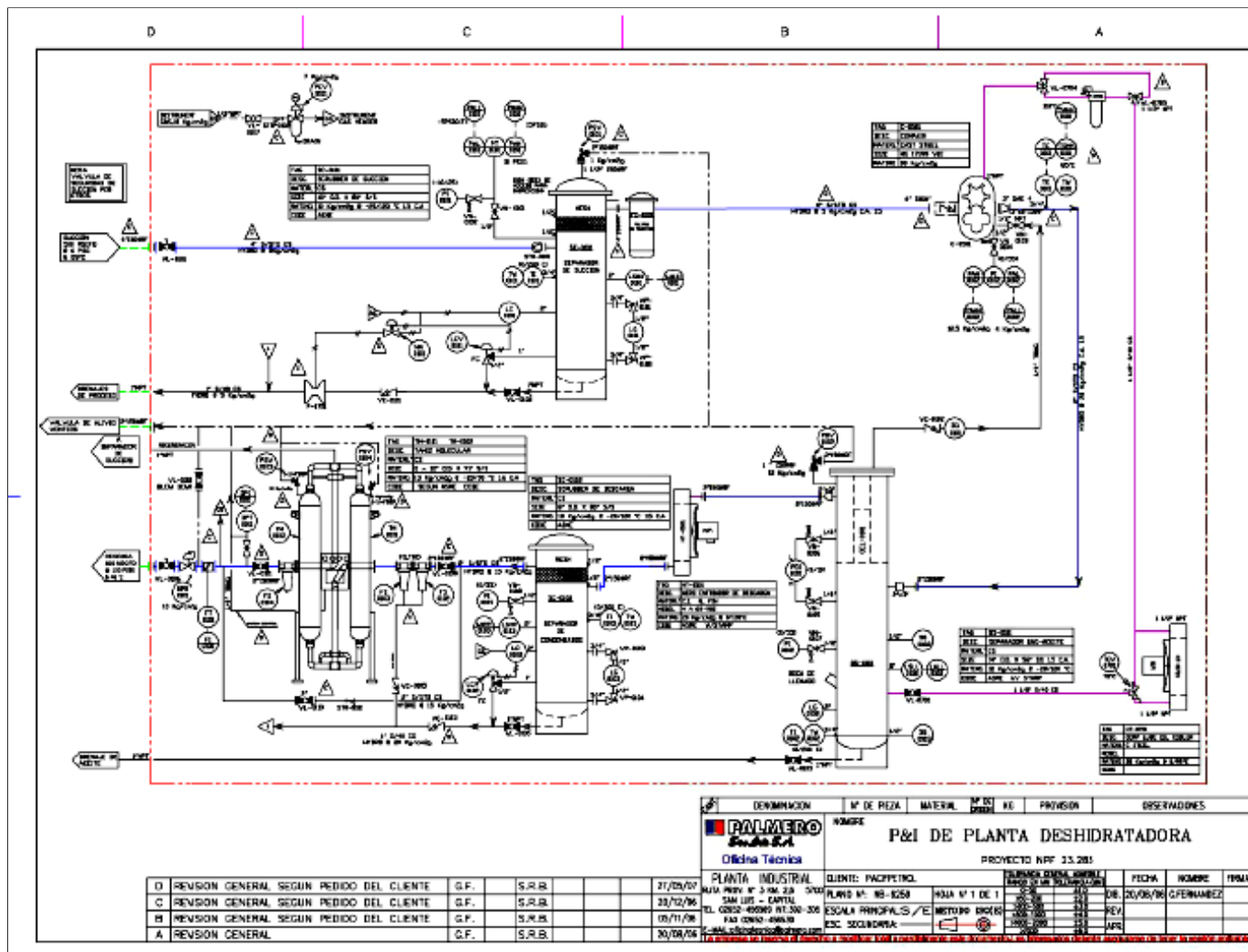


FIGURA IV-4 DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO DE LAS PLANTAS COMPRESORAS

4.2.1. Descripción del Proceso

El gas proveniente de la línea madre del sistema de captación ingresa a un separador de entrada con un rango de presión de 12,7 a 14,7 psia cuya función específica es retener las partículas de agua en estado líquido, residuos de petróleo e impurezas que pueden ser arrastrados conjuntamente con el fluido.

Luego de pasar por el separador de entrada el gas ingresa al sistema de la planta compresora, que inicia con un scrubber de succión donde se extraerá las gotas de líquidos, luego el gas pasa por un filtro de succión para retener las impurezas antes de ingresar al compresor.

La compresión del gas se realiza por medio de un compresor de tornillo en baño de aceite accionado por un motor a gas. El gas entra a la succión del compresor y es arrastrado por el giro del tornillo, el cual eleva su presión en la línea. El aceite cumple con dos propósitos: lubricar todas las piezas móviles del compresor y sellar el ingreso del gas al tornillo.

Tanto el gas como el aceite salen por el puerto de descarga del compresor y se dirigen a un separador de aceite y gas en donde se separan estos fluidos. El aceite y el gas se dirigen por separado a un enfriador por aire, para rebajar su temperatura y continuar el proceso. El aceite requiere enfriarse para no perder sus cualidades lubricantes y de sello en el compresor, en tanto que el gas requiere entrar a una temperatura inferior a los 140 °F al sistema de deshidratación.

Cada una de las fases, aceite y gas, por separado se enfría en un aero-enfriador con lo cual logramos recuperar la viscosidad del aceite para que continúe lubricando al compresor y a su vez, enfriando la corriente de gas, separamos una parte del agua contenida en el gas y una pequeña porción de gasolinas.

La eliminación de parte de la humedad del gas condensada se logra con un scrubber, que nos permite aliviar la carga a los tamices moleculares, ya que, como veremos más adelante, el gas utilizado para regenerar los tamices, se vuelve a incorporar a la corriente de

succión, para no desperdiciar el gas. Sin embargo, debido a su alto contenido de agua, este gas de regeneración puede ocasionar arrastre de humedad al proceso.

El gas comprimido, se filtra a través de filtros coalescentes para eliminar cualquier partícula líquida, sea aceite del compresor o condensados de la corriente de gas. Luego de pasar por los filtros el gas comprimido ingresa a los deshidratadores de tamices moleculares donde se lo deshidrata para ser enviado a la planta de gasolina a una presión de 150 psia y un punto de rocío de -40°C .

En el proceso de compresión del gas natural, se producen condensados en los diferentes scrubbers o separadores de la planta compresora. La recolección de estos líquidos condensados, que es una mezcla de agua e hidrocarburos que componen una gasolina natural pesada se realiza en el separador de condensados. El agua separada en este equipo se drena a una cisterna, o sistema cerrado de drenaje, mientras que la gasolina natural se

transporta por una tubería hasta la planta de extracción de gasolina natural.

Parámetros de Plantas Compresoras

Se tomaron parámetros de las Plantas Compresoras 67 y Tigre para realizar un análisis técnico del funcionamiento.

Se analizaron los parámetros más importantes que pueden influir en el buen o mal funcionamiento de las plantas, así como también los rangos en el cual se encuentran estos y las proyecciones que se deberían obtener de acuerdo al uso del simulador provisto por la empresa fabricante del compresor, **tabla IV-1a, tabla IV-1b, tabla IV-2a, tabla IV-2b:**

TABLA IV – 1a

PARAMETROS DE PLANTA COMPRESORA TIGRE

PARAMETROS/DIAS	01-Jul-08	02-Jul-08	03-Jul-08	04-Jul-08	05-Jul-08	06-Jul-08	07-Jul-08	08-Jul-08	09-Jul-08	10-Jul-08	11-Jul-08	12-Jul-08	13-Jul-08	14-Jul-08	15-Jul-08
R.P.M	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1600	1800	1800	1750	1700	1700	1700	1700
VERSATROL	3	3	3	3	3	3	3	4	3	3	3	2	3	3	2
Punto de Rocío (°C)	-60	-60	-60	-60	-60	-60	-60	-60	-60	-	-	-	-	-	-
Presión de Succión min (psi)	0	0	-0.6	-0.8	-1.6	-0.2	-0.6	-1.3	-1.5	-0.9	-0.6	-0.6	-0.6	-0.7	-0.5
Presión de Succión ideal (psi)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presión de Succión máx.(psi)	0.68	0.27	0.92	2.22	0	0	0.2	1.23	0.4	0.3	1.4	0.02	1.6	0.39	1
Presión de Descarga min (psi)	134	134	131	121	133	134	132	132	131	131	131	131	132	130	131
Presión de Descarga máx. (psi)	135	136	138	139	144	137	135	142	137	135	140	139	137	139	137
Presión Línea de Desc. min (psi)	120	120	115	124	124	123	112	124	122	128	130	129	128	128	129
Presión Línea de Desc. máx. (psi)	128	130	130	127	128	130	126	132	130	133	136	135	136	136	135
Temperatura Motor min (°C)	94	91.5	86	84.3	90.7	94.4	90	82.5	93.3	87	85.4	87.1	89	84.1	87.8
Temperatura Motor máx. (°C)	98.8	95.6	98	88.4	101	97.1	96.7	96.5	97.8	99.2	94.6	92.7	92.4	91.8	90.1
Temp. Sep. Gas/Aceite min (°C)	94	93	94	85	92	96	91	83	94	90	87	89	91	86	89
Temp. Sep. Gas/Aceite máx. (°C)	99	97	99	98	101	98	98	95	99	98	98	95	94	94	93
ΔP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mirillas	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Presión de Entrada a Motor (psi)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Caudal (SCFD)	189	208	195	193	203	202	206	441	186	214	206	166	200	199	168

TABLA IV – 1b

PARAMETROS DE PLANTA COMPRESORA TIGRE

PARAMETROS/DIAS	16-Jul-08	17-Jul-08	18-Jul-08	19-Jul-08	20-Jul-08	21-Jul-08	22-Jul-08	23-Jul-08	24-Jul-08	25-Jul-08	26-Jul-08	27-Jul-08	28-Jul-08	29-Jul-08	30-Jul-08
R.P.M	1700	1700	1600	1600	1550	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1550	1550	1500	1800
VERSATROL	2	2	3	4	4	4	4	4	3	3	4	4	4	4	3
Punto de Rocío (°C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Presión de Succión min (psi)	-0.5	-0.5	-2	-2.6	-2	-2.1	-2	-2.7	-0.1	0.3	-2.7	-3	-2.7	-2.9	-0.9
Presión de Succión ideal (psi)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presión de Succión máx.(psi)	0.7	0.21	0.69	-0.6	-1.1	-1.7	-0.2	-1.8	1.01	0.7	-2	0.04	-2.1	-0.6	-0.1
Presión de Descarga min (psi)	134	132	135	140	136	139	135	143	127	132	142	140	138	136	128
Presión de Descarga máx. (psi)	140	141	145	145	148	146	146	145	130	134	145	150	144	148	142
Presión Línea de Desc. min (psi)	130	130	132	133	136	138	132	140	121	120	137	135	135	133	124
Presión Línea de Desc. máx. (psi)	138	140	140	139	144	140	140	140	128	130	139	147	140	145	141
Temp. Motor min (°C)	86	83.4	86.7	92.2	85.8	89.4	88.1	90.8	86.4	87	91.5	90.3	88.4	86.5	90.8
Temp. Motor max (°C)	92.7	91.5	99.3	98.5	96.1	97.3	97.2	97.4	90.2	87	97.1	99.3	96.4	94.9	94.6
Temp. Sep. Gas/Aceite min (°C)	90	85	88	93	97	94	91	96	91	90	91	97	93	87	89
Temp. Sep. Gas/Aceite máx. (°C)	92	92	101	99	98	99	99	100	94	91	100	103	100	98	96
ΔP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mirillas	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Presión de Entrada a Motor (psi)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8
Caudal (SCFD)	160	172	285	488	462	478	455	461	192	197	458	449	450	439	221

TABLA IV – 2a

PARAMETROS DE PLANTA COMPRESORA 67

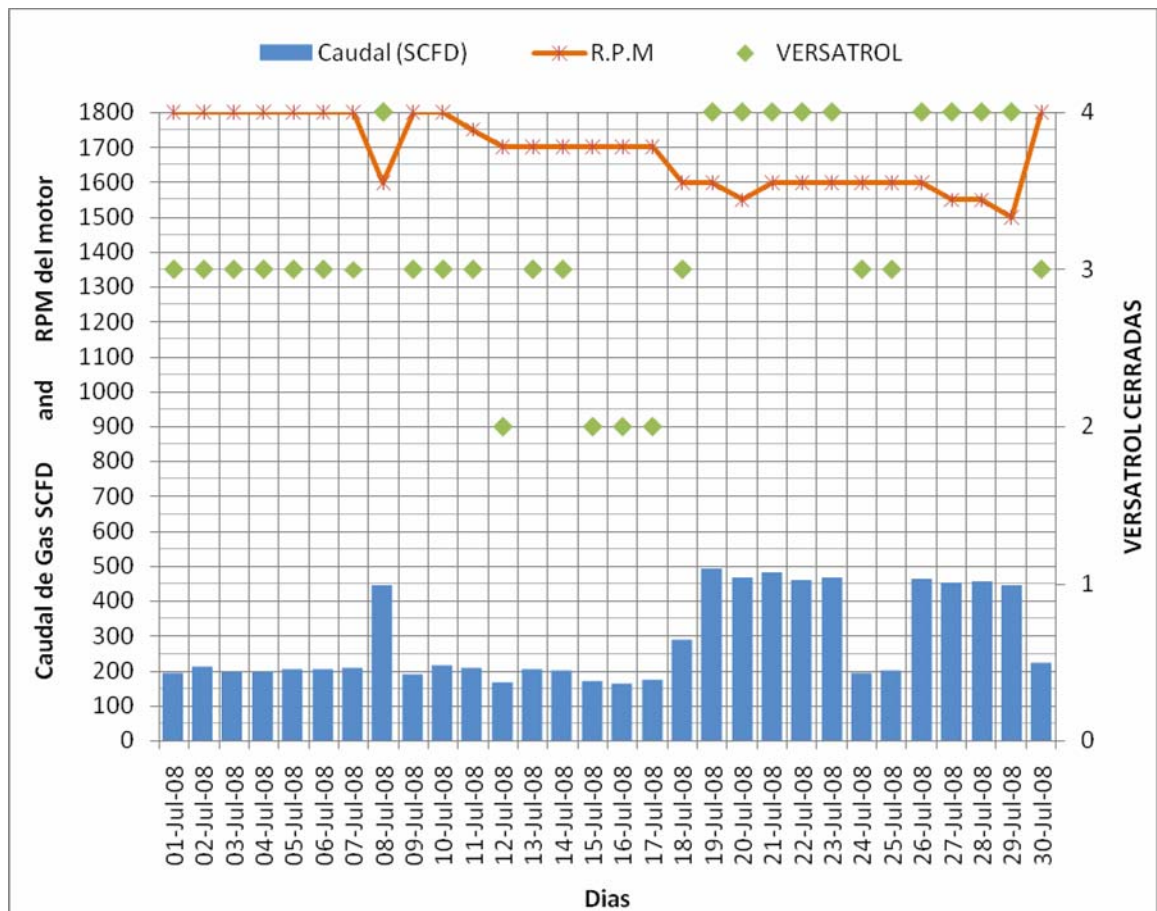
PARAMETROS/DIAS	01-Jul-08	02-Jul-08	03-Jul-08	04-Jul-08	05-Jul-08	06-Jul-08	07-Jul-08	08-Jul-08	09-Jul-08	10-Jul-08	11-Jul-08	12-Jul-08	13-Jul-08	14-Jul-08	15-Jul-08
R.P.M	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1700	1800	1800	1800	1700	1650	1650	1500	1600
VERSATROL	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	2	4
Punto de Rocío (°C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Presión de Succión min (psi)	-0.6	-2.3	-3.4	-2.3	-0.8	-0.8	-1	-1	-2.3	-2.5	-2.8	-2.9	-2.6	-2.7	-4.1
Presión de Succión ideal (psi)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presión de Succión máx.(psi)	1.2	1.2	-0.9	0.96	0.66	0.78	2.49	3.12	-0.45	-1.2	-0.6	-1.8	-0.6	0.07	-2.5
Presión de Descarga min (psi)	137	137	132	130	129	136	135	133	134	134	135	136	135	130	136
Presión de Descarga máx. (psi)	139	139	143	143	139	140	138	141	146	138	138	139	139	147	140
Presión Línea de Desc. min (psi)	118	120	120	125	124	125	115	125	124	128	130	130	130	128	131
Presión Línea de Desc. máx. (psi)	128	130	130	130	130	129	130	130	132	132	134	133	135	142	135
Temperatura Motor min (°C)	85.2	86.3	88.4	85.1	84.4	89.9	86.5	81	89.3	90.5	86.8	85.7	85.7	84.3	87.1
Temperatura Motor máx. (°C)	87.5	88	91.1	92.8	90.9	92.1	91.4	90.9	91.1	92.7	89.9	88.8	88.3	90.2	89.4
Temp. Sep. Gas/Aceite min (°C)	81	82	83	81	80	86	83	82	86	78	74	73	73	71	73
Temp. Sep. Gas/Aceite máx. (°C)	84	83	86	89	86	88	87.3	87	87	89	77	76	75	77	77
ΔP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mirillas	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Presión de Entrada a Motor (psi)	8	8	8	8	8	7	8	8	8	7	7	7	7	7	7
Caudal (SCFD)	417	406	440	420	410	415	121	393	455	505	451	375	371	206	366

TABLA IV – 2b

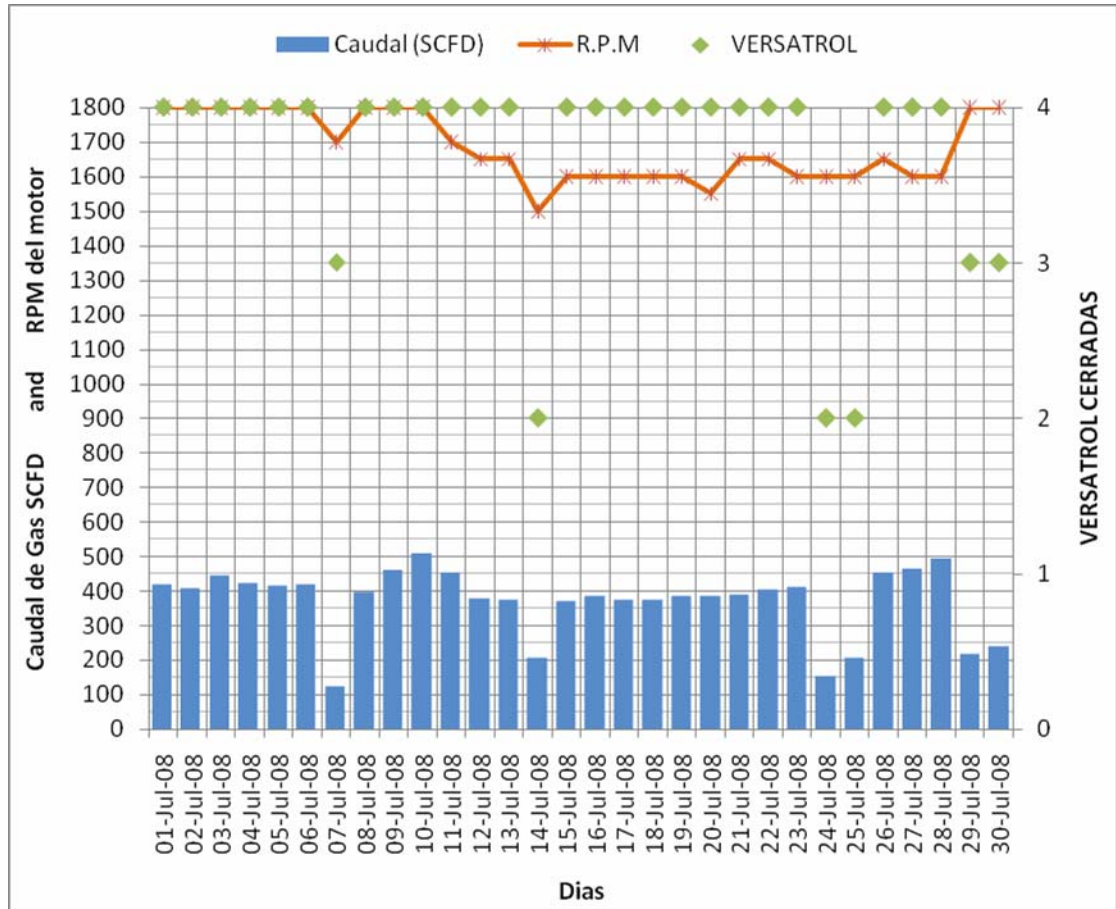
PARAMETROS DE PLANTA COMPRESORA 67

PARAMETROS/DIAS	16-Jul-08	17-Jul-08	18-Jul-08	19-Jul-08	20-Jul-08	21-Jul-08	22-Jul-08	23-Jul-08	24-Jul-08	25-Jul-08	26-Jul-08	27-Jul-08	28-Jul-08	29-Jul-08	30-Jul-08
R.P.M	1600	1600	1600	1600	1550	1650	1650	1600	1600	1600	1650	1600	1600	1800	1800
VERSATROL	4	4	4	4	4	4	4	4	2	2	4	4	4	3	3
Punto de Rocío (°C)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Presión de Succión min (psi)	-4	-4	-4	-3	-3.5	-3	-4.5	-4.3	-1	-0.5	-3.9	-3.9	-4	-3	-3
Presión de Succión ideal (psi)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Presión de Succión máx.(psi)	-3.8	-3.7	-2.5	-3	-3	-3	-3.5	-3.5	0	0.7	-3.6	-3.5	-2.1	-0.5	-0.3
Presión de Descarga min (psi)	137	135	137	134	138	139	135	138	120	124	139	135	134	131	126
Presión de Descarga máx. (psi)	143	138	139	147	141	142	150	146	126	130	142	144	149	142	138
Presión Línea de Desc. min (psi)	132	131	132	130	114	134	130	135	98	70	135	132	130	130	118
Presión Línea de Desc. máx. (psi)	134	134	143	142	138	136	140	140	125	128	138	141	140	138	132
Temp. Motor min (°C)	86.1	85.9	85.7	85.7	86.2	85.6	87.3	86.2	85.1	85	85.8	86.3	86	85	85.9
Temp. Motor max (°C)	88.5	88.6	90.1	88.5	87.6	89.1	89.4	91.6	85.6	87	89.9	89.1	90	87.1	87.4
Temp. Sep. Gas/Aceite min (°C)	72	72	73	87	87	86	87	86	85	85	85	86	86	84	84
Temp. Sep. Gas/Aceite máx. (°C)	80	76	74	87	88	88	90	92	87	87	90	88	91	87	87
ΔP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mirillas	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Presión de Entrada a Motor (psi)	7	7	7	7	7	7	8	7	8	8	7	8	8	8	7
Caudal (SCFD)	381	372	370	384	381	386	400	408	153	206	448	461	488	215	237

En la **Figura IV-5**, **Figura IV-6** se muestra el caudal de gas natural que fue descargado desde las Plantas Compresoras de acuerdo a las RPM del motor y al número de las válvulas Versatrol cerradas.



**FIGURA IV-5 PARAMETROS DE PLANTA COMPRESORA TIGRE
ANALIZADOS DURANTE UN MES**



**FIGURA IV-6 PARAMETROS DE PLANTA COMPRESORA 67
ANALIZADOS DURANTE UN MES**

En la **Figura IV-7, Figura IV-8, Figura IV-9, Figura IV-10** se grafica como variaron las presiones de succión y de descarga en las Plantas Compresoras.

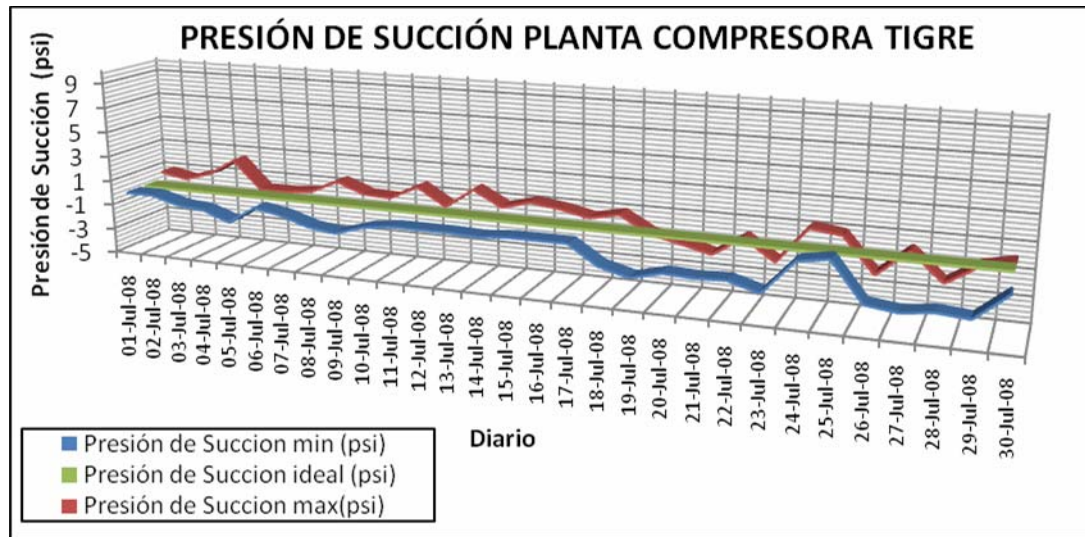


FIGURA IV-7 DATOS DE PRESION DE SUCCION EN PLANTA COMPRESORA TIGRE ANALIZADOS DURANTE UN MES

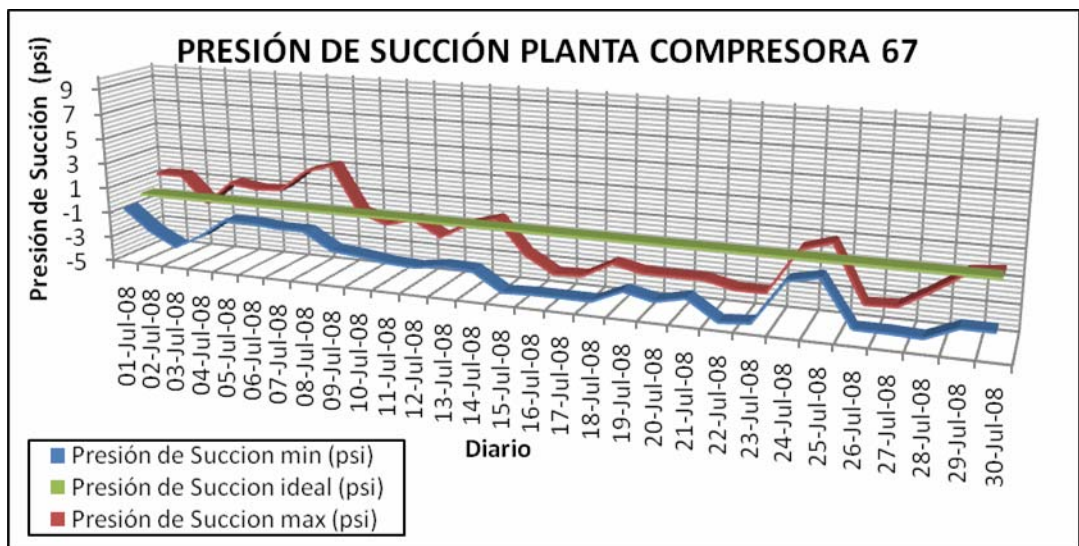


FIGURA IV-8 DATOS DE PRESION DE SUCCION EN PLANTA COMPRESORA 67 ANALIZADOS DURANTE UN MES

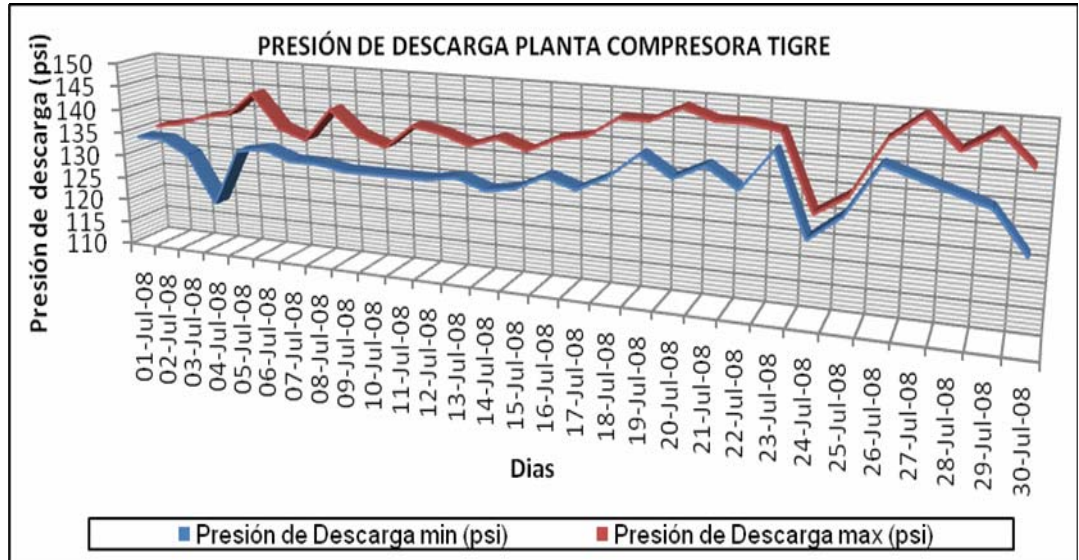


FIGURA IV-9 DATOS DE PRESION DE DESCARGA EN PLANTA COMPRESORA TIGRE ANALIZADOS DURANTE UN MES

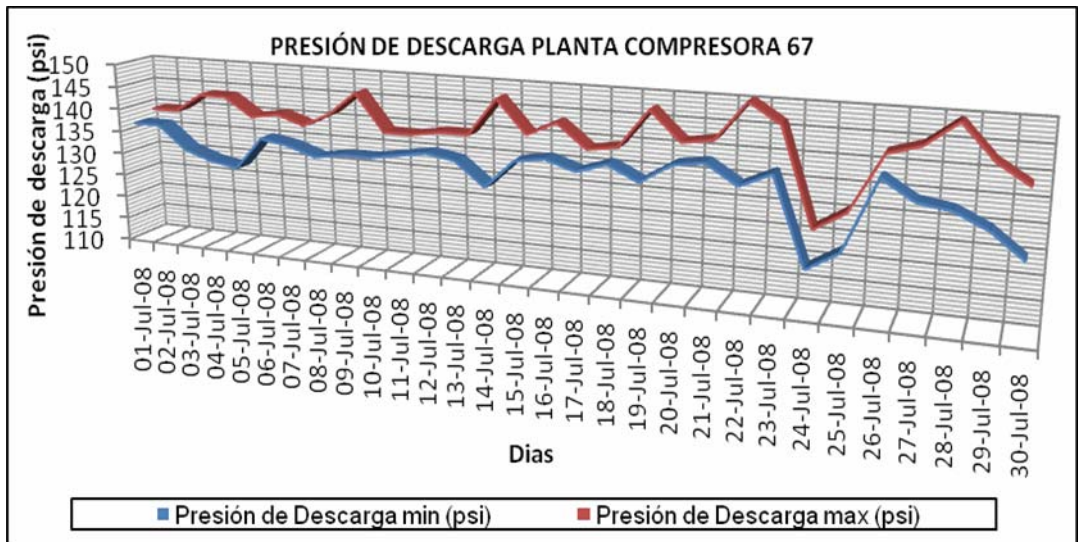


FIGURA IV-10 DATOS DE PRESION DE DESCARGA EN PLANTA COMPRESORA 67 ANALIZADOS DURANTE UN MES

4.2.2. Descripción de Componentes de las estaciones compresoras

En la **Figura IV-11** podemos observar la planta compresora en tres dimensiones.

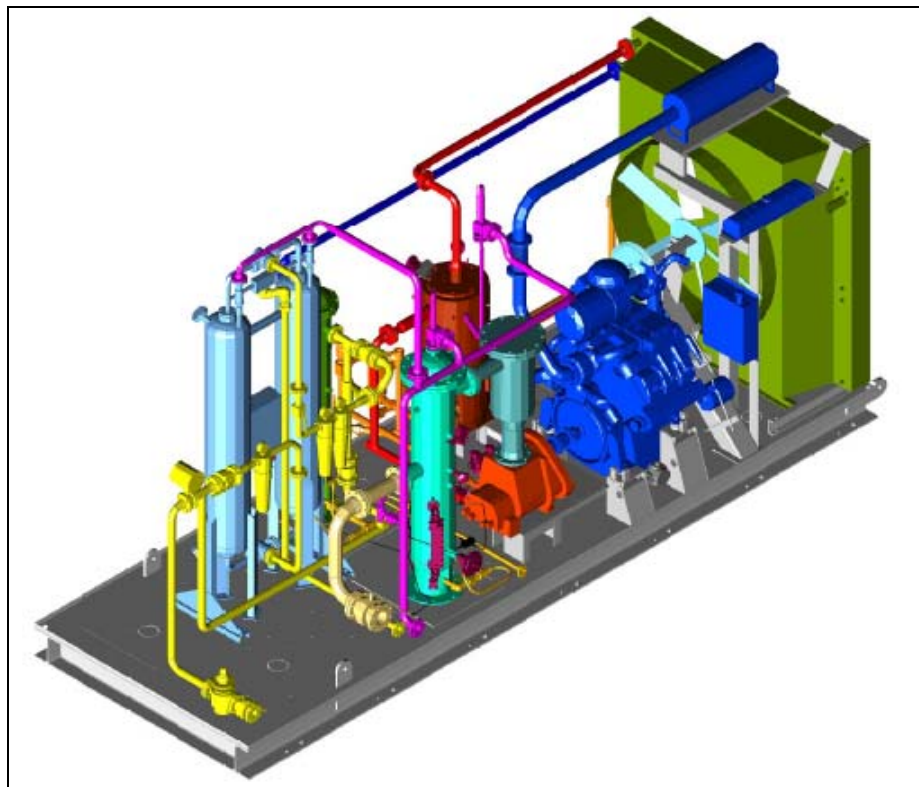


FIGURA IV-11 **PLANTA COMPRESORA DE GAS**
NATURAL EN TRES DIMENSIONES

A continuación detallamos los componentes más importantes de las plantas compresoras:

Compresor

El compresor es de tipo rotativo con tornillos de diámetros de 175mm bañado en aceite, marca LEROI Modelo HG 17199 VIE GB, con variador de capacidad con válvulas versatrol de cuatro etapas por by-pass interno.

Apto para mezclas de gases hidrocarburos y vapor de agua, viene provisto de sellos especiales para gases combustibles.

TABLA IV – 3

CONDICIONES DE DISEÑO	
Elevación	3 ft
Temperatura de Succión	27 °C
Presión de Succión	0 Psi
Gravedad Específica	0.90
Presión Atmosférica	14.6 Psi
Temperatura de descarga	82 °C
Presión de descarga	150 Psi
Caída depresión en descarga	3 Psi
Calor específico	0.48 BTU/lb/°F

El compresor puede trabajar en varias condiciones de operación, en la **tabla IV-4** mostramos la eficiencia al 100%.

TABLA IV – 4

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
Potencia	126 HP
Flujo	501 MSCFD
Versatrol Abiertas	0
Calor	4503 BTU/min
Flujo de Liquido	37,8 gpm
Temperatura	64 °C
Presión de descarga	150 Psi

Motor

Es motor de combustión interna como se ilustra en la **Figura IV-12** con funcionamiento a gas fabricado por DEUTZ-PALMERO, el modelo es BGF6 M-1015 C, 6 cilindros en V y una potencia de 220 HP a 1800 rpm, posee filtro de aceite y filtro de aire, silenciador de escape con arrastra llamas.

La relación de compresión es de 9:1, el diámetro es de 132 mm, la capacidad de aceite lubricante es de 60 litros, su consumo de combustible es $0.3 \text{ m}^3/\text{Kw h}$, el sistema se diseñó para que el

motor trabaje entre 1400 y 1800 rpm, el regulador de velocidad es electrónico, la temperatura de escape es de 600°C y el calor irradiado por el motor es de 45,4 KW en su velocidad máxima.



**FIGURA IV-12 MOTOR DE LA PLANTA COMPRESORA EN
TRES DIMENSIONES**

Scrubbers de Succión y Descarga

Los scrubbers son marca GORA, son separadores de gas/liquido de mediana eficiencia altamente utilizados en instalaciones gasíferas-petroleras, con alto arrastres de líquidos.

Su disposición habitual es vertical, su primera etapa está compuesta por una cámara de expansión para contener y pre-separar los condensados y partículas grandes.

La etapa posterior contempla la aplicación directa del sistema de separación de micro gotas a partir de los conceptos de Demisters, la eficiencia es del 99,9 % en gotas de 8 micrones para muy altas performance.

En la **Figura IV-13** podemos observar un separador de gotas Demisters este filtro se encuentra en el interior de los scrubbers del sistema de compresión.



**FIGURA IV-13 SEPARADOR DE GOTAS DEMISTERS
UBICADOS EN EL INTERIOR DE LOS SCRUBBERS**

Aero-enfriador

El aero-enfriador es marca Argenfrio, compuesto por dos paneles, un panel tiene la etapa de gas/aire y el otro panel tiene la etapa aceite/aire.

Este aero enfriador cumplen dos funciones: una es la de enfriar el aceite que proviene de la compresión para que no pierda sus propiedades al entrar nuevamente al proceso, y la segunda de enfriar el gas que va a ingresar al proceso de deshidratación.

En la tabla siguiente observamos las condiciones de diseño del aero-enfriador.

TABLA IV – 5

CONDICIONES DE DISEÑO			
Fluidos		Aceite	Aire
Densidad	Kg/m³	840	1122
Calor Específico	Kcal/Kg °C	0.48	0.24
Caudal	m³/h	10.90	18500
Temperatura entrada	°C	83	35
Temperatura salida	°C	65	50
Capacidad	Kcal/h		79088

Velocidad frontal aire	m/min		220
Masa en circulación	Kg/h	9154	

En la **Figura IV-16** observamos el plano del aero-enfriador en las tres vistas

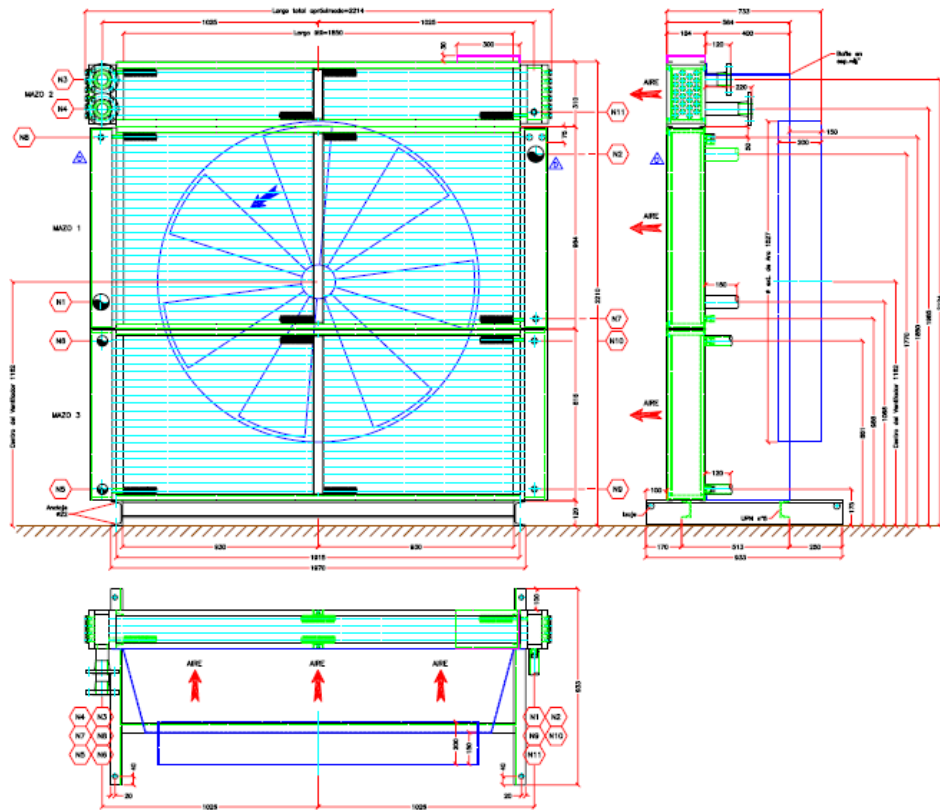


FIGURA IV-16

PLANO DEL AERO-ENFRIADOR

4.3. Recuperación de condensados en el proceso de compresión

Durante el proceso de compresión se recuperan condensados que se encuentran presentes en el gas. La recolección es producto de la variación de temperatura que adquiere el gas por el aumento de la presión a la que es comprimido. Como se describió anteriormente el gas aumenta su temperatura a la salida del compresor, pero luego su temperatura es disminuida por el aero-enfriador provocando con esto que una gran parte de los hidrocarburos a partir de los propanos y butanos se condensen.

El volumen diario que se recolectaría en cada una de las plantas compresoras, considerando que las plantas manejan una carga de caudal diario de 500 MSCFD, sería de **2.82 bbbls/día**.

Esta rata de flujo fue determinada por medio de un análisis cromatográfico puntual realizado a la entrada y salida y en periodo de operación de las plantas compresoras.

4.4. Deshidratación con tamices moleculares

Existen varios procesos para deshidratar el gas. Entre los más utilizados están los que emplean glicol para absorber la humedad del gas y secarlo.

El proceso se realiza por flujo a contracorriente de glicol y gas húmedo. De la torre se obtiene gas seco por la parte superior y glicol húmedo por la parte inferior, el cual es necesario regenerar. Como se ve en la **figura IV -17**, el proceso de deshidratación con glicol exige mayor cantidad de equipo y mayor complejidad del proceso y no es el más eficiente.

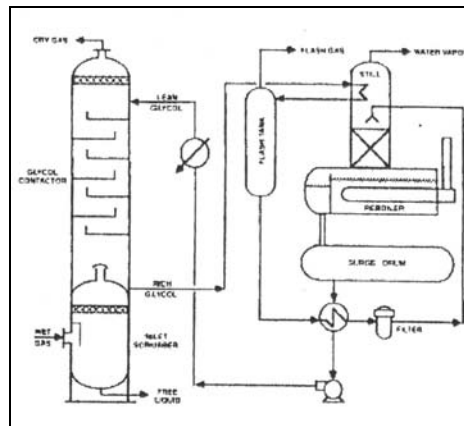


FIGURA IV-17 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE DESHIDRATACION DE GAS POR GLYCOL

La otra alternativa es la utilizar disecantes sólidos, como los tamices moleculares.

Tamices Moleculares

Consideremos a los tamices moleculares como esponjas que retienen el agua de la corriente de gas por lo mismo lo van deshidratando. Una vez que los tamices se han saturado, es necesario regenerarlos y esto se logra mediante gas seco y caliente que elimina el agua contenida en los tamices dejándolos listos para iniciar la deshidratación una vez más.

En el caso de los tamices instalados en la planta, la regeneración se efectúa mediante un flujo de gas seco de aproximadamente el 6 % del flujo de deshidratación. Este flujo de gas seco arrastra la humedad contenida en el lecho y lo regenera dejándolo listo para otro ciclo de deshidratación.

Normalmente el gas a deshidratarse entra de arriba hacia abajo, de forma que no se produzca fluidización del lecho con el consiguiente

rozamiento y desgaste de las esferas de tamiz molecular. La regeneración, por su parte, es normalmente de abajo hacia arriba.

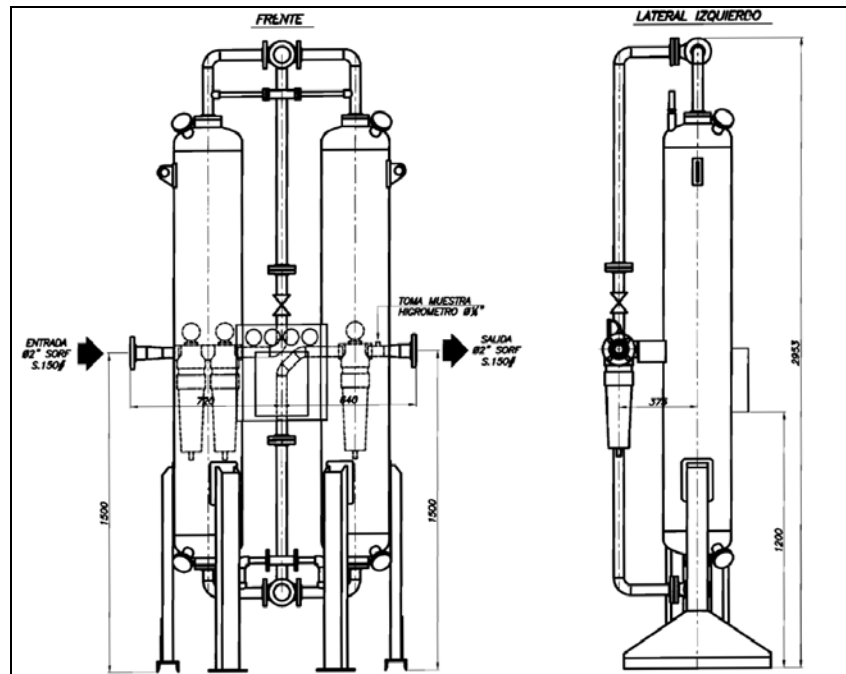


FIGURA IV-18 PLANO DE EQUIPOS DE DESHIDRATACION DE GAS NATURAL DE LA PLANTA COMPRESORA

Es importante contar con un sensor de humedad a la salida de los deshidratadores de forma que mantengamos permanentemente el control de la calidad de secado y del momento en que haya que iniciar el cambio de torre.

Para tener una mayor idea en la **Figura IV – 18** se muestra la apariencia y forma de operación de los deshidratadores.

4.5. Calidad y cantidad del gas natural para su proceso en planta de extracción de gasolina natural

A objeto de determinar la cantidad de gas que produce un campo de petróleo y sus respectivos usos entre los que se destacan: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencia interáreas, cantidad que se transforma en los procesos en gasolina natural y LPG, ventas a consumidores industriales, gas arrojado a la atmosfera, la relación gas petróleo; todo lo anterior hace necesario la medición exacta del gas natural.

El registro de la cantidad del gas natural que es comprimido y descargado desde las plantas compresoras hasta la planta de gasolina, se realiza mediante una caja de orificio en la línea de succión en la entrada de la planta de gasolina natural.

Con una historia que remonta los 50 años de servicio interrumpidos, la medición de orificio es una de las herramientas más utilizadas en el campo por número de ventajas frente a las desventajas a la hora de realizar un registro del volumen en una unidad de tiempo.

El personal de operaciones es el encargado de la determinación del volumen de gas que ingresa diariamente a la planta de gasolina. Para ello hacen uso del software 'Daniel Orifice Flow Calculator', el cual con datos de ingresos como temperatura y presión estática de operación, factor de compresibilidad y gravedad específica del gas y la presión diferencial en pulgadas de agua; determina la tasa de flujo diaria a condiciones estándares.

La computación de la rata de flujo por el software es realizada a través de la ecuación básica de 'Flujo de Orificio' que es presentada a continuación:

$$Q = \sqrt{hw} \times \sqrt{PF} \times Fb \times Fpb \times Ftf \times Fpv \times Fg \times Fr \times Y \times Ftf \times Fm \times Fa \times Fwl \quad \text{EC. 4.1}$$

Donde:

$$Q = C' \times \sqrt{hw} \times \sqrt{Pf}$$

- Q = Rata de flujo, (ft³/hr).
- hw = Presión diferencial a través del orificio, medida en pulgadas de agua a 60 °F.
- Pf = Presión estática, en psia.
- Fb = Factor básico de orificio.
- Fpb = Factor básico de presión base.
- Ftf = Factor de temperatura de flujo.
- Fpv = Factor de supercompresibilidad.
- Fg = Factor de gravedad específica.
- Fr = Factor del Número de Reynolds.
- Y = Factor de expansión.
- Ftb = Factor de temperatura base.
- Fm = Factor manométrico.
- Fa = Factor de expansión térmica del orificio.

Fwl = Factor de localización de la medición.

C' = Constante de flujo de orificio.

Para registrar la presión estática y diferencial se utilizan discos o cartas de lectura directa (raíz cuadrada o L-10), estas cartas registran la raíz cuadrada de la presión (Lectura diferencial – Ldif) y la raíz cuadrada de la presión estática absoluta (Lectura estática – Lest).

La relación entre las presiones y las lecturas diferencial y estática, viene dada por las siguientes ecuaciones:

$$hw = \frac{Ldif^2 \times Rdif}{100} \quad \text{EC. 4.2}$$

$$pf = \frac{Lest^2 \times Resorte}{100} \quad \text{EC. 4.3}$$

Donde:

Resorte: Rango de presión máximo del medidor, en psi.

Rdif : Rango diferencial máximo del medidor, en pulgadas de agua.

La aplicación del medidor de orificio para medidas volumétricas de flujo de fluidos está basada en el principio físico que: **‘La pérdida de presión de un fluido fluyendo a través de una constricción en la línea es proporcional a la velocidad al cuadrado del fluido’**. En la **Tabla IV -7** se registran las lecturas promedio de la presión estática y diferencial, para luego con uso del software DANIEL’S determinar el caudal promedio en condiciones estándares; cabe recalcar que esta data fue recolectada en periodo de estabilización de la planta de gasolina. Y a continuación se grafica como variaron los caudales promedio diarios, y también los máximos y mínimos.

TABLA IV-7

**LECTURAS PROMEDIO MEDIDOR DE ORIFICIO
(BARTON)**

FECHA	PRESION DIFERENCIAL PROMEDIO DIARIA (Pulgadas de Agua)	PRESION DIFERENCIAL PROMEDIO MININA DIARIA (Pulgadas de Agua)	PRESION DIFERENCIAL PROMEDIO MAXIMA DIARIA (Pulgadas de Agua)	PRESION ENTRADA (psi)	CAUDAL PROMEDIO (SCFD)	CAUDAL PROMEDIO MINIMO (SCFD)	CAUDAL PROMEDIO MAXIMO (SCFD)
7/17/2008	4.63	4.15	5.11	130.2	497910	446869	549873
7/18/2008	5.13	4.58	5.68	130.5	552070	493056	610913
7/19/2008	6.36	5.78	6.94	130.8	684417	622360	746346
7/20/2008	6.25	5.52	6.99	129.1	650762	575162	727264
7/21/2008	6.51	5.80	7.23	130.0	679806	606086	754378
7/22/2008	6.38	5.68	7.07	130.0	661944	589722	695681

7/23/2008	6.05	5.15	6.95	129.7	627267	534377	719915
7/26/2008	5.19	4.17	6.22	130.2	526019	422942	629792
7/27/2008	5.71	4.58	6.85	130.0	577983	464098	692614
7/29/2008	3.70	2.50	4.91	126.5	377595	255286	500674
7/30/2008	4.31	2.84	5.79	128.0	439719	290041	589897
8/4/2008	3.44	2.81	4.07	130.0	372501	310973	440558
8/5/2008	4.48	3.45	5.51	129.3	468746	361177	576047
8/6/2008	4.74	3.82	5.66	129.3	505577	407649	603255
8/7/2008	4.53	3.24	5.83	127.2	490806	351372	630991

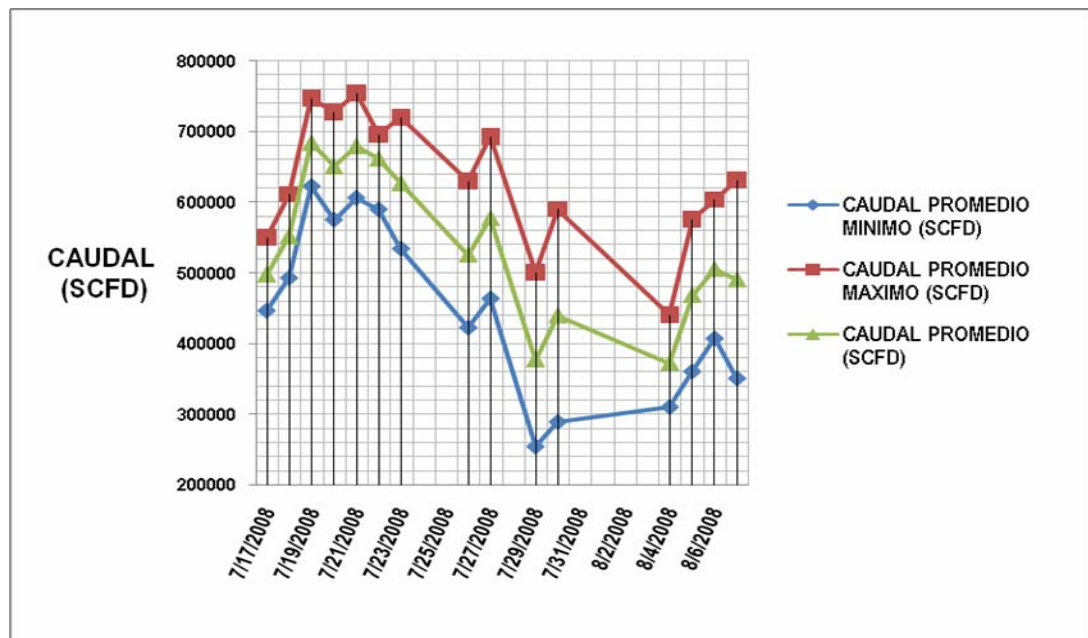


FIGURA IV-19 CAUDALES PROMEDIOS DIARIOS (SCFD)

Finalmente queda por establecer con que calidad y por ende que riqueza posee el gas natural que se produce y luego de los procesos

detallados anteriormente que se realizan en las plantas compresoras, será entregado a la planta de extracción gasolina natural y deshidratación del gas.

Cabe recalcar la importancia que posee la calidad en la producción de un producto específico ya que si esta no es buena de nada sirve tener un alto volumen de producción; la técnica que se utiliza en la industria del gas para determinación de su calidad es el análisis cromatográfico. Los cromatógrafos son equipos provistos de columnas que rellenas de sustancias atraen individualmente a cada uno de los componentes del gas en función de su composición. Esto permite que se vayan separando los diferentes componentes que integran la muestra.

El cromatógrafo con que se realizaron los análisis esta organizado de tal manera que no se pueda visualizar la presencia de agua, ya que este trabaja con detectores de conductividad y el de ionización a la llama. El primero detecta los componentes más volátiles (N_2, C_1, C_2, CO_2) el segundo, los componentes más pesados de la cadena parafínica (propano, butano, etc.), pero el agua se envía al detector de ionización a

la llama, que no es capaz de detectar lo que no se queme. Por lo tanto, no aparece en la muestra analizada. A este análisis se le suele llamar 'análisis de base seca'. Debemos entender que no es que no haya agua en las mezclas analizadas, sino que se organizo el equipo para que no la detectara.

Ya que el uso y los derivados que se esperan obtener del gas natural son desde la generación eléctrica, combustible para vehículos, y obtención de gasolina natural (esta gasolina blanca tendrá un uso industrial y es la base para la preparación de las gasolinas de motor); entonces se establecerá las especificaciones para que posea una buena calidad y también una escala que indique cuando el gas es rico en hidrocarburos pesados. Y por consiguiente se determinara la calidad y la riqueza de la secciones o a la descarga de las plantas compresoras.

Las especificaciones y la escala que determina calidad y el tipo de gas, son **tabla IV-8, tabla IV-9:**

TABLA IV-8

RANGOS MAXIMOS Y MINIMOS EN CONTENIDO DE CONTAMINANTES

COMPONENTE	% Molar	
	Mínimo	Máximo
Nitrógeno e inertes	–	3 a 4
CO2	–	3 a 4
Compuestos de Azufre (mg/m3)	88	350
Líquidos	Libre de líquidos, agua o hidrocarburos	
Sólidos	Libre de partículas	

TABLA IV-9

TIPO DE GAS

GAS POBRE	$GPM \leq 2$
GAS MEDIANAMENTE RICO	$2 < GPM < 3$
GAS RICO	$GPM \geq 3$

Finalmente se establece en la **tabla IV-10** que calidad y qué tipo de gas es el que se maneja en plantas compresoras y planta de gasolina natural.

TABLA IV-10

**CALIDAD Y TIPO DE GAS EN PLANTAS
COMPRESORAS Y PLANTA DE GASOLINA NATURAL**

LOCACION	COMPONENTE	% Molar	CALIDAD	TIPO DE GAS
PLANTA COMPRESORA SECCION 67	Nitrógeno / Aire	8.52	No cumple	GAS RICO (GPM = 3.19)
	CO2	0.46	Si cumple	
	H ₂ S	0.00	Si cumple	
	Líquidos	-	No cumple	
	Sólidos	-	Si cumple	
PLANTA COMPRESORA SECCION TIGRE	Nitrógeno / Aire	9.57	No cumple	GAS MEDIANAMENTE RICO (GPM = 2.25)
	CO2	0.34	Si cumple	
	H ₂ S	0.00	Si cumple	
	Líquidos	-	No cumple	
	Sólidos	-	Si cumple	
PLANTA DE GASOLINA NATURAL	Nitrógeno / Aire	10.36	No cumple	GAS MEDIANAMENTE RICO (GPM = 2.58)
	CO2	0.40	Si cumple	
	H ₂ S	0.00	Si cumple	
	Líquidos	-	No cumple	
	Sólidos	-	Si cumple	