UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UNA ESTACION DE GAS NATURAL VEHICULAR

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE: INGENIERO MECANICO

ABEL JORDAN AZAÑERO NATIVIDAD

PROMOCION 2006-II

LIMA-PERU

2009

INDICE

PROLOGO.....1

CAPITULO I: INTRODUCCION.....2

1.1 Antecedentes.....2

1.2 Objetivo.....2

1.3 Justificación.....2

1.4 Alcance.....3

1.5 Limitaciones.....4

CAPITULO II: MARCO TEORICO.....5

2.1 Mantenimiento.....5

2.1.1 Mantenimiento Correctivo.....5

2.1.2 Mantenimiento Preventivo.....6

2.1.3 Mantenimiento Predictivo.....7

2.1.4 Mantenimiento Proactivo.....8

2.1.5 Mantenimiento Productivo Total (TPM).....9

2.1.6 Mantenimiento basado en la Confiabilidad (RCM).....9

2.2 Estación de Gas Natural Vehicular.....10

2.2.1 Componentes principales de una estación de GNV.....11

2.2.2 Tipos de Estaciones de Servicio de GNV.....13

CAPITULO III: EVALUACION DEL MANTENIMIENTO.....15

3.1 Maquinas y Equipos.....15

3.1.1 Codificación de Maquinas.....21

3.1.2 Grado de criticidad.....22

3.1.3 Estado de conservación.....28

3.2 Herramientas de Trabajo.....28

3.3 Historial de Trabajos de Mantenimiento.....30

3.4 Manuales Técnicos del Fabricante.....30

3.5 Programas de mantenimiento y procedimientos actuales.....31

3.6 Almacén de repuestos y materiales.....31

3.7 Recursos humanos disponibles.....32

CAPITULO IV: IMPLEMENTACIÓN MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....33

4.1 Planeamiento.....33

4.1.1 Planificación.....33

4.1.2 Políticas de mantenimiento.....34

4.1.3 Orden de actividades de mantenimiento.....35

4.2 Programa de Mantenimiento.....37

4.2.1 Lista de trabajo por equipo.....37

4.2.2 Herramientas de trabajo.....43

4.2.3 Materiales y repuestos.....46

4.3 Normas de seguridad en una estación de GNV.....47

4.3.1 Normas de seguridad en la unidad de compresión y almacenamiento de GNV.....47

4.3.2 Normas de seguridad en la unidad de distribución de GNV.....48

4.3.3 Normas de seguridad en la unidad de control de la estación de GNV.....50

4.4 Sistema de información y almacenamiento de datos.....52

4.4.1 Informes de mantenimiento.....52

4.4.2 Registros históricos.....52

4.4.3 Informes globales.....53

4.5 Recursos humanos requeridos.....60

4.5.1 Disponibilidad de personal.....60

4.5.2 Funciones y responsabilidades.....61

4.5.3 Organigrama funcional.....61

CAPITULO V: EVALUACION ECONOMICA.....63

5.1 Evaluación de gastos de mantenimiento correctivo.....63

5.2 Evaluación de gastos por mantenimiento preventivo.....67

5.3 Evaluación de gastos por stocks de materiales y equipos para su ejecución....68

5.4 Análisis comparativo del mantenimiento por avería y el mantenimiento preventivo.....71

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....73

Conclusiones.....73

Recomendaciones.....74

BIBLIOGRAFÍA.....76

ANEXOS.....77

PROLOGO

En el presente informe se desarrolla el plan de mantenimiento preventivo a implementar a una estación de gas natural vehicular.

En el capitulo I se establece cuales son los objetivos, la justificación y el alcance del trabajo.

El capitulo II trata sobre los diferentes tipos de mantenimiento que existen en la actualidad.

En el capítulo III se hace una descripción de los equipos y el mantenimiento que realiza la empresa en la actualidad.

En el capitulo IV se desarrollan las actividades de mantenimiento preventivo a implementar.

En el capítulo V se hace un análisis económico del mantenimiento preventivo frente al mantenimiento correctivo que aplica la estación de GNV. Finalmente el plan termina con las conclusiones y recomendaciones del trabajo desarrollado.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

La empresa UNISERGAS, ubicada en el distrito de Comas, se constituyo en el año 1990, teniendo como objetivo, comercializar combustibles derivados del petróleo como el diesel 2, las gasolinas y el kerosene. Comenzó a operar en un área de 600 m2, en los primeros años, y debido al crecimiento en sus ventas, aumento el área del negocio, adicionando servicios como lavado, engrase, cambio de aceite y minimarket, constituyéndose, de esta forma, como una estación de servicios. Desde sus inicios la estación de servicios estuvo afiliada a la marca Mobil, y luego de 8 años paso a afiliarse a la cadena de estaciones de la empresa Petroperu.

En los últimos años la empresa ha ampliado su variedad de productos, de comercializar solo combustibles líquidos a comercializar combustibles gaseosos; en el 2008 empezó a comercializar el gas licuado de petróleo (GLP) y desde principios del año 2009 ha empezado a expender el gas natural vehicular (GNV); con la finalidad de incrementar sus ingresos, todo ello, de acuerdo a los cambios de la matriz energética que promueve el Gobierno Central.

En el futuro la empresa apunta a constituirse como la primera estación del cono norte, para ello necesita brindar un servicio de calidad para sus clientes, lo cual implica un buen servicio al cliente, brindando combustibles limpios, como el gas natural y el gas licuado de petróleo, que ayuden a preservar el medio ambiente.

1.2 OBJETIVO

Desarrollar un plan de mantenimiento preventivo a una estación de gas natural vehicular, el cual recibirá el gas natural desde su línea de alimentación, desde una presión de 15 bares y lo llevara hasta una presión de 250 bares, a través del sistema de compresión, permitiendo la comercialización de un promedio de 10,000 m3/día de gas natural vehicular.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El mantenimiento preventivo en una estación de GNV se justifica porque permitirá que los equipos trabajen con la menor cantidad de fallas durante su vida útil, además constituye un ahorro que significa el ejecutar un mantenimiento preventivo sobre un correctivo.

1.4 ALCANCE

El plan de mantenimiento preventivo esta dirigido exclusivamente para los equipos y componentes mecánicos, entre los cuales se encuentra el puente de medicion, el puente de filtrado, el compresor de gas natural, la red de tuberias, los tanques de almacenamiento, y los surtidores de gas natural.

Para el mantenimiento a los equipos eléctricos y digitales como el sistema PLC y la sub-estación eléctrica se requerirá de personal experto, que estuvo a cargo de la instalación de estos equipos.

1.5 LIMITACIONES

No se cuenta con mucho personal técnico especializado en el Perú que realice el mantenimiento a compresores de gas natural, por lo cual se requerirá el apoyo de expertos en el tema de países como Argentina, Brasil o Colombia.

Otra limitación es la falta de repuestos de equipos en la ciudad capital, debido a que los equipos son traídos de otros países, por lo cual se tendrá que importar los repuestos de Argentina, con anticipación, para cumplir con los cronogramas establecidos en el programa de mantenimiento preventivo.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 MANTENIMIENTO

Mantenimiento es la actividad humana que garantiza la existencia de un servicio dentro de una calidad esperada. Cualquier clase de trabajo hecho en sistemas, subsistemas, equipos maquinas, etc., para que estos continúen o regresen a proporcionar el servicio con calidad esperada, son trabajos de mantenimiento, pues están ejecutados con este fin.

El mantenimiento es la acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de un establecimiento tales como funcionalidad, seguridad, productividad, confort, imagen corporativa, salubridad e higiene. Otorga la posibilidad de racionalizar costos de operación. El mantenimiento debe ser tanto periódico como permanente, preventivo y correctivo.

El mantenimiento es la segunda rama de la conservación y se refiere a los trabajos que son necesarios hacer con objeto de proporcionar un servicio de calidad estipulada. Es importante notar que, basados en el servicio y su calidad deseada, debemos escoger los equipos que nos aseguren obtener este servicio; el equipo queda

en segundo termino, pues si no nos proporciona lo que pretendemos, debemos cambiarlo por el adecuado.

2.1.1 El Mantenimiento Correctivo

Comprende el que se lleva a cabo con el fin de corregir (reparar) una falla en el equipo. Se clasifica en no planificado y planificado:

a. No planificado

El mantenimiento correctivo no planificado o de emergencia deberá actuar lo más rápidamente posible con el objetivo de evitar costos y daños materiales y/o humanos mayores. Debe efectuarse con urgencia ya sea por una avería imprevista a reparar lo más pronto posible o por una condición imperativa que hay que satisfacer (problemas de seguridad, de contaminación, de aplicación de normas legales, etc.).

b. Planificado

Se sabe con anticipación que debe hacerse, de modo que cuando se pare el equipo para efectuar la reparación, se dispongan de repuestos, personal y documentos técnicos necesarios para realizarlo correctamente. Al igual que el anterior, corrige la falla y actúa ante un hecho cierto.

2.1.2 Mantenimiento Preventivo

La programación de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido y

no a una demanda del operario o usuario; también es conocido como Mantenimiento Preventivo Planificado - MPP

Su propósito es prever las fallas manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones productivas en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos. La característica principal de este tipo de mantenimiento es la de inspeccionar los equipos y detectar las fallas en su fase inicial, y corregirlas en el momento oportuno. Con un buen Mantenimiento Preventivo, se obtiene experiencias en la determinación de causas de las fallas repetitivas o del tiempo de operación seguro de un equipo, así como a definir puntos débiles de instalaciones, máquinas, etc.

2.1.3 Mantenimiento Predictivo

Este tipo de mantenimiento se basa en predecir la falla antes de que esta se produzca. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto se utilizan herramientas y técnicas de monitores de parámetros físicos.

Esta técnica supone la medición de diversos parámetros que muestren una relación predecible con el ciclo de vida del componente. Algunos ejemplos de dichos parámetros son los siguientes: vibración de cojinetes, temperatura de las conexiones eléctricas, resistencia del aislamiento de la bobina de un motor. El uso del mantenimiento predictivo consiste en establecer una

perspectiva histórica de la relación de la variable seleccionada y la vida del componente.

2.1.4 Mantenimiento Proactivo

El mantenimiento proactivo, es una filosofía de mantenimiento, dirigida fundamentalmente a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria. Una vez que las causas que generan el desgaste han sido localizadas, no debemos permitir que éstas continúen presentes en la maquinaria, ya que de hacerlo, su vida y desempeño, se verán reducidos.

La longevidad de los componentes del sistema dependerá de que los parámetros de causas de falla sean mantenidos dentro de límites aceptables, utilizando una práctica de "detección y corrección" de las desviaciones según el programa de Mantenimiento Proactivo. Límites aceptables, significa que los parámetros de causas de falla están dentro del rango de severidad operacional que conducirá a una vida aceptable del componente en servicio.

El mantenimiento proactivo se basa en 3 principios: mejorar los procedimientos antes de que causen falla; evitar paradas del mantenimiento correctivo; y aumentar el intervalo entre intervalos para mantenimiento preventivo.

2.1.5 Mantenimiento Productivo Total (TPM)

Mantenimiento productivo total es la traducción de TPM (Total Productive Maintenance). El TPM es el sistema Japonés de mantenimiento industrial la letra M representa acciones de MANAGEMENT y Mantenimiento. Es un enfoque de realizar actividades de dirección y transformación de empresa. La letra P está vinculada a la palabra "Productivo" o "Productividad" de equipos pero hemos considerado que se puede asociar a un término con una visión más amplia como "Perfeccionamiento" la letra T de la palabra "Total" se interpreta como "Todas las actividades que realizan todas las personas que trabajan en la empresa".

2.1.6 Mantenimiento basado en la confiabilidad (RCM)

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante 1960 y 1970 con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las políticas para mejorar las funciones de los activos físicos y manejar las consecuencias de sus fallas. Tuvo su origen en la Industria Aeronáutica. De estos procesos, el RCM es el más efectivo.

El mantenimiento RCM pone tanto énfasis en las consecuencias de las fallas como en las características técnicas de las mismas, mediante:

a) Integración de una revisión de las fallas operacionales con la evaluación de aspecto de seguridad y amenazas al medio ambiente, esto hace que la seguridad y el medio ambiente sean tenidos en cuenta a la hora de tomar decisiones en materia de mantenimiento.

b) Manteniendo mucha atención en las tareas del mantenimiento que más incidencia tienen en el funcionamiento y desempeño de las instalaciones, garantizando que la inversión en mantenimiento se utiliza donde más beneficio va a reportar.

2.2 ESTACIÓN DE GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)

El Perú cuenta con una red nacional de gas natural que abastece a la ciudad de Lima, con un gasoducto que une las zonas de producción con las de consumo. Actualmente existen aproximadamente 68,000 vehículos convertidos a GNV, en su mayoría vehículos de servicio público. Los establecimientos encargados de comercializar este combustible son los gasocentros o estaciones de GNV, que son más de 70, en la actualidad, y se encuentran ubicadas en los diferentes distritos de la ciudad de Lima.

En una estación de GNV el flujo que sigue el gas natural antes de llegar al vehículo es el siguiente (ver figura 2.2.1): el gas natural es tomado de la red principal de gas domiciliaria, a una presión de 17 bares aproximadamente, esta presión es elevada por un compresor para posteriormente ser almacenada en unos tanques de alta presión y posteriormente se suministra al vehículo, a través de la válvula de llenado, donde es acoplada la boquilla de llenado del surtidor de la estación a una presión de 250 bares aproximadamente, logrando acumular de esta manera una mayor cantidad de GNV en los tanques de alta presión del auto y obtener una mayor autonomía del vehículo.

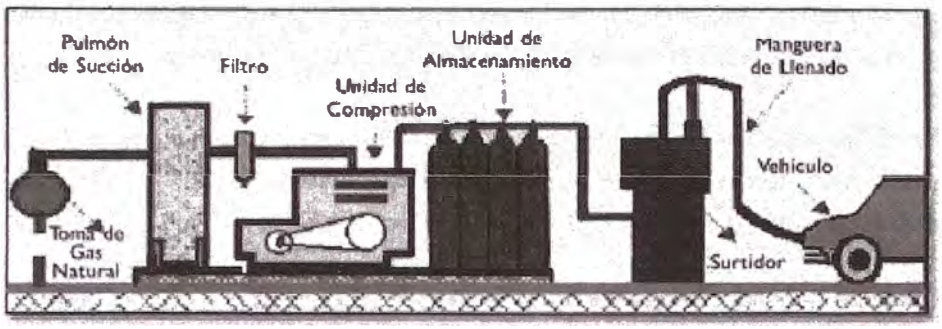


Figura 2.1 Esquema de una estación de servicio de GNV

2.2.1 Componentes principales de una estación de GNV

Los componentes básicos son: la unidad de compresión, la unidad de almacenamiento, la unidad de suministro o distribución y la unidad de control.

a) Sistemas de medición y filtrado

Son redes de tubería, que se encuentran antes de la entrada del gas natural al compresor, y tienen por finalidad medir el consumo y eliminar las impurezas. En la estación se pueden apreciar el puente de medición y el puente de filtrado:

El puente de medición.- Aquí se encuentra instalado el medidor volumétrico, que la empresa Calidda utilizara, para medir el volumen consumido mensualmente por la estación (m3).

El puente de filtrado.- En este puente de tubería se encuentra la válvula reguladora, que permite el ingreso total o parcial del gas natural, dependiendo de cuan abierto se encuentre; y los filtros que

impiden la entrada de impurezas provenientes del gas hacia el compresor.

b) Unidad de compresión

Es la encargada de tomar el gas de la red principal domiciliaria, que se encuentra a una presión de 17 bares, y lo comprimirá, hasta llevarlo a una presión de 250 bares. El gas comprimido se amanecerá en los cilindros de almacenamiento para proporcionar un llenado rápido a los tanques de los vehículos con la presión final de 200 bares. La unidad de compresión esta conformada por:

Pulmón de succión

Compresor para GNV

c) Unidades de almacenamiento de GNV

En las estaciones de servicio de GNV para llenado rápido, es indispensable la unidad de almacenamiento del gas, y de esta manera abastecer rápidamente el combustible a los vehículos. La construcción de esta unidad debe de cumplir con las normas establecidas por el fabricante y la NTP 111.020:2004. La unidad de almacenamiento esta conformada por los siguientes elementos:

Cilindros o baterías de cilindros

Dispositivos de alivio de presión, incluye válvulas de alivio de presión

Dispositivo de relevo de presión

Manómetros

Tuberías, filtros y accesorios

d) Unidad eléctrica y de control

La unidad eléctrica y de control es la encargada de administrar la corriente eléctrica y gobernar la estación de servicio mediante unos sofisticado controles eléctricos y electrónicos que permiten a la estación operar en condiciones óptimas. La unidad eléctrica y de control esta compuesta por:

La subestación eléctrica

El cuarto de control eléctrico

El sistema PLC

e) Unidad de suministro o distribución

Esta unidad esta separada de la unidad de compresión y almacenamiento, en un sitio dentro de la estación de servicio como la isla o bahía de surtidores, la cual debe construirse en hormigón o mampostería, con una superficie para el apoyo del surtidor que tenga unas dimensiones como mínimo iguales a la base del surtidor, y los surtidores deben de estar protegidos por unas bandas de contención de altura no menor de un metro del piso como también, deben de respetarse unas distancias mínimas con las otras áreas locativas de 5 metros, además cumplir con la norma NTP 111.025:2006.

2.2.2 Tipos de Estaciones de Servicio GNV

Según el tipo de llenado estas estaciones pueden ser:

a) Estaciones de llenado rápido

Son las más utilizadas en la prestación del servicio de abastecimiento de combustible a los diferentes automotores El gas es tomado de la red principal domiciliaria, posteriormente es bombeado por el compresor a los tanques de almacenamiento a alta presión (250 bares). De la batería de almacenamiento el combustible gaseoso es conducido por una tubería de alta presión a los surtidores, que son los encargados de dosificar y suministrar el combustible a través de la boquilla de llenado a la válvula de ingreso del vehículo (válvula de llenado), esta operación tiene una duración dependiendo del volumen en metros cúbicos de gas que puede almacenar el vehículo.

b) Estaciones de llenado lento

En una Estación de llenado lento, el abastecimiento se realiza durante varias horas, frecuentemente por la noche. El gas pasa directamente del compresor al punto de llenado. Cada puesto de llenado esta equipado con mangueras, válvulas y un surtidor para dos o cuatro vehículos. El gas pasa del compresor a través del surtidor, a los tanques del vehículo. La operación es muy simple. El conductor mismo puede hacer el llenado de su vehículo.

c) Estaciones de llenado rápido y lento.

En las estaciones de llenado combinadas o mixtas es posible aplicar indistintamente los dos tipos de llenado anteriormente descritos. De esta manera pueden cargarse a un menor costo vehículos estacionados durante la noche, ó en su defecto, también puede llenarse en forma rápida.

CAPÍTULO III

EVALUACION DE LOS FACTORES DEL MANTENIMIENTO

3.1 MÁQUINAS Y EQUIPOS

En esta parte mencionaremos los equipos y maquinas propias que posee la estación de GNV, en estudio, eentre los cuales tenemos el compresor, la sub-estación eléctrica, los dispensadores y el sistema de control y accionamiento.

a) El sistema de compresión

La estación de servicio posee un compresor de gas natural que tiene las características que se muestran en la tabla 3.1

Tabla 3.1 Características del compresor de GNV

Compresor marca: SMGas Modelo: BAZZ W6-3	
Presión de succión	2-3.5 bar
Presión de descarga	250 bar
Potencia consumida	132 Kw.
Cantidad de etapas	3
Potencia del motor	150 Kw
Velocidad de giro	800 RPM
Potencia del ventilador	8 Kw
Caudal min-max	1,000 a 1,500 sm3/h

A continuación, en la figura 3.1, se muestra el compresor empleado en la estación de GNV:

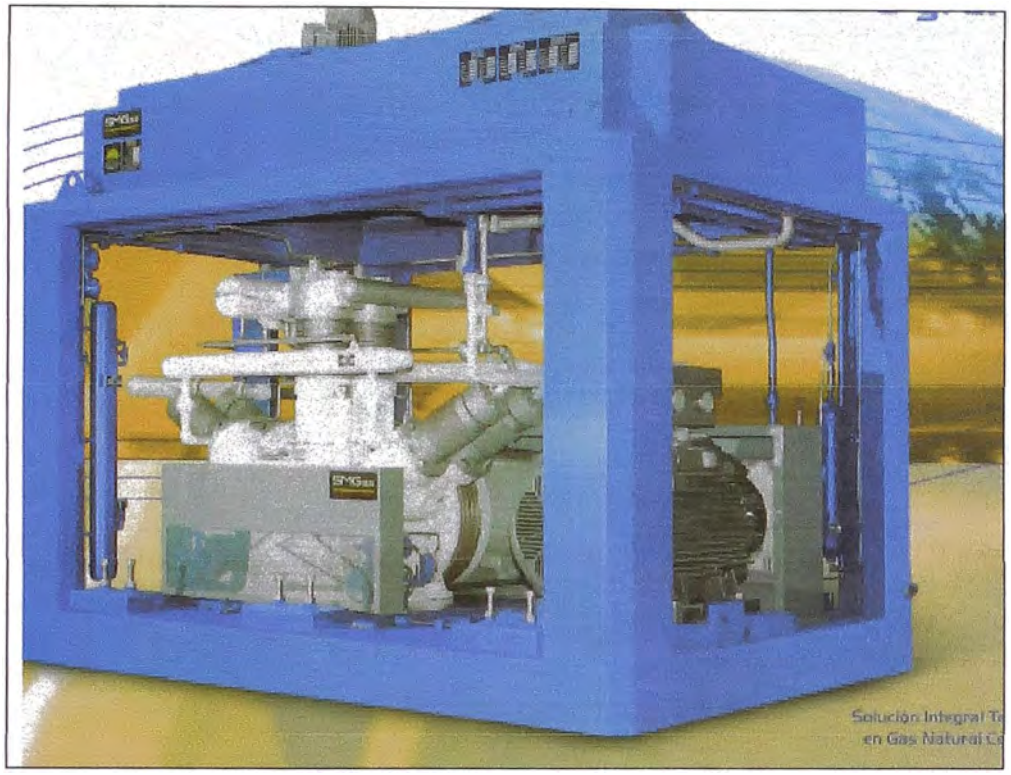


Figura 3.1 Compresor de gas natural BAZZ W6 3 etapas

El compresor, además, dispone de un tanque pulmón incorporado en la base del mismo. Desde allí, el ingreso de gas es controlado por una electroválvula o actuador que lo direcciona en el cilindro de 1° etapa, en el cual el gas es comprimido con una relación de compresión de 3:1 y es evacuado del mismo, para ingresar a un auto enfriador para disminuir la temperatura.

Luego ingresa a la 2° etapa de compresión para nuevamente ser comprimido y enfriado, y en estas condiciones, ser enviado a la 3° etapa de compresión, alcanzando

una presión de 250 bares. Después de cada enfriador el gas pasa por un condensador donde el mismo se separa del aceite emulsionado, humedad e impurezas.

b) Sub-estación eléctrica

La subestación eléctrica (ver figura 3.2) es el conjunto de elementos y dispositivos debidamente aislados y protegidos, destinados a alimentar con corriente eléctrica a los equipos y motores de la estación de servicio. Permite la entrada de alta tensión (10 KV) y a través de transformadores la distribuye de acuerdo a las potencias exigidas por los diferentes equipos.

La sub-estación se compone de:

Transformadores de 440 voltios

Transformadores de 220 y 110 voltios

Tableros de control eléctrico para los compresores

Tablero de control electrónico

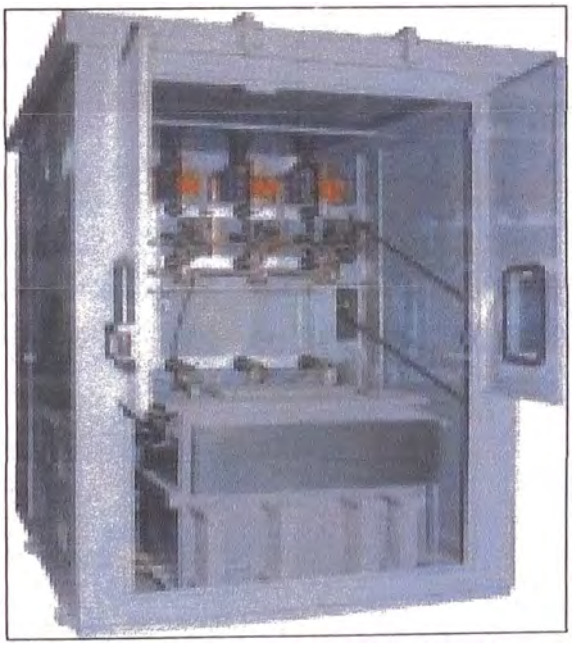


Figura 3.2. Sub-estación eléctrica Ambar Pack

c) Surtidores de gas natural

Estos equipos son los encargados de distribuir el gas natural comprimido hacia los vehículos automotores de los usuarios finales. La estación de servicio cuenta con 4 surtidores de la marca SMG, que presentan las siguientes características:

Características mecánicas

Línea de alimentación de gas: 1-3

Presión de trabajo: entrada 250 bar y salida 200 bar

Regulación: válvula reguladora de pistón

Apertura de las líneas de gas: válvulas-solenoides de 2 vías a pistón

Medición de volumen: medidor masico

Medición de presión de descarga: manómetro 4" de diámetro. Rango 0-400 bar.

Corte por sobre presión en la carga: presostato de corte (presión de corte regulada a 215 bares).

Manguera de carga: SAE 100 R8

Válvula de carga: serie 6000, 3 vias, comando manual

Válvula de corte: serie 6000, 2 vias, comando manual

Válvula de exceso de flujo: accionamiento mecánico de corte y automático.

Características eléctricas

Tensión de alimentación: 220 VCA

Potencia: 150 W

Medidor masico: marca ENDRESS&HAUSER

Accionamiento de válvulas solenoides: marca JEFFERSON

Figura 3.3. Surtidor de gas natural

El equipo surtidor cuenta con las siguientes válvulas dentro de su sistema de distribución de gas:

Válvula reguladora. Su función es restringir el pasaje de gas a medida que aumenta la presión. La presión de trabajo de esta válvula es de 250 bares.

Válvula solenoide. Su función es abrir y cerrar el paso de gas cuando la maniobra surja de una sentencia dada por la placa de control que determina según sea inicio de carga.

Válvula exceso flujo. Se acciona en el caso de flujo violento, como puede ocurrir en el caso de rotura franca de manguera.

Válvula de retención. El correcto funcionamiento de estas válvulas determina el rendimiento de todo el sistema de tres líneas, en el caso que la provisión se

haya realizado con este, o bien donde el retorno de flujo no debe existir; se colocan estas válvulas para lograr este efecto.

d) Sistema de control y accionamiento

El compresor se provee de un tablero eléctrico/ electrónico de control y accionamiento de la marca Simens el cual posee un PLC del tipo S7 200 (ver figura 3.4), un arrancador suave Sirius 3RW40 y un OP 73 como interfase hombre maquina. Este permite la fácil visualización y ajustes de rangos de las diferentes variables que son monitoreadas permanentemente durante el ciclo de arranque y parada del compresor protegiendo el sistema. Entre las variables que son monitoreadas tenemos:

Vibración del compresor

Presión del aceite del carter

Temperatura de 3° etapa

Temperatura de 2° etapa

Temperatura de 1° etapa

Presión de aspiración

Presión de 3° etapa

Presión de 2° etapa

Presión de 1° etapa

Presión de almacenaje

Figura 3.4. PLC modelo S7 200.

3.1.1 Codificación de Maquinas

Para facilitar la administración de las máquinas se deben clasificar los artículos con base en un sistema racional, que permita procedimientos de almacenajes adecuados y operativos, permitiendo la operacionalización de la estación y su fácil ubicación. La clasificación debe hacerse de tal modo que cada género de material ocupe un legar específico, que facilite su identificación y localización dentro de la estación de GNV.

La estación de servicio de GNV cuenta con la siguiente lista estructurada (ver tabla 3.2) que contiene las maquinas y equipos susceptibles de ser receptoras de un mantenimiento preventivo sistemático.

Tabla 3.2. Codificación de equipos

Código	Denominación	Modelo	Ubicación
A001	Compresor	BAZZ W6	Bunker
A001	Surtidor	SMGas	Isla 1
B002	Surtidor	3L-2M-DC-4500 AMB	Isla 2
B003	Surtidor	3L-2M-DC-4500 AMB	Isla 3
B004	Surtidor	3L-2M-DC-4500 AMB	Isla 4
C001	Tanque de almacenamiento	-	Bunker
D001	Sub-estación eléctrica	-	Cuarto de maquinas
D002	Sistema de control (PLC)	Siemens S7 200	Cuarto de maquinas

3.1.2 Grado de criticidad

Para la determinación de la criticidad de los equipos se han tomado en cuenta la dependencia logística, la facilidad de reparación, las fallas que lo afectan, la probabilidad de falla, su impacto al medio ambiente, la dependencia de la mano de obra, la flexibilidad de los equipos, y su valor económico.

Las tablas del 3.3 al 3.7 nos permiten calcular valores para la criticidad para los equipos con que cuenta la estación de servicio, de acuerdo a los criterios mencionados.

a) Compresor

Tabla 3.3 Tabla de prioridades para evaluar los equipos: compresor de gas natural

TABLA DE PRIORIDADES PARA EVALUAR LOS EQUIPOS EQUIPO: COMPRESOR DE GAS NATURAL				
ITEM	VARIABLES	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACIONES
1	EFECTOS SOBRE EL SERVICIO A OPERACIONES Y MEDIO AMBIENTE			
		PARA	4	Afecta al medio ambiente
		REDUCE	2	
		NO PARA	0	
2	VALOR TECNICO ECONOMICO			
	Considerar el costo de adquisicion y operación	ALTO	3	Mas de US$ 50,000
		MEDIO	2	
		BAJO	1	Menos de US$ 10,000
3	LA FALLA AFECTA			
a.	Al equipo en si	Si	1	Deteriiora otros componentes?
		No	0	
b.	Al servicio	Si	1	Origina problemas en otros equipos?
		No	0	
c.	Al operador	Riesgo	1	Posibilidad de accidentes al operador?
		Sin riesgo	0	
d.	A la seguridad	Si	1	Posibilidad de accidentes a otras personas y equipos cercanos?
		No	0	
4	PROBABILIDAD DE FALLA (CONFIABILIDAD)			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va trabajar correctamente cuando se le necesite?
		Baja	0	
5	FLEXIBILIDAD DE EQUIPOS EN EL SISTEMA			
		Unico	2	No existe otro igual o similar
		By Pass	1	El sistema puede seguir funcionando
		Stand By	0	Existe otro igual o similar no instalado
6	DEPENDENCIA LOGISTICA			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc./ Ext.	1	Algunos repuestos compran localmente
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente
7	DEPENDENCIA DE LA MANO DE OBRA			
		Terceros	2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
		Propia	0	El mantenimiento se realiza con personal propio
8	FACILIDAD DE REPARACION (MANTENIBILIDAD)			
		Baja	1	Mantenimiento dificil
		Alta	0	Mantenimiento facil
	ESCALA DE REFERENCIA		18	
A	CRITICA	16 a 20		
B	IMPORTANTE	11 a 15		
C	REGULAR	06 a 10		
D	OPCIONAL	00 a 05		

b) Sub-estación eléctrica

Tabla 3.4 Tabla de prioridades para evaluar los equipos: compresor de gas natural

TABLA DE PRIORIDADES PARA EVALUAR LOS EQUIPOS EQUIPO: SUB-ESTACION ELECTRICA				
ITEM	VARIABLES	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACIONES
1	EFECTOS SOBRE EL SERVICIO A OPERACIONES Y MEDIO AMBIENTE			
		PARA	4	Afecta al medio ambiente
		REDUCE	2	
		NO PARA	0	
2	VALOR TECNICO ECONOMICO			
	Considerar el costo de adquisicion y operación	ALTO	3	Mas de US$ 50,000
		MEDIO	2	
		BAJO	1	Menos de US$ 10,000
3	LA FALLA AFECTA			
a.	Al equipo en si	Si	1	Deteriiora otros componentes?
		No	0	
b.	Al servicio	Si	1	Origina problemas en otros equipos?
		No	0	
c.	Al operador	Riesgo	1	Posibilidad de accidentes al operador?
		Sin riesgo	0	
d.	A la seguridad	Si	1	Posibilidad de accidentes a otras personas y equipos cercanos?
		No	0	
4	PROBABILIDAD DE FALLA (CONFIABILIDAD)			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va trabajar correctamente cuando se le necesite?
		Baja	0	
5	FLEXIBILIDAD DE EQUIPOS EN EL SISTEMA			
		Unico	2	No existe otro igual o similar
		By Pass	1	El sistema puede seguir funcionando
		Stand By	0	Existe otro igual o similar no instalado
6	DEPENDENCIA LOGISTICA			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc./ Ext.	1	Algunos repuestos compran localmente
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente
7	DEPENDENCIA DE LA MANO DE OBRA			
		Terceros	2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
		Propia	0	El mantenimiento se realiza con personal propio
8	FACILIDAD DE REPARACION (MANTENIBILIDAD)			
		Baja	1	Mantenimiento dificil
		Alta	0	Mantenimiento facil
ESCALA DE REFERENCIA			13	
A	CRITICA	16 a 20		
B	IMPORTANTE	11 a 15		
C	REGULAR	06 a 10		
D	OPCIONAL	00 a 05		

c) Tanques de almacenamiento

Tabla 3.5 Tabla de prioridades para evaluar los equipos: tanques de almacenamiento

TABLA DE PRIORIDADES PARA EVALUAR LOS EQUIPOS EQUIPO: TANQUES DE ALMACENAMIENTO				
ITEM	VARIABLES	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACIONES
1	EFECTOS SOBRE EL SERVICIO A OPERACIONES Y MEDIO AMBIENTE			
		PARA	4	Afecta al medio ambiente
		REDUCE	2	
		NO PARA	0	
2	VALOR TECNICO ECONOMICO			
	Considerar el costo de adquisicion y operación	ALTO	3	Mas de US$ 50,000
		MEDIO	2	
		BAJO	1	Menos de US$ 10,000
3	LA FALLA AFECTA			
a.	Al equipo en si	Si	1	Deteriiora otros componentes?
		No	0	
b.	Al servicio	Si	1	Origina problemas en otros equipos?
		No	0	
c.	Al operador	Riesgo	1	Posibilidad de accidentes al operador?
		Sin riesgo	0	
d.	A la seguridad	Si	1	Posibilidad de accidentes a otras personas y equipos cercanos?
		No	0	
4	PROBABILIDAD DE FALLA (CONFIABILIDAD)			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va trabajar correctamente cuando se le necesite?
		Baja	0	
5	FLEXIBILIDAD DE EQUIPOS EN EL SISTEMA			
		Unico	2	No existe otro igual o similar
		By Pass	1	El sistema puede seguir funcionando
		Stand By	0	Existe otro igual o similar no instalado
6	DEPENDENCIA LOGISTICA			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc./ Ext.	1	Algunos repuestos compran localmente
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente
7	DEPENDENCIA DE LA MANO DE OBRA			
		Terceros	2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
		Propia	0	El mantenimiento se realiza con personal propio
8	FACILIDAD DE REPARACION (MANTENIBILIDAD)			
		Baja	1	Mantenimiento dificil
		Alta	0	Mantenimiento facil
	ESCALA DE REFERENCIA		14	
A	CRITICA	16 a 20		
B	IMPORTANTE	11 a 15		
C	REGULAR	06 a 10		
D	OPCIONAL	00 a 05		

d) Surtidor

Tabla 3.6 Tabla de prioridades para evaluar los equipos: surtidor

TABLA DE PRIORIDADES PARA EVALUAR LOS EQUIPOS EQUIPO: SURTIDOR				
ITEM	VARIABLES	CONCEPTO	PONDERACION	OBSERVACIONES
1	EFECTOS SOBRE EL SERVICIO A OPERACIONES Y MEDIO AMBIENTE			
		PARA	4	Afecta al medio ambiente
		REDUCE	2	
		NO PARA	0	
2	VALOR TECNICO ECONOMICO			
	Considerar el costo de adquisicion y operación	ALTO	3	Mas de US$ 50,000
		MEDIO	2	
		BAJO	1	Menos de US$ 10,000
3	LA FALLA AFECTA			
a.	Al equipo en si	Si	1	Deteriiora otros componentes?
		No	0	
b.	Al servicio	Si	1	Origina problemas en otros equipos?
		No	0	
c.	Al operador	Riesgo	1	Posibilidad de accidentes al operador?
		Sin riesgo	0	
d.	A la seguridad	Si	1	Posibilidad de accidentes a otras personas y equipos cercanos?
		No	0	
4	PROBABILIDAD DE FALLA (CONFIABILIDAD)			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va trabajar correctamente cuando se le necesite?
		Baja	0	
5	FLEXIBILIDAD DE EQUIPOS EN EL SISTEMA			
		Unico	2	No existe otro igual o similar
		By Pass	1	El sistema puede seguir funcionando
		Stand By	0	Existe otro igual o similar no instalado
6	DEPENDENCIA LOGISTICA			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc./ Ext.	1	Algunos repuestos compran localmente
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente
7	DEPENDENCIA DE LA MANO DE OBRA			
		Terceros	2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
		Propia	0	El mantenimiento se realiza con personal propio
8	FACILIDAD DE REPARACION (MANTENIBILIDAD)			
		Baja	1	Mantenimiento dificil
		Alta	0	Mantenimiento facil

ESCALA DE REFERENCIA			8
A	CRITICA	16 a 20	
B	IMPORTANTE	11 a 15	
C	REGULAR	06 a 10	
D	OPCIONAL	00 a 05	

e) Sistema de control (PLC)

Tabla 3.7 Tabla de prioridades para evaluar los equipos: sistema de control (PLC)

TABLA DE PRIORIDADES PARA EVALUAR LOS EQUIPOS EQUIPO: SISTEMA DE CONTROL (PLC)				
ITEM	**VARIABLES**	**CONCEPTO**	**PONDERACION**	**OBSERVACIONES**
1	**EFECTOS SOBRE EL SERVICIO A OPERACIONES Y MEDIO AMBIENTE**			
		PARA	4	Afecta al medio ambiente
		REDUCE	2	
		NO PARA	0	
2	**VALOR TECNICO ECONOMICO**			
	Considerar el costo de adquisicion y operación	ALTO	3	Mas de US$ 50,000
		MEDIO	2	
		BAJO	1	Menos de US$ 10,000
3	**LA FALLA AFECTA**			
a.	Al equipo en si	Si	1	Deteriiora otros componentes?
		No	0	
b.	Al servicio	Si	1	Origina problemas en otros equipos?
		No	0	
c.	Al operador	Riesgo	1	Posibilidad de accidentes al operador?
		Sin riesgo	0	
d.	A la seguridad	Si	1	Posibilidad de accidentes a otras personas y equipos cercanos?
		No	0	
4	**PROBABILIDAD DE FALLA (CONFIABILIDAD)**			
		Alta	2	Se puede asegurar que el equipo va trabajar correctamente cuando se le necesite?
		Baja	0	
5	**FLEXIBILIDAD DE EQUIPOS EN EL SISTEMA**			
		Unico	2	No existe otro igual o similar
		By Pass	1	El sistema puede seguir funcionando
		Stand By	0	Existe otro igual o similar no instalado
6	**DEPENDENCIA LOGISTICA**			
		Extranjero	2	Repuestos se tienen que importar
		Loc./ Ext.	1	Algunos repuestos compran localmente
		Local	0	Repuestos se consiguen localmente
7	**DEPENDENCIA DE LA MANO DE OBRA**			
		Terceros	2	El mantenimiento requiere contratar a terceros
		Propia	0	El mantenimiento se realiza con personal propio
8	**FACILIDAD DE REPARACION (MANTENIBILIDAD)**			
		Baja	1	Mantenimiento dificil
		Alta	0	Mantenimiento facil

ESCALA DE REFERENCIA			**8**
A	CRITICA	16 a 20	
B	IMPORTANTE	11 a 15	
C	REGULAR	06 a 10	
D	OPCIONAL	00 a 05	

De los cuadros construidos se puede apreciar que el equipo que presenta mayor grado de criticidad es el compresor de gas natural, ello porque implica los mayores costos y porque su uso es indispensable para la estación de servicio pueda seguir operando. A continuación se muestra la tabla 3.8 donde se resume lo anterior:

Tabla 3.8 Grados de criticidad de los equipos

Equipo	Grado de criticidad
Compresor	18
Tanque de almacenamiento	14
Sub-estacion electrica	13
Surtidor	10
Sistema de control (PLC)	9

3.1.3 Estado de Conservación

Los equipos con los que cuenta la estación de servicio empezaron a operar desde el 20 mayo de 2009; el compresor registra un promedio de 11 horas de funcionamiento diario. Las maquinas fueron adquiridas la empresa argentina SMGas y llevadas al Perú en setiembre del 2008.

3.2 HERRAMIENTAS DE TRABAJO

A continuación se muestra el listado de herramientas (ver tabla 3.9) con que cuenta la empresa, que utilizaba la empresa ante problemas con otros equipo relacionados a la venta de combustibles (dispensadores de gasolinas, bombas, etc).

Tabla 3.9. Listado de herramientas de trabajo

N°	Descripción
1	Llave; juego Allen serie larga con bola en petaca de plástico 1,5 a12 mm.
2	Llave; juego Allen serie larga con bola en petaca de plástico 3/67" a 3/4".
3	Llave; fija dos bocas 29x32.
4	Llave; stillson 12".
6	Alicates; universal plano.
7	Alicates; corte diagonal tipo reforzado.
8	Alicates; boca plana.
9	Alicates; Juego para arandelas interiores y exteriores.
10	Destornilladores; juego para mecánicos.
11	Destornilladores; extracorto boca estampada.
12	Destornilladores; extracorto Phillips.
13	Destornilladores; juego de precisión.
14	Destornilladores; juego de puntas y destornillador de golpe

3.3 HISTORIAL DE TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

A continuación en la tabla 3.10 se muestra los trabajos de mantenimiento realizados a los equipos durante su puesta en marcha hasta la fecha en que se encuentran en operación.

Tabla 3.10. Trabajos de mantenimiento realizados

Tareas realizadas	Equipo	Ubicación	Fecha
Limpieza de válvulas solenoide	Surtidores 1-4	Playa	15/05/2009
Limpieza de válvulas solenoide	Surtidores 1-2	Playa	30/05/2009
Limpieza de válvulas solenoide	Surtidor 3	Playa	15/06/2009
Limpieza de válvulas solenoide	Surtidor 3	Playa	20/06/2009
Cambio de tarjeta electrónica	Surtidores 2	Playa	01/06/2009
Cambio de manómetro de 3 etapa	Compresor	Bunker	20/06/2009
Cambio de válvula solenoide de alta presión	Surtidor 3	Playa	28/06/2009
Cambio de válvula solenoide de baja presión	Compresor	Bunker	14/07/2009
Cambio de chips lectores de carga inteligente	Surtidores 1, 2, 3, 4	Playa	27/07/2009
Cambio de la manguera de despacho	Surtidor 2	Playa	09/08/2009

3.4 MANUALES TÉCNICOS DEL FABRICANTE

La empresa SMGas otorgo a la empresa el manual técnico de instalación, operación y mantenimiento del compresor, además otorgo un manual de instalación del sistema de control PLC.

En estos manuales se puede observar cuales son los procedimientos para la instalación y el mantenimiento del compresor de acuerdo al modelo y a las condiciones de trabajo en las que se encuentre. Cabe resaltar que algunos que los

trabajos de mantenimiento tienen que ser realizados por personal preparado, que haya recibido capacitación sobre los equipos.

3.5 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO Y PROCEDIMIENTOS ACTUALES

La empresa, actualmente, no cuenta con programas y procedimientos documentados, sigue un mantenimiento correctivo que actúa inmediatamente después de ocurrida la falla. Se utiliza el manual del fabricante para realizar el mantenimiento al compresor, sin embargo existen se podrían realizar otras actividades que complementen las actividades de mantenimiento establecidas.

La empresa cuenta con un registro de las actividades realizadas durante el día, en el cual se especifica los imprevistos y los problemas que han ocurrido en los equipos. La implementación de un mantenimiento preventivo permitirá que la empresa mejore sus tiempos de repuesta a las fallas, mejorando la calidad en su servicio para sus clientes e incrementando la vida útil de sus equipos.

3.6 ALMACÉN DE REPUESTOS Y MATERIALES.

La empresa realizó compras de repuestos al iniciar sus operaciones que fueron utilizados progresivamente. Actualmente la estación cuenta con un almacén de repuestos que no fueron utilizados por la puesta en marcha, lo cual nos indica que no son suficientes para casos mayores de reparación. En la tabla 3.11 se puede apreciar con que repuestos cuenta la estación de servicio en la actualidad.

Tabla 3.11. Repuestos y materiales

Descripción	Cantidad
Válvula de carga para surtidores de GNV	2
Pico de pistola surtidora MS – 003	2
Codos de paso	1
Tubería flexible	1
Válvula concéntrica de 1° Etapa	2
Juego de Aros de 1° Etapa	2
Juego de Juntas CU y AL	6
Válvula Concéntrica de 2° Etapa	2
Juego de Aros de 2° Etapa	2
Válvula Concéntrica de 3° Etapa	2
Juego de Aros de 3° Etapa	2

3.7 RECURSOS HUMANOS DISPONIBLES

La empresa cuenta con personal técnico mecánico, pero sin la suficiente experiencia en equipos de gas natural. Los trabajos de mantenimiento mencionados lo ha realizado la empresa proyectista LEMAF GAS y la empresa argentina SMGas, proveedora de los equipos, que envió personal técnico calificado desde Argentina hasta el Perú, pero debido a la distancia, algunas veces, no han podido llegar en el tiempo requerido.

CAPITULO IV

IMPLEMENTACION DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

4.1 PLANEAMIENTO

Las tareas de mantenimiento serán establecidas periódicamente según el grado de criticdad y el registro histórico de fallas de cada equipo. Se tomará en cuenta, además, las recomendaciones del fabricante al formular las actividades de mantenimiento.

4.1.1 Planificación

En esta etapa se deben tener en cuenta

a) El tipo de trabajo a realizar.- Se programaran tareas para los equipos seleccionados como son el compresor, los tanques de almacenamiento, los surtidores, la sub-estación eléctrica y el sistema de control PLC.

b) Las herramientas necesarias.- Para implementar el programa de mantenimiento preventivo se requiere de herramientas para realizar las tareas programadas que serán ordenadas bajo un código y ubicadas en un almacén principal.

c) Los repuestos y otros materiales que se necesiten. El stock de repuestos que se manejara según la criticidad de equipos y del registro histórico de fallas ocurridas. Además se tendrá en el almacén los implementos de

seguridad necesarios para realizar las inspecciones diarias en el compresor y los demás equipos.

4.1.2 Políticas de mantenimiento

Las políticas a emplearse para el desarrollo de las tareas de mantenimiento son las siguientes:

Se emplearan las herramientas bajo la responsabilidad de los técnicos encargados de realizar las tareas de mantenimiento.

Se realizaran charlas semanales acerca de las mejoras en los planes de mantenimiento.

Los formatos serán llenados por el personal de mantenimiento y serán revisados diariamente.

Se tomaran las mediciones de presiones y temperaturas del compresor, vistiendo los implementos de seguridad otorgados por la estación de servicio.

El personal de mantenimiento impartirá charlas a los despachadores sobre temas de seguridad y el uso apropiado de los equipos.

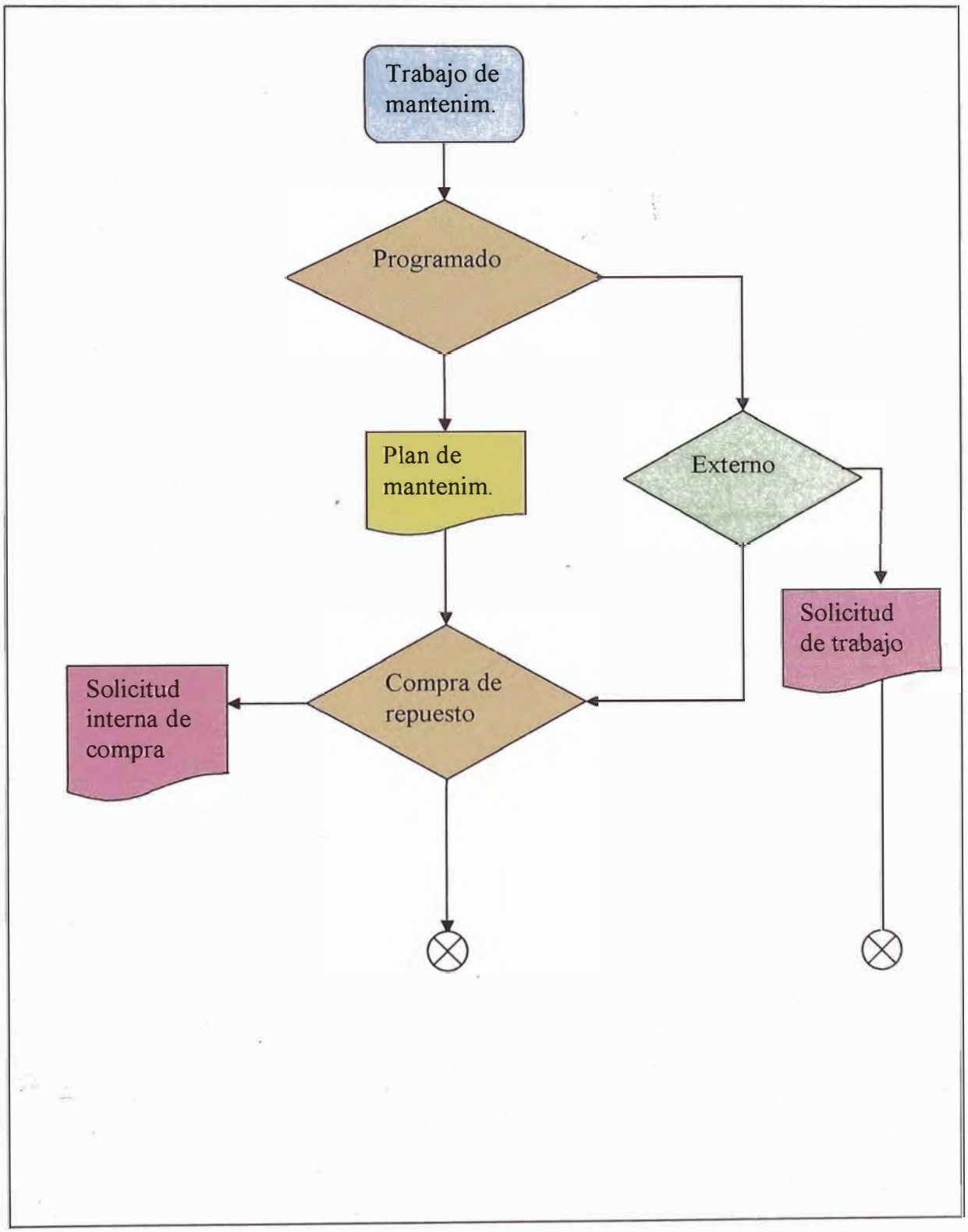
Se tercerizarán aquellos trabajos de mantenimiento, que requieren de un nivel especializado, a empresas con mayor experiencia en el sector.

Las capacitaciones al personal de mantenimiento serán realizadas por personal experto en el uso de equipos a gas natural.

Se seguirán las recomendaciones del fabricante acerca de las acciones de mantenimiento a realizar.

4.1.3 Orden de actividades de mantenimiento

El orden de las actividades de mantenimiento a implementar se puede apreciar en la figura 4.1



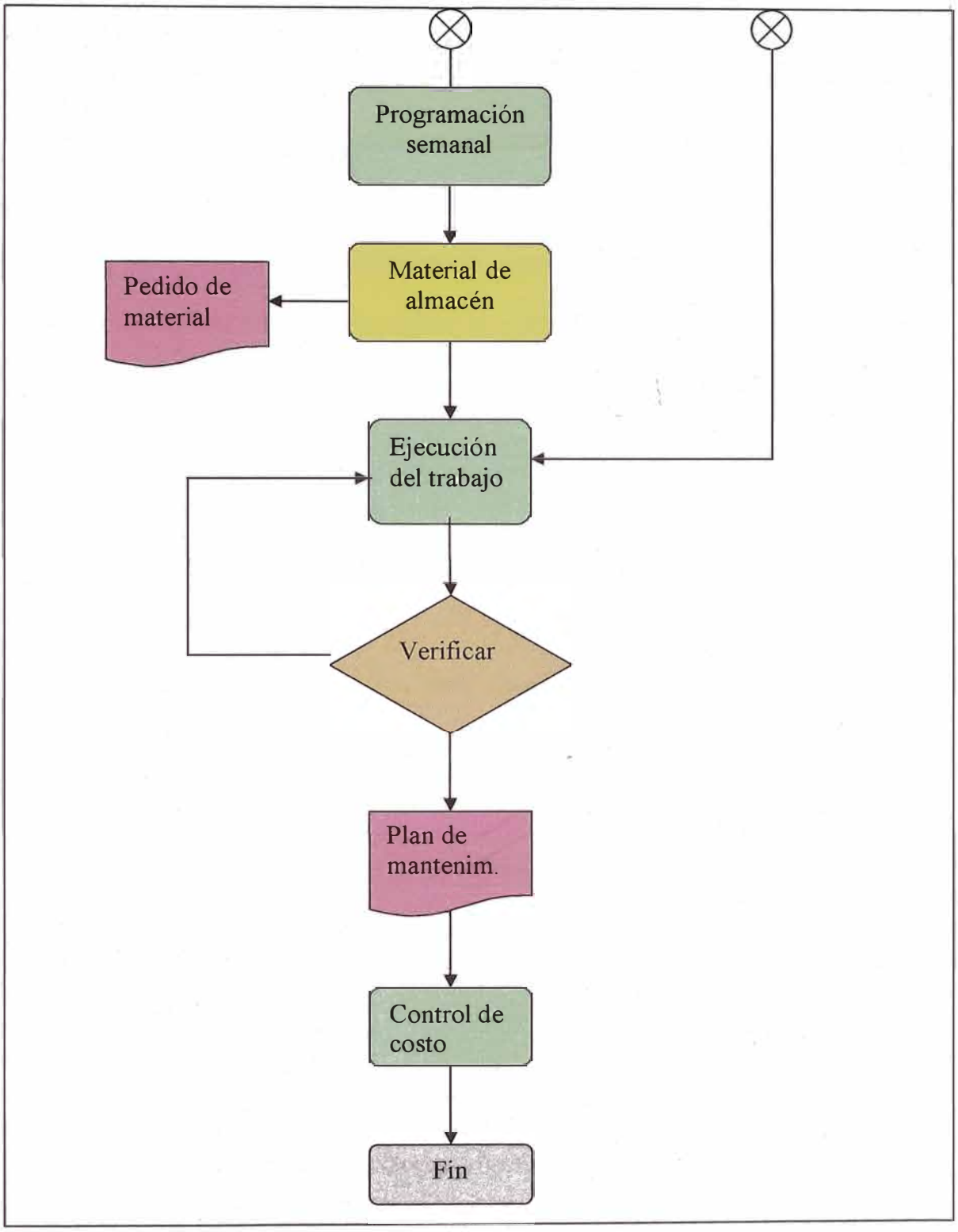


Figura 4.1. Diagrama de flujo de las actividades de mantenimiento

4.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

La programación es la determinación del momento mas adecuado para realizar un determinado trabajo de mantenimiento. En esta parte se describirán las actividades de mantenimiento tomando en cuenta las recomendaciones del fabricante, así como la antigüedad de la maquinaria, el nivel de desgaste, la capacidad de realizar tareas, la capacidad de realizar tareas, la disponibilidad de la maquina y otros aspectos que consideren para un mejor manejo del personal de mantenimiento.

Las principales actividades a considerar son las siguientes:

Analizar los trabajos a realizar

Coordinar recursos de mano de obra y materiales

Fijar fecha y hora

Formalizar el programa (aprobación)

Coordinar envío de los recursos al lugar de trabajo

Hacer seguimiento del programa

Retroalimentación

4.2.1 <u>Lista de trabajo por equipo</u>

De acuerdo a los equipos clasificados a realizar mantenimiento se tienen las siguientes tareas:

a) Puente de medición. Frecuencia: cuatrimestral

Monitoreo de la mezcla explosiva en el ambiente

Verificar fugas en uniones bridadas, roscadas, tubing y/o conexiones.

Verificar posición de válvulas y/o accesorios (reestablecer y verificar si fuera necesario).

Verificar posición de la válvula actuada de ingreso a la estación y/o accesorios.

Verificar estado y conformidad de precintos (cambiar si fuera necesario).

Verificar integridad eléctrica (conduit, puesta a tierra, canaletas, interruptores, luminarias, accesorios sellantes y tomacorrientes).

Verificar estado del recinto (carteles de señalización, vencimiento de extintores, mallas de protección de ventanas y/o rendijas de puertas, poliuretano en intersecciones tubería – pared).

b) Puente de filtrado. Frecuencia: cuatrimestral

Verificar diferenciales de presión en filtro activo y de reserva.

Habilitación de filtro de reserva y/o bypass del mismo (verificar diferencial de presión del filtro previa a la habilitación).

Bloqueo y despresurización del filtro a aperturar (verificar hermeticidad de válvulas de bloqueo de presión remanente en el filtro).

Verificar estado de elementos filtrantes (cambiar si fuera necesario) finalmente verificar el correcto sellado de la base con el elemento filtrante.

c) Compresor

c.1 Tareas diarias

Drenar el equipo tres veces al día. El drenaje se realiza con el motor detenido y a continuación abrir las válvulas de purga de condensador de la 1°, 2° y 3° etapa durante 5 a 10 segundos. Luego cerrar dichas válvulas y abrir la válvula de drenaje de tanque de choque y sacar los líquidos.

Verificar el nivel de aceite del carter. Verificar que el aceite del carter se encuentre en su nivel, en el medio del visor, si faltara, completar el mismo con LUBRAX MID 400 25W 50.

Control de ruidos y vibraciones.

Limpieza del equipo. Se deberá mantener el equipo completamente limpio de polvo y otros elementos. La limpieza del equipo puede efectuarse directamente con agua a presión y la maquina detenida.

Controlar presiones y temperaturas. Se debe controlar las presiones y temperaturas para saber si se encuentran dentro de los parámetros normales.

Llevar un registro con: presiones, temperaturas, horas de funcionamiento y observaciones de anomalías

Control de fallas. Aparecerán posibles fallas en la pantalla de control del PLC. Cuando esto suceda se debe corregir el inconveniente, ventear el compresor y posteriormente oprimir el botón ASK y reiniciar la puesta en marcha. (ver anexos)

c.2 Mantenimiento global

Los trabajos de mantenimiento y reparación se harán cuando el compresor se encuentre desenergizado y ventilado. Estos trabajos se relazaran con absoluto orden y limpieza, evitando que todas las partes desmontadas entren en contacto con partículas de polvo e impurezas.

Cumplidas 100 horas de marcha

Verificación de fugas (aceite, gas)

Verificación funcional de compresores, surtidores, panel de secuencia.

Control de tablero eléctrico

Apriete de buhonería

Ajuste de correa del motor principal si es necesario

Reemplazo, ajuste o calibración de cualquier elemento que considere imprescindible para continuar con el correcto funcionamiento.

Otros controles a considerar en cada mantenimiento

Verificación de vibraciones

Verificación de prueba de alarmas

Verificación de bornes eléctricos

Verificación de consumo del motor principal y los ventiladores

Cumplidas 2,500 horas de marcha

Verificación de control de fugas (aceite y gas)

Verificación funcional del compresor, surtidores, panel de secuencia

Control de tablero eléctrico

Cambio de aceite y filtro mas lavado de carter

Inspección interna de aros y guías

Ajuste de correas de motor principal si es necesario.

Lubricación rodamiento delantero del motor principal

Verificación de empaquetaduras

Reemplazo, ajuste o calibración de cualquier elemento que considere imprescindible para continuar con el correcto funcionamiento.

Cumplidas 4,000 horas de marcha

Verificación y control de fugas (aceite y gas).

Verificación funcional del compresor, surtidores, panel de secuencia.

Control de tablero eléctrico.

Verificar empaquetaduras.

Cambio de aceite y filtro mas lavado de carter.

Cambio de válvulas de compresión.

Cambio de aros y buje guía de 3° etapa.

Tensado de correas de motor principal.

Lubricación rodamientos del motor principal.

Reemplazo, ajuste o calibración de cualquier elemento que considere imprescindible para continuar con el correcto funcionamiento.

Cumplidas 8000 horas de marcha

Verificación y control de fugas (aceite, gas)

Verificación funcional del compresor, surtidores, panel de secuencia

Control de tablero eléctrico

Cambio de aceite y filtro

Verificar empaquetaduras

Cambio de válvulas de compresión

Cambio de aros y bujes guías de 1° y 2° etapas

Tensado de las correas si fuera necesario

Lubricación de rodamientos del motor principal

Reemplazo, ajuste o calibración de cualquier elemento que considere imprescindible para continuar el correcto funcionamiento.

Cumplidas 12,000 horas de marcha

Mismos ítems de mantenimiento de 4,000 horas

Cumplidas 16,000 horas de marcha

Mismos ítems de mantenimiento de 8,000 horas

d) Surtidores

d.1 Tareas rutinarias

Cambio de orings del pico de carga cada vez que se rompan por el uso normal.

Las mangueras no deben ser traccionadas ni tensionadas en exceso. Verificar este estado diariamente.

La válvula de bloqueo manual (VBM) debe ser inspeccionada periódicamente ya que puede fallar su cierre aunque este no se utilice.

d.2 Mantenimiento global:

Revisiones mensuales de la válvula de 3 vías.

Revisiones a las tuberías de gas cada 3 meses.

Verificar la válvula de exceso de flujo mensualmente

Limpieza de las válvulas solenoides cada 6 meses

e) Tanques de almacenamiento. Frecuencia semanal

Aseo del cuarto de compresión.

Verificar el estado de tuberías y conexiones.

Inspeccionar el estado de anclajes.

Verificar el estado de manómetros.

Alarma de detección de gases y dispositivos de seguridad.

f) Unidad de control (PLC). Frecuencia semanal

Verificar el estado de puerta de acceso y señales

Verificar el estado de interruptores

Inspeccionar la iluminación y aseo del tablero

Comprobar que los dispositivos de seguridad funcionen correctamente

4.2.2 Herramientas de trabajo

Las herramientas principales que necesitaremos para realizar los trabajos de mantenimiento se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Listado de herramientas de trabajo necesarias

Ítem	Código	Descripción
1	K001	Llaves; juego estrella planas de dos bocas 6/7 a 30/32.
2	K002	Llave; juego estrella acodadas 6/7 a 30/32.
3	K003	Llave ajustable moleta lateral 6".
4	K004	Llave ajustable moleta lateral 12".
5	K005	Llave ajustable moleta lateral 24".
6	K006	Llave; juego Allen serie larga con bola en petaca de plástico 1,5 a12 mm.
7	K007	Llave; juego Allen serie larga con bola en petaca de plástico 3/67" a 3/4".
8	K008	Llave; fija dos bocas 29x32.
9	K009	Llave; fija dos bocas 32x36.
10	K010	Llave; fija dos bocas 34x36.
11	K011	Llave; fija dos bocas 36x41.
12	K012	Llave; fija dos bocas 41x46.
13	K013	Llave; fija dos bocas 46x50.
14	K014	Llave; estrella acodada 32x36.
15	K015	Llave; estrella acodada 36x41.
16	K016	Llave; estrella acodada 41x46.
17	K017	Llave; estrella acodada 46x50.

Tabla 4.1. Listado de herramientas de trabajo necesarias (continuación)

Ítem	Código	Descripción
18	K018	Llave; fija de golpe 32mm.
19	K019	Llave; fija de golpe 36mm.
20	K020	Llave; fija de golpe 41mm.
21	K021	Llave; fija de golpe 46mm.
22	K022	Llave; estrella golpe 32mm.
23	K023	Llave; estrella golpe 36mm.
24	K024	Llave; estrella golpe 41mm.
25	K025	Llave; estrella golpe 46mm.
26	K026	Llave; stillson 12".
27	K027	Llave; stillson 24".
28	M001	Alicates; universal plano.
29	M002	Alicates; corte diagonal tipo reforzado.
30	M003	Alicates; boca plana.
31	M004	Alicates; Juego para arandelas interiores y exteriores.
32	M005	Alicates; apertura múltiple de cremallera.
33	M006	Destornilladores; juego para mecánicos.
34	M007	Destornilladores; extracorto boca estampada.
35	M008	Destornilladores; extracorto Phillips.
36	M009	Destornilladores; juego de precisión.
37	M010	Destornilladores; juego de puntas y destornillador de golpe

4.2.3 Materiales y repuestos

Como se menciono anteriormente, el almacén deberá tener un stock de repuestos e implementos de seguridad necesarios para realizar las actividades de mantenimiento. Entre los repuestos mas importantes que deben tener en stock se muestran en la tabla 4.2

Tabla 4.2. Repuestos necesarios en el almacén

Descripción	Cantidad
Kit de reparación de válvula solenoide de compresor	2
Correas de compresor	2
Juego de manguera corta, larga y válvula de tres vías	3
Juego de acoples rápidos de surtidor	2
Display de surtidor	2
Kit de reparación de válvula solenoide de surtidor	2
Baterías de surtidor	3
Filtros coalescentes	2

Los implementos de seguridad que se necesitan para el personal de mantenimiento se muestran en la tabla 4.3:

Tabla 4.3. Implementos de seguridad

Implementos de seguridad	Cantidad
Cascos	5
Tapones para oidos	5
Botas de punta de acero	5
Lentes de seguridad	5
Overoles	4

4.3 NORMAS DE SEGURIDAD EN UNA ESTACIÓN DE GNV

Las normas de seguridad de GNV son nuevas y se cumplen en toda la actividad, el fundamento de las principales normas de seguridad a contemplar en la operación básica de los equipos bajo su estricto cumplimiento, permite garantizar la integridad física de las personas y la conservación de los equipos.

4.3.1 Normas de seguridad en la unidad de compresión y almacenamiento de GNV

Alrededor de los compresores y los tanques de almacenamiento se deben instalar sistemas automáticos para detección de escapes de gas y llama, que a su vez accionan sistemas fijos de extinción con agua, CO2 o polvo químico seco. Estas precauciones se aplican para las estaciones de GNV grandes, con almacenamientos de gas comprimido superiores a 4000 litros.

Se debe instalar extintores de 10 kilogramos de polvo químico en las áreas de: compresores, zona de regulación y medición, las islas de surtidores y en la zona de almacenamiento.

Ya se hizo énfasis en el cumplimiento de estándares y procedimientos de diseño, instalación, prueba, operación y mantenimiento de los equipos y en el entrenamiento del personal involucrado. Además, es importante tener en cuenta ciertas prácticas que aumentan la confiabilidad y seguridad ayudando a los operarios a cumplir su labor, En las áreas de compresión y almacenamiento de GNCV se colocarán carteles indicando:

Prohibido fumar.

Peligro, gas a alta presión.

Prohibida la entrada a personas no autorizadas.

Se deben realizar pruebas y ensayos periódicos en las estaciones de servicio, así como:

Una prueba hidrostática semestral a las mangueras de los surtidores a una presión de una y media (1.5) veces la presión máxima de trabajo, verificando que no existan escapes u otras señales de fallas.

Calibración y control de todas las válvulas de alivio de presión, de exceso de flujo y demás accesorios de segundad. En el caso de las válvulas de alivio se debe colocar una placa indicando la fecha de verificación y calibración.

Una prueba hidrostática cada cinco (5) años a los cilindros de almacenamiento de la estación de servicio a una y media (1.5) veces la presión normal de trabajo. La estación debe llevar un registro de todas las pruebas firmadas por su representante legal o propietario, y cada año deberá enviar copia a la Alcaldía Distrital o Municipal.

4.3.2 Normas de seguridad en la unidad de distribución de GNV

El responsable de la estación de servicio de GNV debe informar, capacitar y entrenar a todo el personal de la estación sobre el plan de contra incendio, señalándole las actividades que le corresponden a cada uno de ellos

en el caso de una emergencia en la operación de abastecimiento. Se debe instalar extintores de 10 kilogramos de polvo químico en las áreas de: las islas de surtidores y en la zona de abastecimiento de GNV.

Cuando la estación tiene más de 4 mangueras de llenado se debe disponer de un extintor rodante de 70 kilogramos de polvo químico seco ubicado cerca de las oficinas de administración del estado. En las vías de acceso y alrededor de los surtidores deben colocarse carteles con dimensión normalizadas indicando: ejemplo Prohibido fumar.

Durante el llenado de los vehículos, el motor debe permanecer apagado, no debe haber personas en su interior y no se debe permitir la puesta en marcha antes de desconectar la manguera de llenado. La operación de los equipos sólo podrá ser realizada por el personal autorizado.

En el área de los surtidores deben colocarse avisos visibles y de fácil lectura de carácter informativo, preventivo y restrictivo, tales como no fumar, apague el motor, no estacione, 1Km/h máximo, no circule por esta área, etc. Sobre el surtidor debe colocarse un cartel con leyenda fácilmente visible en donde se describan las instrucciones del llenado y el personal; que está autorizado para realizar esta operación.

4.3.3 Normas de seguridad en la unidad de control de la estación de GNV

En las instalaciones eléctricas que se encuentren cerca (se establecen las distancias mínima; del área de almacenamiento.

Las instalaciones eléctricas caen dentro de la Clasificación Grupo D, Clase I, División I y Estándar de Clasificación de la norma americana NFPA - 70 bajo él titulo de código electrice Una localización Clase I, División I es el lugar o área en la cual, bajo condiciones normales d operación, puede existir la presencia de gases inflamables, o en el cual las concentraciones de ignición de tales gases o vapores que puedan existir bajo condiciones normales de operador mantenimiento o por fuga en la cual una ruptura o por falla de gases o vapores inflamables puedan causar fallas simultaneas en el equipo eléctrico.

Una localización Clase I, División 2 es el lugar o área en la cual puedan existir líquidos inflamables volátiles o gases inflamables que estos estén en su condición normal confinados dentro de contenedores o sistemas cerrados de donde puedan escapar solo en caso de ruptura accidente; de tales contenedores o sistemas. También aplica a situaciones en la cual las concentraciones de ignición de gases o vapores se prevengan por ventilación mecánica positiva y en cuyo caso se puedan dar situaciones de peligro debidas a fallas de operación del equipo de ventilación, o que la localización esté adyacente a la localización Clase I, División I, y en donde las concentraciones de ignición de gases o vapores puedan ocasionalmente estar comunicadas a menos que tales

comunicaciones sean prevenidas por una ventilación de presión positiva adecuada de una fuente de aire limpio y sistema efectivos contra fallas de ventilación. En la figura 4.2 se muestra los criterios a usar para las instalaciones eléctricas de una estación de GNV:

Localización Del Equipo Eléctrico respecto a:	División del Código NFPA-70	Alcance del Área Clasificada
Recipientes	✓ 2	Hasta 3 metros de distancia de los recipientes
Area con equipo de compresión y equipo auxiliar		
Exteriores	✓ 1	Hasta 1.5 metros del equipo
Exteriores	✓ 2	De 1.5 a 4.6 m del equipo
Interiores	✓ 1	Hasta 1.5 m del equipo
Interiores	✓ 2	A mas de 1.5 m del equipo
Surtidores de GNCV		
Exteriores	✓ 2	De 1.5 a 4.6 m del equipo
Exteriores	✓ 1	Hasta 1.5 metros del equipo

Figura 4.2. Criterios estándar a utilizar en las instalaciones eléctricas de una estación de GNV

Los flujos de gases o de líquidos generan cargas eléctricas debidas a la fricción contra la superficie interna de la tubería, las cuales si no encuentran una vía para ir a tierra, se acumulan en los equipos o mangueras como corriente estática y al descargarse pueden producir chispa y causar un accidente; por esta razón, tanto el compresor como el surtidor deben conectarse con cable desnudo al sistema de puesta a tierra de la estación con el fin de evitar las llamadas corrientes parásitas. Igualmente, las mangueras para cargar los vehículos deben tener protección contra corriente estática, así como las conexiones de tubería donde las dos mitades de los acoples metálicos están en contacto.

4.4 SISTEMA DE INFORMACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE DATOS

El sistema de información y el almacenamiento de datos serán implementados a través de los reportes diarios que los técnicos de mantenimiento emitan sobre las fallas en los equipos. El jefe de mantenimiento deberá ordenar la información para anticiparse a las futuras fallas que podrían ocurrir en el futuro.

4.4.1 Informes de mantenimiento

Para realizar los informes de mantenimiento se utilizara el siguiente formato, el cual tomara mediadas a las presiones y temperaturas de la unidad compresora durante cada semana (ver tabla 4.5).

4.4.2 Registros históricos

Los registros históricos de las fallas de equipos ayudan a mejorar las actividades de mantenimiento programadas preventivo. Esos registros nos ayudaran a identificar cuales son las causas de los problemas identificados con mayor frecuencia. El sistema PLC almacena un histórico de las ultimas alarmas que se producen en el compresor, ello permitirá que los registros históricos puedan almacenar mayor cantidad de información.

Además de contar con este histórico se debe incrementar este registro adicionando que trabajos de mantenimiento se realizaron para solucionar esta alarma, para ello se utilizará la tabla 4.6 de control de fallas.

En la tabla 4.4 se muestran las alarmas producidas en el compresor desde su operación.

Tabla 4.4. Registros históricos de mantenimiento

Registro de falla	Equipo	Fecha
Baja presión de aspiración	Compresor	20/05/2009
Baja presión de almacenaje	Compresor	14/05/2009
Alta presión de aspiración	Compresor	12/05/2009
Fugas en las uniones	Tanque de almacenamiento	12/05/2009
Fugas en las tuberías	Surtidores	10/05/2009
Fugas en uniones	Puente de filtrado	10/05/2009
Alta presión de descarga	Compresor	05/05/2009

4.4.3 Informes globales

El ingeniero de mantenimiento debe encargarse que todas las actividades de mantenimiento se desarrollen en su totalidad, por se el formato de la tabla 4.7 le ayudará a supervisar todas las tareas bajo su cargo, y que observaciones encontró en las realización de las actividades citadas.

Tabla 4.5. Modelo de reporte semanal de mantenimiento

Mes	Lunes			Martes			Miercoles			Jueves			Viernes			Sabado			Domingo		
Semana																					
Hora	6	14	22	6	14	22	6	14	22	6	14	22	6	14	22	6	14	22	6	14	22
Tension (V)																					
Amperaje (A)																					
Total horas																					
Presion de succion																					
Presion en la 1ra etapa																					
Presion en la 2da etapa																					
Presion en la 3ra etapa																					
Presion del aceite																					
Temperatura en la 1ra etapa																					
Temperatura en la 2da etapa																					
Temperatura en la 3ra etapa																					
Nivel de aceite en el carter																					
Correas de tension																					
Purga en la 1°,2°,3° y 4° etapa																					

Tabla 4.6. Registro de Control de Fallas.

REGISTRO DE CONTROL DE FALLAS

Mes: _____

Item	Descripción de falla	Día	Hora	Equipo	Alarma activada	Causa	Medida correctiva tomada	Observaciones
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								

Item	Parte o Sistema	Lugar	ACTIVIDAD	Descripcion de Actividad	Frecuencia	Tiempo (Hrs)	Personal	Checklist	Observaciones
1	Sistemas de medición y filtrado	Puente de medición	Operación	1. - Monitoreo de la mezcla explosiva en el ambiente	Cuatrimestral	0.50	1		
			Operación	2. - Verificar fugas en uniones bridadas, roscadas, tubing y/o conexiones.	Cuatrimestral	0.30	1		
			Operación	3. - Verificar posición de válvulas y/o accesorios (reestablecer y verificar si fuera necesario).	Cuatrimestral	0.30	1		
			Operación	4. - Verificar posición de la válvula actuada de ingreso a la estación y/o accesorios.	Cuatrimestral	0.20	1		
			Operación	5. - Verificar estado y conformidad de precintos (cambiar si fuera necesario).	Cuatrimestral	0.30	1		
			Operación	6. - Verificar integridad eléctrica (conduit, puesta a tierra, canaletas, interruptores, luminarias, accesorios sellantes y tomacorrientes).	Cuatrimestral	0.30	1		
			Operación	7. - Verificar estado del recinto (carteles de señalización, vencimiento de extintores, mallas de protección de ventanas y/o rendijas de puertas, poliuretano en intersecciones tubería – pared).	Cuatrimestral	0.30	1		
		Puente de filtrado	Operación	1. - Verificar diferenciales de presión en filtro activo y de reserva.	Cuatrimestral	0.30	1		
			Operación	2.- Habilitación de filtro de reserva y/o bypass del mismo (verificar diferencial de presión del filtro previa a la habilitación).	Cuatrimestral	0.20	1		
			Operación	3.- Bloqueo y despresurización del filtro a aperturar (verificar hermeticidad de válvulas de bloqueo de presión remanente en el filtro).	Cuatrimestral	0.20	1		
			Operación/ parada	4.-- Verificar estado de elementos filtrantes (cambiar si fuera necesario) finalmente verificar el correcto sellado de la base con el elemento filtrante.	Cuatrimestral	0.20	1		

Tabla 4.7.A Compendio de actividades de mantenimiento

2	Unidad de compresión	Compresor	Operación	1.- Drenar el equipo tres veces al día.	Diario	0.10	1		
			Operación	2. - Verificar el nivel de aceite del carter	Diario	0.10	1		
			Operación	3.- Control de ruidos y vibraciones.	Diario	0.20	1		
			Operación	4. - Limpieza del equipo	Diario	0.50	1		
			Operación	5.- Control de presiones y temperaturas	Diario	0.10	1		
			Operación	6.- Registro de presiones, temperatura y horas de funcionamiento	Diario	0.10	1		
			Operación	7.- Llevar el registro de control de fallas	Diario	0.15	1		
			Operación	8.- Verificación de fugas (aceite, gas)	Diario	0.20	1		
			Operación	9.- Verificación funcional del compresor y panel de secuencia.	bimensual	0.10	1		
			Operación	10.- Control de tablero eléctrico	bimensual	0.20	1		
			Operación	11.- Apriete de buhonería	bimensual	0.10	1		
			Operación/ parada	12.- Ajuste de correa del motor principal si es necesario	bimensual	0.50	2		

Tabla 4.7.B Compendio de actividades de mantenimiento

2	Unidad de compresión	Compresor	Operación	14.- Verificación de prueba de alarmas	bimensual	0.20	2		
			Operación	15.- Verificación de bornes eléctricos	bimensual	0.30	1		
			Operación	16.- Verificación de consumo del motor principal y los ventiladores	bimensual	0.30	1		
			Parada	17.- Cambio de aceite y filtro mas lavado de carter	8 meses	1.00	2		
			Parada	18.- Inspección interna de aros y guías	9 meses	0.50	1		
			Operación	19.- Lubricación rodamiento delantero del motor principal	9 meses	0.30	1		
			Operación	20.- Verificación de empaquetaduras	9 meses	0.20	1		
			Reposición	21.- Reemplazo, ajuste o calibración de elementos imprescindibles para continuar con el correcto funcionamiento.	9 meses	0.50	2		
			Reposición	22.- Cambio de válvulas de compresión	13 meses	1.00	2		
			Reposición	23.- Cambio de aros y buje guía de 3° etapa.	13 meses	1.00	2		
			Reposición	24.- Cambio de aros y bujes guías de 1° y 2° etapas	26 meses	2.00	2		
			Operación	25.- Lubricación de rodamientos del motor principal	26 meses	0.50	1		

Tabla 4.7.C Compendio de actividades de mantenimiento

3	Unidades de almacenamiento de GNV	Tanques de alamacenamiento	Operación	1.- Aseo del cuarto de compresión.	Semanal	1.00	1		
			Operación	2.- Verificar el estado de tuberías y conexiones.	Semanal	0.50	1		
			Operación	3.- Inspeccionar el estado de anclajes.	Semanal	0.20	1		
			Operación	4.- Verificar el estado de manómetros.	Semanal	0.30	1		
			Operación	5.- Alarma de detección de gases y dispositivos de seguridad.	Semanal	0.30	1		
4	Unidad eléctrica y de control	PLC	Operación	1.- Verificar el estado de puerta de acceso y señales	Semanal	0.20	1		
			Operación	2.- Verificar el estado de interruptores	Semanal	0.30	1		
			Operación	3.- Inspeccionar la iluminación y aseo del tablero	Semanal	0.20	1		
			Operación	4.- Comprobar que los dispositivos de seguridad funcionen correctamente	Semanal	0.30	1		
5	Unidad de suministro o distribución	Surtidores	Operación	1.- Cambio de orings del pico de carga cada vez que se rompan por el uso normal.	Diario	0.10	1		
			Operación	2.- Las mangueras no deben ser traccionadas ni tensionadas en exceso. Verificar este estado diariamente.	Diario	0.10	1		
			Operación	3.- La válvula de bloqueo manual (VBM) debe ser inspeccionada periódicamente ya que puede fallar su cierre aunque este no se utilice.	Semanal	0.15	1		
			Parada	4.- Revision de la válvula de 3 vías.	Mensual	0.15	1		
			Parada	5.- Revisiones a las tuberías de gas.	Trimestral	0.15	2		
			Parada	6.- Verificar la válvula de exceso de flujo	Mensual	0.20	1		
			Parada	7.- Limpieza de las válvulas solenoides	Semestral	2.00	2		

Tabla 4.7.D Compendio de actividades de mantenimiento

4.5 RECURSOS HUMANOS REQUERIDOS

Los recursos que se utilicen para llevar a cabo el plan serán un factor clave en el éxito de las actividades de mantenimiento preventivo. No serviría tener un excelente plan de mantenimiento si no se tiene los recursos humanos necesarios para aplicar el plan de mantenimiento.

4.5.1 Disponibilidad de personal

Dentro de los recursos humanos requeridos para los trabajos de mantenimiento se requiere de un ingeniero que se encargue de cumplir las tareas programadas en el plan de mantenimiento.

Además se necesita de personal técnico que tenga conocimiento de los equipos que conforman la estación y además tengan instrucción acerca de las normas de seguridad acerca del uso del gas natural vehicular. Se necesitara de un personal mecánico y otro eléctrico para realizar los trabajos de mantenimiento diario y de parada.

Para los mantenimientos preventivos, donde se realicen paradas de los equipos, se contratara personal técnico especializado de la empresa SMGas, proveedora de los maquinas, que cuenta con muchos años de experiencia en GNV. Asimismo el mantenimiento de los equipos de la sub-estación eléctrica y el sistema de control PLC será desarrollado por personal calificado.

4.5.2 Funciones y responsabilidades

Para realizar los trabajos de mantenimiento, la empresa deberá tener bajo su cargo un ingeniero mecánico con la categoría de IG3, que se encargara de supervisar la ejecución del plan de mantenimiento preventivo. Se encargara de coordinar las actividades de mantenimiento, solicitar el stock de repuestos correspondiente a la gerencia, coordinar charlas de capacitación de su personal a cargo, coordinar con otros profesionales para la realización de tareas de mantenimiento de mayor complejidad.

El personal técnico se encargara de realizar las actividades diarias de mantenimiento a los equipos, brindara soporte en caso de producida una falla en los equipos, se encargara de llevar los registros históricos de los equipos, y dará a conocer al jefe de mantenimiento los posibles cambios que ocurran en funcionamiento de las maquinas.

4.5.3 Organigrama funcional

El diagrama funcional de la empresa (ver figura 4.3) deberá incluir el área de mantenimiento que actuara con las otras áreas para que puedan cumplir con el plan en su totalidad.

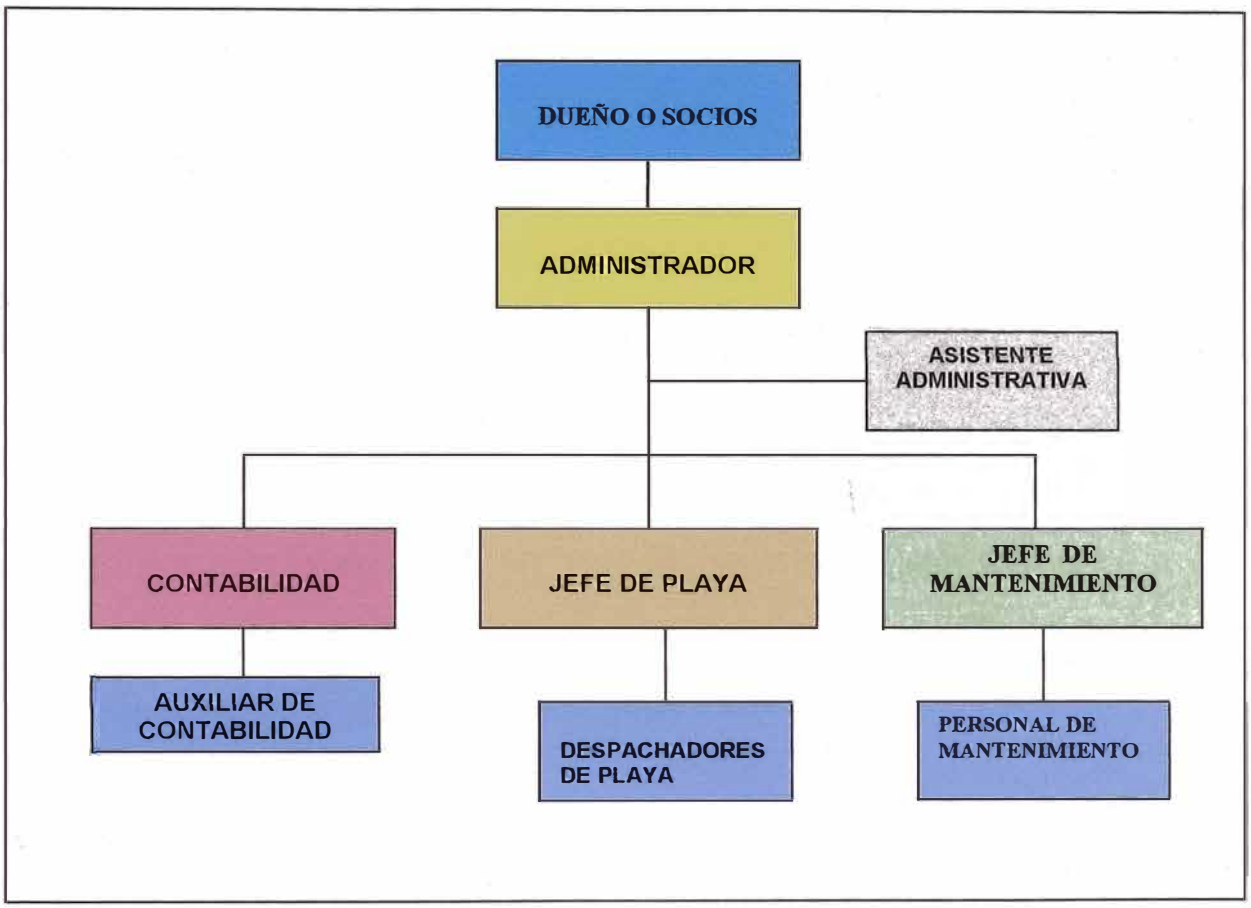


Figura 4.3 Organigrama de la empresa

CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA

5.1 EVALUACIÓN DE GASTOS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Para analizar los gastos del mantenimiento correctivo se tomo en cuenta un caso de una estación de GNV que empiezan a operar y que no tiene definido claramente cuales son sus tareas de mantenimiento a realizar.

5.1.1 Descripción de falla

El compresor trabajando normalmente a su ritmo normal de 10 horas promedio por día, se detiene por una alarma de alta presión de aspiración. Debido a que se quiere seguir trabajando, personal inexperto, desarma la válvula solenoide para limpiarlo y ajustarla de esta forma solucionar el problema. El compresor volvió a trabajar normalmente durante 2 horas y luego se detuvo definitivamente debido a que sufrió un elemento interno de la válvula sufrió una rotura.

Asimismo 2 válvulas solenoide de alta presión, de los surtidores, quedaron dañadas, luego de que personal inexperto los manipulará para darles una adecuada limpieza debido a problemas con el despacho.

5.1.2 Diagnostico de falla

Para los casos mencionados, la válvula solenoide se encontraba dañado debido a que el vástago interno, el cual permite regular el caudal de gas, se rompió, debido a su mala instalación después de ser desarmado.

5.1.3 Desmontaje de la línea

Se tuvo que cerrar la válvula del puente de filtrado, realizar el purgado de la línea de gas respectiva y luego desmontarla válvula solenoide para proceder a cambiarla.

5.1.4 Evaluación económica

Para la evaluación económica se toma en consideración los costos por repuestos utilizados, los costos por servicios a terceros y los costos por perdida de venta.

a) Costos por repuestos utilizados

El repuesto que se requirió debido (ver tabla 5.1), a la falla del equipo, fue traído desde la Argentina, debido que en el Perú no se cuenta con empresas distribuidoras que provean esta clase de repuestos.

Tabla 5.1. Repuestos utilizados

Descripción	Cantidad	Costo unitario ($)	Costo total ($)
Válvula solenoide de baja presión	1	1,300.00	1,300.00
Kit de reparación de solenoide surtidor	2	126.00	252.00
		Total	**1,552.00**

b) Costos por servicios de terceros

Para el cálculo de servicios a terceros se tomo en cuenta la mano de obra del ingeniero proveniente de argentina, que vino con su personal técnico para apoyarlo en el recambio del repuesto. En la tabla 5.2 se muestra los costos por este servicio.

Tabla 5.2. Costos por servicios de terceros

Descripción	Cantidad	Costo unitario ($)	Costo total ($)
Ingeniero supervisor	1	2,000.00	2,000.00
Técnicos mecánicos	2	350.00	700.00
Ayudantes	1	100.00	100.00
		Total ($)	**2,800.00**

c) Costos por pérdida de venta

Para calcular este costo se tomo en cuenta el ingreso dejado de percibir por la estación, debido a la demora de los repuestos y el personal técnico, por los días que estuvo parado.

La utilidad promedio se calculo en base a los ingresos de los meses anteriores que la estación estuvo operando; el margen de venta del GNV, aproximadamente 65% del ingreso por las ventas. Esto lo podemos apreciar en la tabla 5.3

Tabla 5.3. Costos por pérdida de ventas

Costos por perdida de venta	
Promedio de ventas diárias (m3/dia)	13,000.00
Precio de venta (S/./m3)	1.39
Total ingresos por día (S/.)	18,070.00
Días parados	6
Ingresos perdidos	108,420.00
Total utilidad perdida (S/.)	70,473.00
Total ($)	**23,491.00**

d) Costos por mano de obra no utilizada

Durante los días que la estación estuvo parada, el personal de despacho continuo asistiendo, por lo que se consideró como si hubieran laborado durante los días de parada. Para el cálculo de este costo se considera el costo de hora-hombre del despachador y los días que no se trabajo (ver tabla 5.4).

Tabla 5.4. Costos por mano de obra no utilizada

Costos por mano de obra no utilizada	
Costo de hora-hombre/ despachador (S/.)	20.00
Cantidad de despachadores	14
Total de costo por día (S/.)	280.00
Días parados	6
Costo total (S/.)	1,680.00
Total ($)	**560.00**

A continuación, en la tabla 5.5, se muestra un resumen de gastos por el mantenimiento correctivo realizado por la empresa:

Tabla 5.5. Resumen de gastos por mantenimiento correctivo

Ítems	Concepto	Monto ($)
A	Costos por repuestos utilizados	1,552.00
B	Costos por servicios de terceros	2,800.00
C	Costos por pérdida de venta	23,491.00
D	Costo por mano de obra no utilizada	560.00
	Total ($)	**28,403.00**

5.2 EVALUACIÓN DE GASTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

En esta parte se evaluará los gastos del mantenimiento preventivo para compararlo con los gastos ocasionados por el mantenimiento correctivo, durante el período de un año.

Evaluación de gastos por el personal empleado

Se toma en cuenta los gastos en el personal a cargo del mantenimiento de la estación. A continuación en la tabla 5.6 los costos generados por el personal a cargo del mantenimiento preventivo

Tabla 5.6. Costos por el personal de mantenimiento

Descripción	Cantidad	Costo unitario ($)	Costo total ($)
Ingeniero supervisor	1	550.00	550.00
Personal técnico	2	230.00	460.00
		Total mensual ($)	**1,010.00**
		Total anual ($)	**12,120.00**

5.3 EVALUACIÓN DE GASTOS POR STOCK DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA LA EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Los gastos que se incurran en herramientas serán de aquellas que se necesiten para el mantenimiento preventivo y que la estación de servicio no cuente actualmente. En la tabla 5.7 se muestra el detalle de estos gastos:

Tabla 5.7. Costos de las herramientas a emplear

N°	Descripción	Cantidad	Costo total ($)
1	Llaves; juego estrella planas de dos bocas 6/7 a 30/32.	1	180.00
2	Llave; juego estrella acodadas 6/7 a 30/32.	1	180.00
3	Llave ajustable moleta lateral 6".	1	18.00
4	Llave ajustable moleta lateral 12".	1	32.00
5	Llave ajustable moleta lateral 24".	1	40.00
6	Llave; fija dos bocas 32x36.	1	6.00
7	Llave; fija dos bocas 34x36.	1	6.00
8	Llave; fija dos bocas 36x41.	1	6.00
9	Llave; fija dos bocas 41x46.	1	8.00
10	Llave; fija dos bocas 46x50.	1	9.00
11	Llave; estrella acodada 32x36.	1	10.00
12	Llave; estrella acodada 36x41.	1	10.00

Tabla 5.7. Costos de las herramientas a emplear (continuación)

N°	Descripción	Cantidad	Costo total ($)
13	Llave; estrella acodada 41x46.	1	10.00
14	Llave; estrella acodada 46x50.	1	10.00
15	Llave; fija de golpe 32mm.	1	7.00
16	Llave; fija de golpe 36mm.	1	7.00
17	Llave; fija de golpe 41mm.	1	7.00
18	Llave; fija de golpe 46mm.	1	7.00
19	Llave; estrella golpe 32mm.	11	7.00
20	Llave; estrella golpe 36mm.	1	7.00
21	Llave; estrella golpe 41mm.	1	7.00
22	Llave; estrella golpe 46mm.	1	7.00
23	Llave; stillson 24".	1	121.00
24	Alicates; apertura múltiple de cremallera.	1	11.00
		Total ($)	**712.96**

De otro lado, en la tabla 5.8, se muestra el gasto incurrido por implementos de seguridad:

Tabla 5.8. Gastos por implementos de seguridad

Implementos de seguridad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cascos	5	4	20.097
Tapones para oidos	6	5	31.752
Botas de punta de acero (pares)	3	13	37.7622
Lentes de seguridad	5	17	85.05
Overoles	4	23	90.72
		Total ($)	**265.38**

Los repuestos necesarios para los trabajos de mantenimiento corresponden básicamente al compresor, que es el equipo más crítico de la estación de servicio. A continuación, en la tabla 5.9, se detalla los gastos por repuestos a utilizar durante el primer año.

Tabla 5.9. Gastos por repuestos a emplear

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio Total
Kit de reparación de válvula solenoide de compresor	2	82.48	164.96
Correas de compresor	2	342.99	685.98
Juego de manguera corta, larga y válvula de tres vías	3	1,199.60	3598.8
Juego de acoples rápidos de surtidor	2	90.35	180.7
Display de surtidor	2	753.05	1506.1
Kit de reparación de válvula solenoide de surtidor	2	178.48	356.96
Baterías de surtidor	3	43.2	129.6
Filtros coalescentes	2	1,150.00	2300
		Total ($)	**8,923.10**

Finalmente se resumen de gastos por el mantenimiento preventivo en la tabla 5.10

Tabla 5.10. Resumen de gastos del mantenimiento preventivo

Ítem	Concepto	Monto ($)
1	Personal a cargo del mantenimiento	12,120.00
2	Herramientas de trabajo	712.96
3	Equipos de seguridad	265.38
4	Repuestos	8,923.10
	Total ($)	**22,021.44**

5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL MANTENIMIENTO CORRECTIVO Y EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

De los análisis económicos del mantenimiento correctivo y preventivo realizamos una comparación, para determinar que tan factible resulta el aplicar el plan de mantenimiento preventivo (ver tabla 5.11).

Tabla 5.11. Comparación de gastos de mantenimiento correctivo vs. mantenimiento preventivo

N°	Gastos	Monto ($)	% de ahorro
1	Mantenimiento preventivo	22,021.44	22.50
2	Mantenimiento correctivo	28,403.00	

De la tabla anterior se aprecia que los gastos de mantenimiento preventivo son menores a los gastos del mantenimiento correctivo en un 23%, durante el primer año, aproximadamente, lo cual hace justificable la aplicación de este mantenimiento. Gráficamente también lo podemos apreciar en la figura 5.1

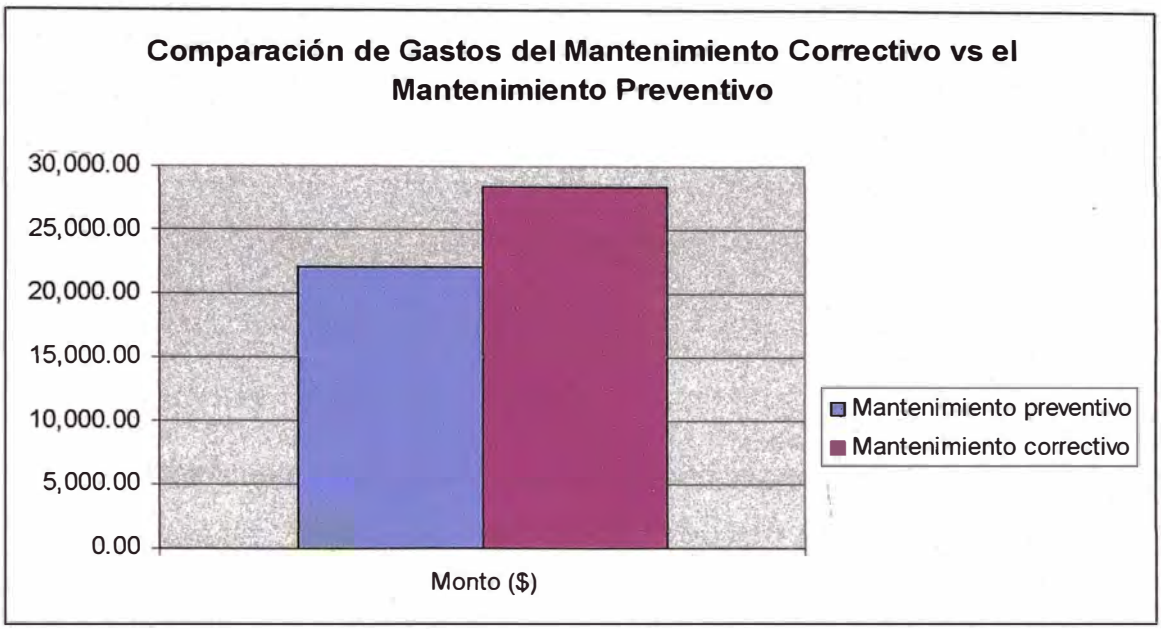


Figura 5.1 Comparación de gastos del mantenimiento preventivo vs. el mantenimiento correctivo durante un año.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1) CONCLUSIONES

El mantenimiento preventivo permite una mayor disponibilidad de la estación de GNV, disminuyendo las paradas, permitiendo incrementar sus ingresos para el beneficio de la empresa.

El ahorro del mantenimiento preventivo sobre el mantenimiento correctivo es de 23%, lo cual permite la factibilidad de este plan durante un año de operación.

La planificación de las actividades de mantenimiento son factores de éxito en la ejecución del plan, debido a que los repuestos que vienen de la Argentina tardan en llegar al Peru.

La buena aplicación del plan de mantenimiento preventivo permitirá que la maquina alargue su tiempo de vida útil o, en todo caso, que cumpla con el tiempo de vida estimada por el fabricante de los equipos.

No se debe permitir que personal inexperto realice actividades específicas del mantenimiento preventivo porque ello puede causar que dañe algún equipo o maquina de la estación. Se debe definir, para ello, las funciones a seguir de cada personal a cargo.

El mantenimiento preventivo requiere de la correcta operación del personal de despacho de la estación. El correcto uso de los equipo servirá para

disminuir los gastos que se puedan generar por averías debido a la mala manipulación.

La seguridad en este tipo de tipo de establecimiento es vital para que no ocurran accidentes a lamentar. Se debe invertir en charlas sobre seguridad al personal de la estación de servicio.

Se deben seguir las acciones de mantenimiento recomendadas por el fabricante, pero estas deben ser complementadas con otras desarrolladas por el personal encargado de realizar el plan de mantenimiento, debido a que ellos le realizan un seguimiento continuo.

Realizar el seguimiento sobre los costos de mantenimiento preventivo justificara la inversión realizada por la empresa, al compararlo con el mantenimiento correctivo que procede una vez que ocurre la falla.

2) RECOMENDACIONES

Realizar charlas periódicas sobre la seguridad y el uso de los equipos de la estación de servicio, específicamente la operación de los surtidores.

Evaluar periódicamente al personal de despacho sobre temas relacionados al uso de extintores y procedimientos de despacho.

La comunicación entre el personal de mantenimiento debe ser permanente con el fin de identificar las posibles causas de los problemas que se presenten en los equipos.

El personal a cargo de mantenimiento deberá seguir las normas de seguridad, y a su vez, tendrá que impartir charlas al personal de despacho de la estación de servicios.

Se deberá contar con un almacén de repuestos e implementos de seguridad, el cual será controlada por una persona, que tendrá bajo su responsabilidad el inventario de los mismos.

Llevar un Historial de Fallas de cada equipo, instando al personal a llenar minuciosamente al mismo para que en el futuro no se deba depender de la buena memoria de algún miembro del grupo de mantenimiento.

Los operarios y el personal de mantenimiento deben usar sistemas de protección auditiva cuando estén dentro del cuarto del compresor debido a que la intensidad del sonido esta por encima del valor permitido.

Las actividades de mantenimiento de parada deberán realizarse en las horas de menor demanda para la estación de GNV. Generalmente en horas de la madrugada cuando la afluencia de vehículos disminuye notoriamente.

BIBLIOGRAFÍA

ASPRO GNV. Folletos de información y divulgación de equipos; 2007

CORPODIB. Manuales y Memorias GNCV. CD. Bogotá. 2000.

SMGas. Manuales de Instalación, Operación y Mantenimiento del Compresor; (2002)

INDECOPI. Normas Técnicas Peruanas: NTP 11.020 2004: "Requisitos de instalación, operación y mantenimiento de compresores para estaciones de servicio de gas natural"

INDECOPI. Normas Técnicas Peruanas: NTP 11.032 2008: "Estación de servicio de gas natural licuado (GNL), estaciones de servicio GNL-GNV, suministro GNL-GN a industrias, comercios y residencias".

Kozak Carlos Fabián; El costo oculto de postergar el mantenimiento: "El Factor Olvidado"; 2008

Greene Richard W. "Manual de selección, uso y mantenimiento de compresores"; 2002

Paginas web

CPGNV. Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular.

http://www.cpgnv.org.pe/

Natural Gas Compressors IMW Industries.

http://www.imw.ca/

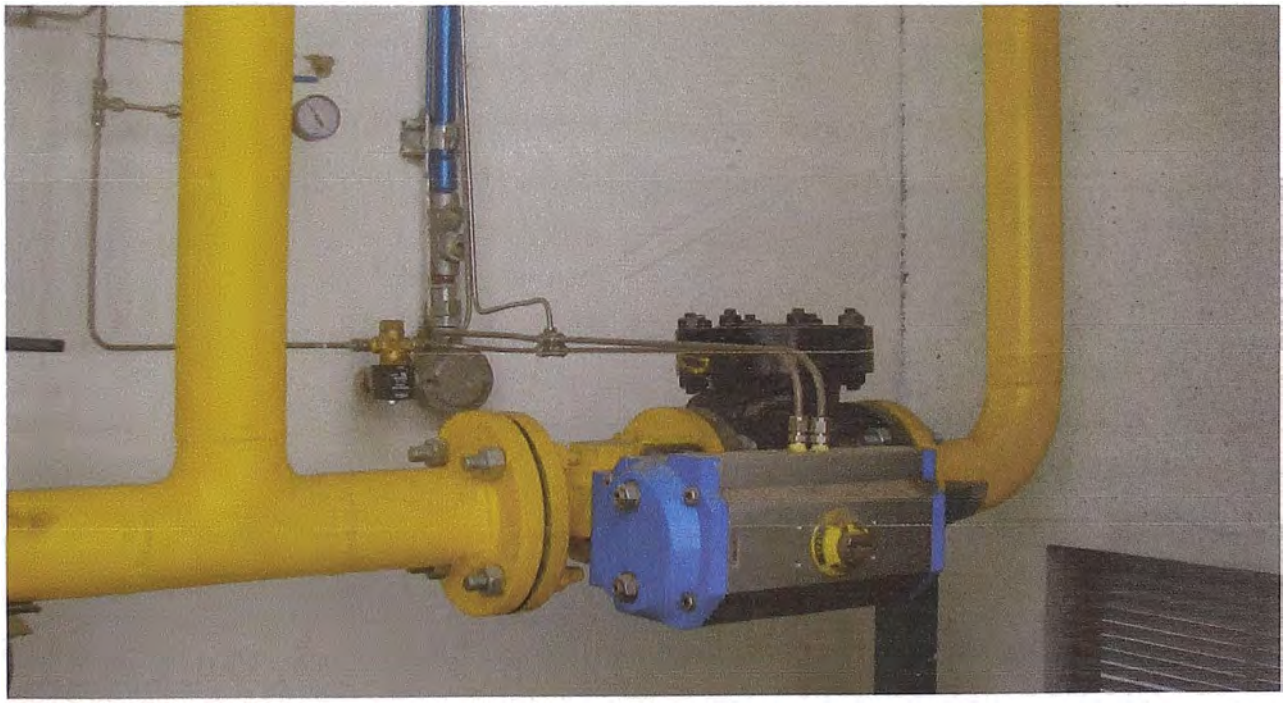
ANEXOS

I. Equipos e instalaciones de la estación de GNV

Medidor de flujo másico. Marca Actaris.

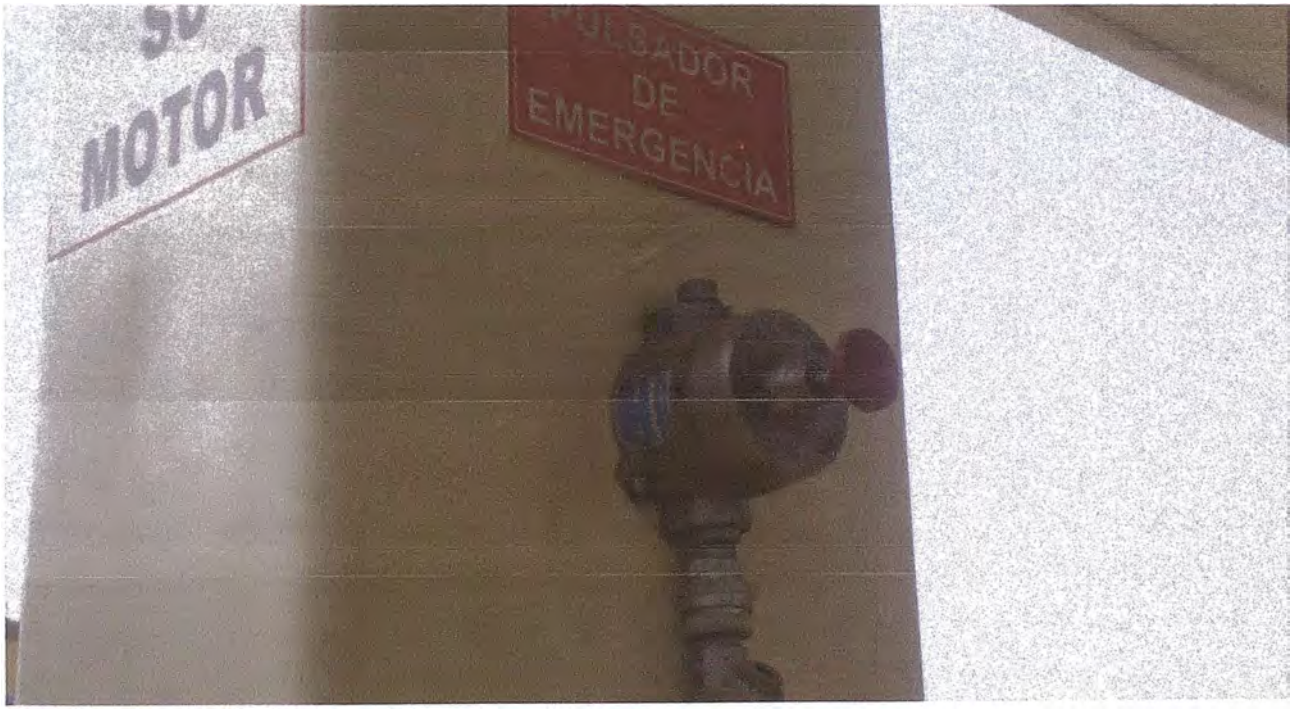
Filtro seco para gas

Puente de medición.

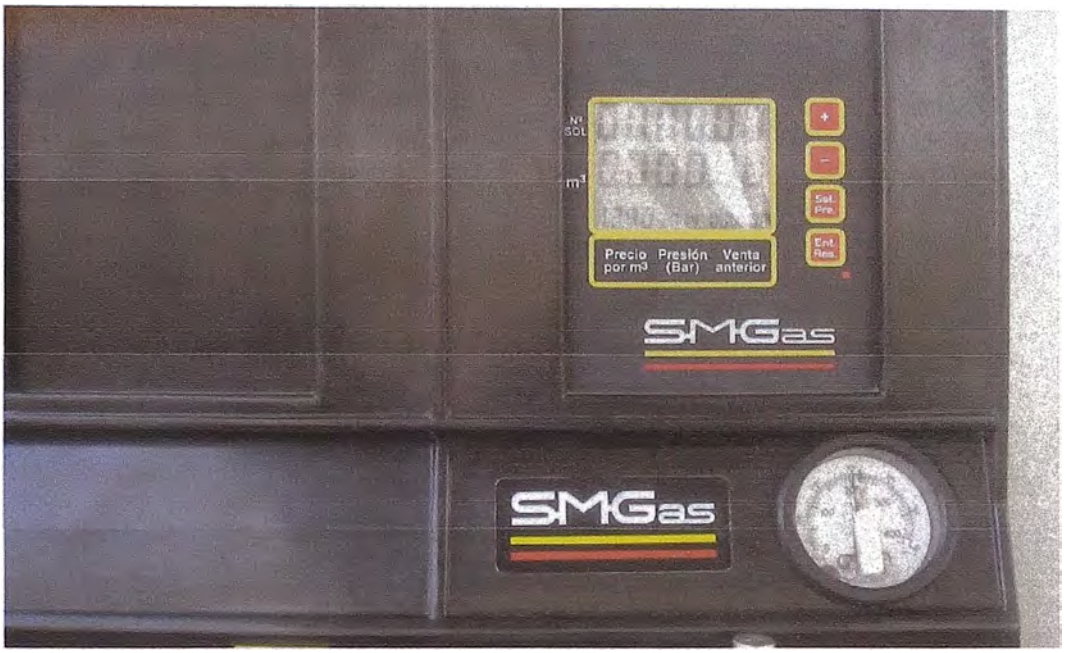


Puente de filtrado

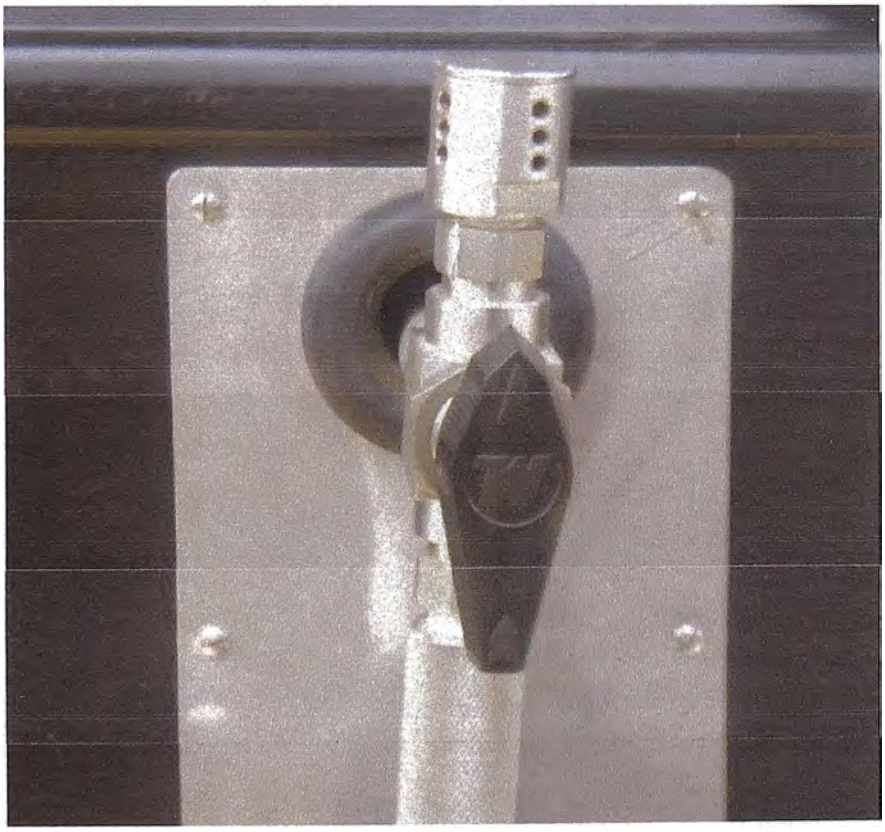
Surtidor de GNV. Marca SMGas



Parada de emergencia de surtidor.

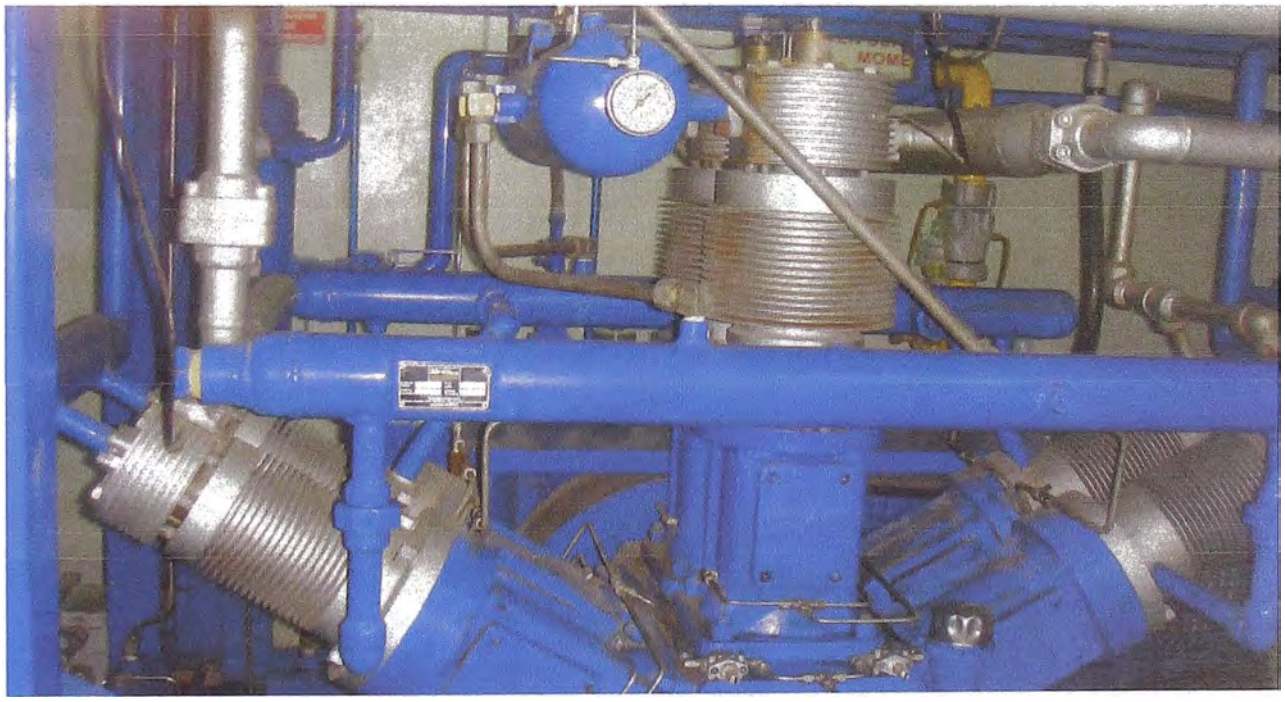


Control digital y manómetro mecánico del surtidor



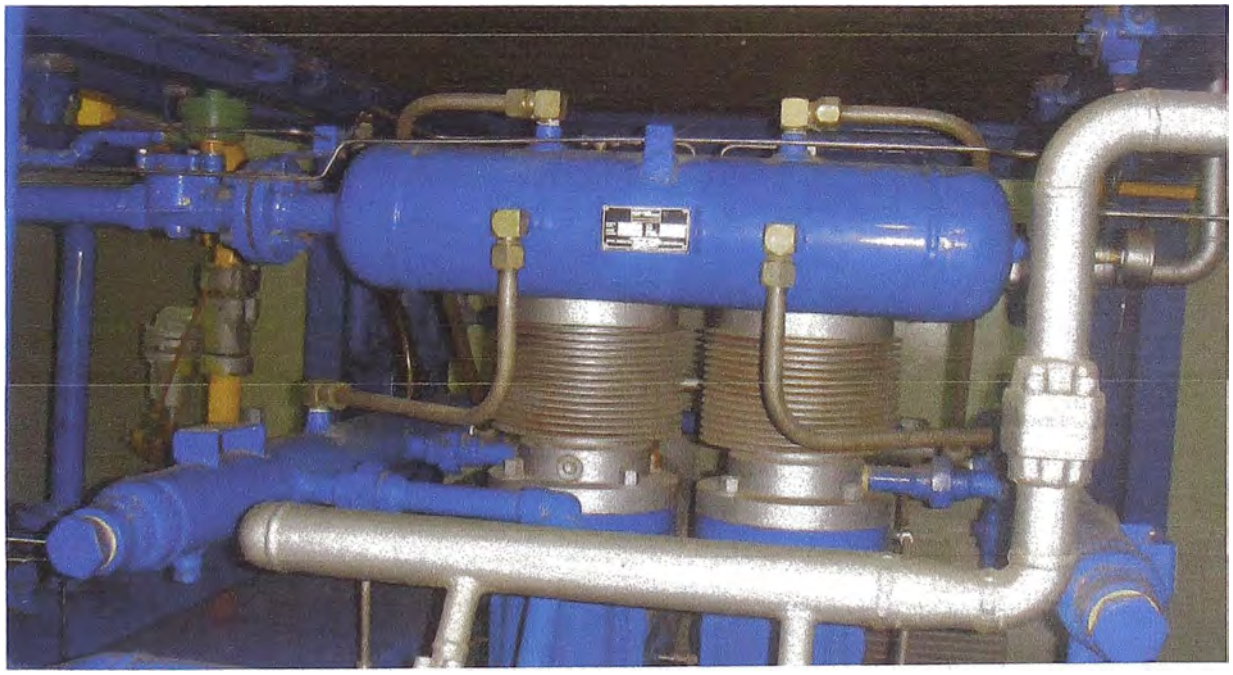
Válvula de 3 vías de la manguera de despacho

Tanques de almacenamiento de GNV



Compresor BAZZ W6 3 etapas

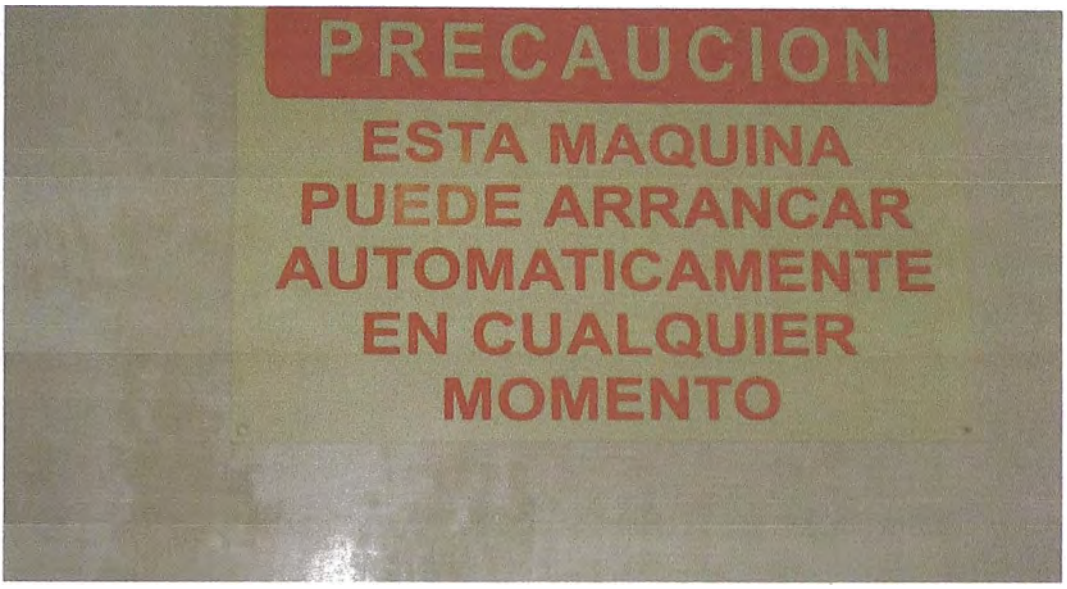
Ventilación del compresor por aire



Tanque pulmón del compresor

Motor eléctrico del compresor. Marca Siemens

Compresor BAZZ W6 3 etapas



Avisos de seguridad dentro del bunker

Pulsador de emergencia del bunker

Extintor 12 Kg. Dentro del bunker

Avisos de seguridad dentro del bunker

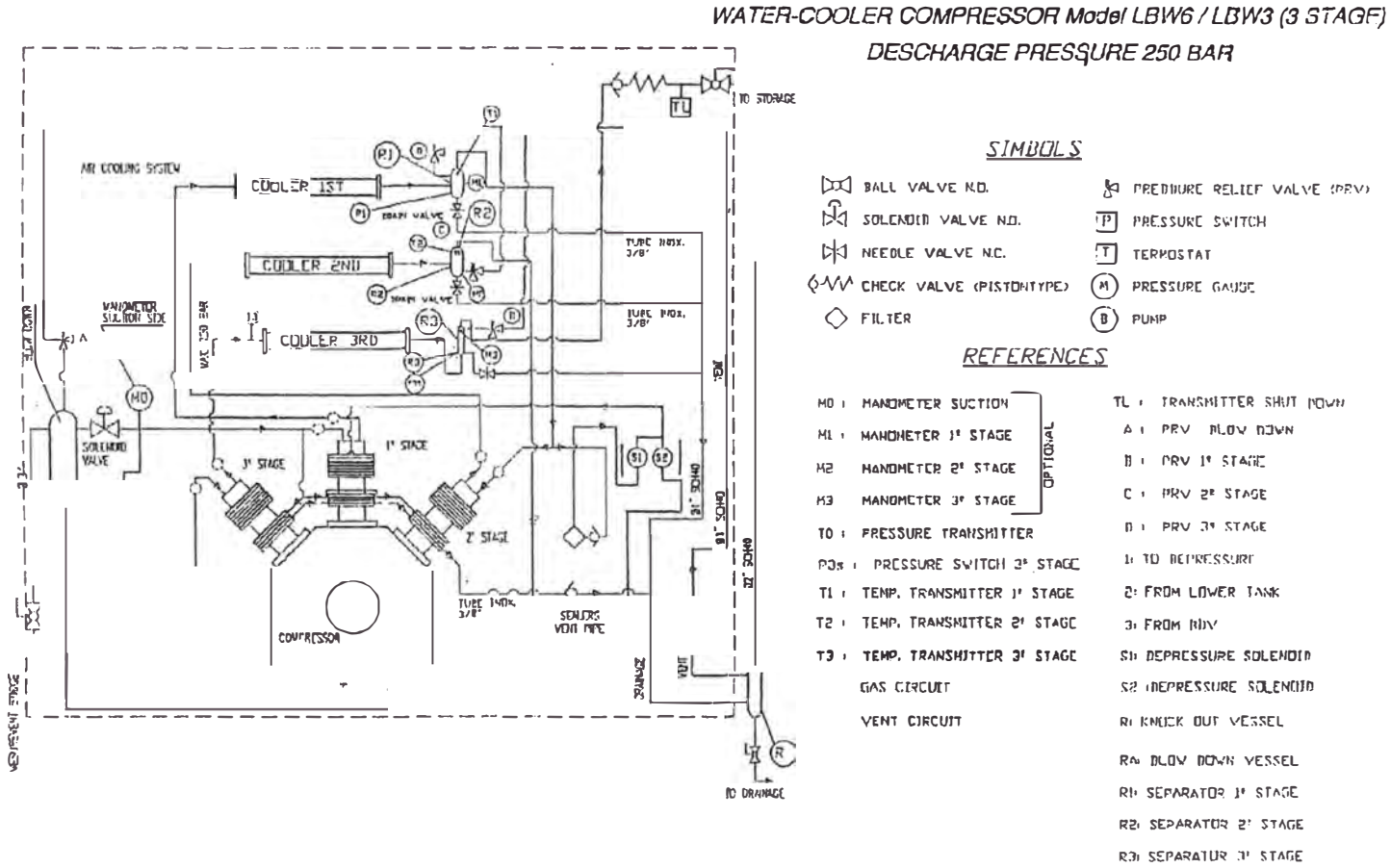
II. Alarmas que se producen en el compresor

ALARMA Nº	DENOMINACION Y CAUSA	SOLUCION
14	Alta temperatura de 1° etapa.	Verifique ensuciamiento en aeroenfriador. Verifique presión de descarga de 1° etapa Verifique presión de aspiración Verifique transmisor de temperatura.
15	Alta temperatura de 2° etapa	Verifique ensuciamiento en aeroenfriador. Verifique presión de descarga de 1° etapa Verifique presión de aspiración Verifique transmisor de temperatura.
16	Alta temperatura de 3° etapa.	Verifique que la temperatura de succión en la 3° etapa sea la históricamente correcta Verifique la presión de succión de tercera etapa o la descarga de segunda Verifique válvulas de aspiración de tercera etapa Verifique suciedad en aeroenfriador.
21	Baja presión de aceite de carter	Verificar nivel de aceite Verificar que manómetro de aceite no oscila. Verificar filtro de aceite, que este limpio. Verificar viscosidad del aceite.
22	Cambia el sonido natural de marcha en compresión	Verifique compresor en Gral., verifique libertad de los elementos antivibratorios
23	Vibraciones en general.	Todo tipo de vibración que no sea natural del funcionamiento histórico del compresor, podrán ser evaluadas si se conocen los parámetros naturales del compresor. Caso contrario comunicarse con nuestro Dpto. técnico

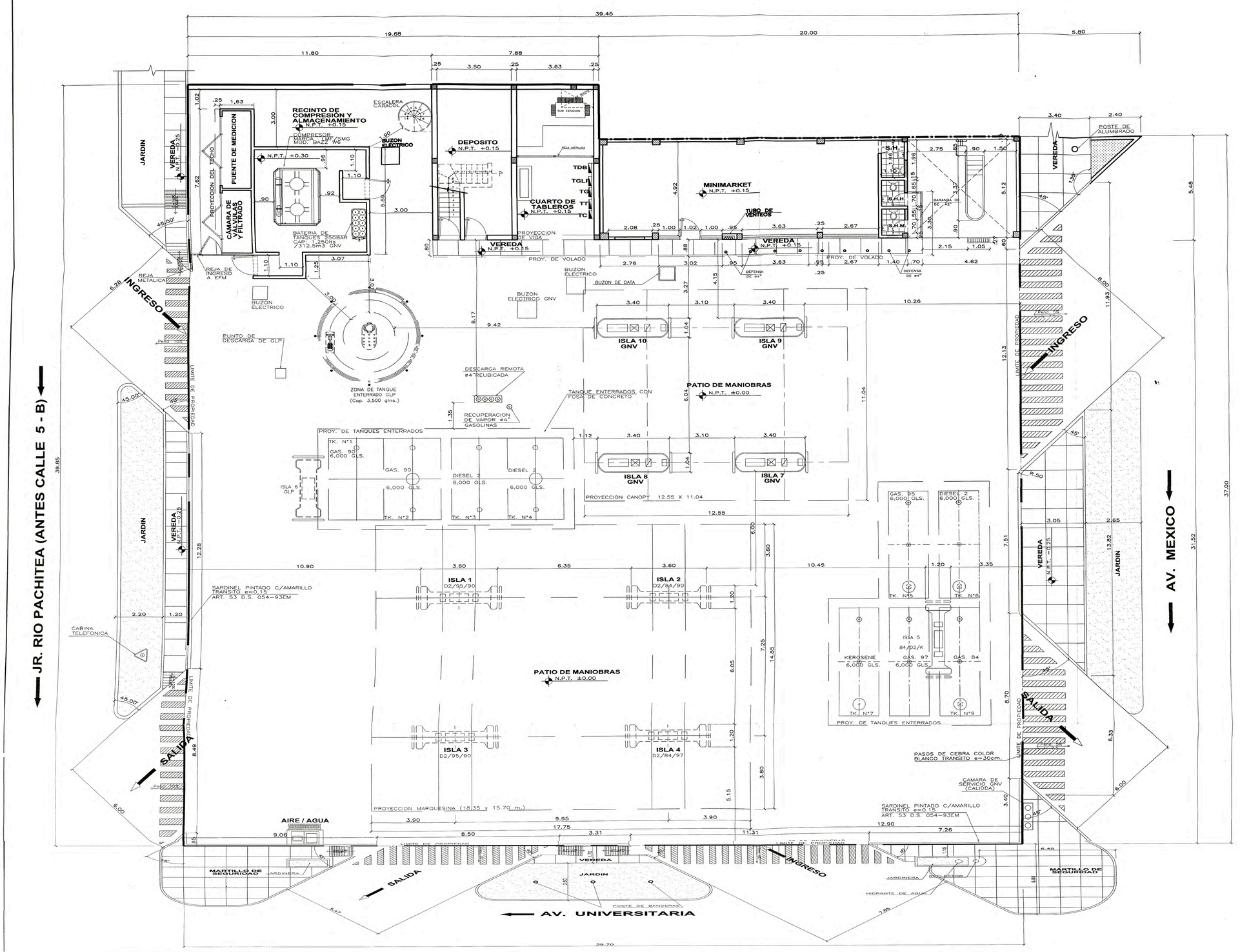
	El compresor marcha en compresión y la presión de línea no aumenta	Verificar aros y válvulas de 3° etapa.
24	Falla del Arrancador suave del compresor	Probable falla de tensión de línea. Probable sobrecarga de motor eléctrico. Verificar antes de arranque que el compresor este despresurizado. Verificar que el compresor gire libre con la mano. Verificar aislamiento de motor eléctrico.
4	Alta presión de aspiración	Verificar correcta operación de válvula reguladora.Ajustar el piloto de la válvula reguladora.Posible rotura de diafragma de piloto.
5	Baja presión de aspiración	Para el caso de baja presión de aspiración verificar correcto funcionamiento de la válvula de aspiración "Jeferson".
6	Alta presión de 1° etapa	Extraer la válvula de 2° etapa, verificar que sea defectuosa en la aspiración y reemplazar Verifique la presión de aspiración
8	Alta presión de 2° etapa	Verifique defecto en funcionamiento en válvula de aspiración de 3° etapa. Reemplace la válvula. Verifique lectura de presión en pantalla de mensajes. Verifique la presión de aspiración.
10	Alta presión de 3° etapa	Verifique posible bloqueo de retención en salida de 3° etapa. Verifique transmisor de presión mediante lectura de los parámetros. Verifique si no esta serrada la válvula esférica de salida del compresor
31	Alta presión de almacenaje	Debe ser verificado el sensor de presión de 3° etapa pues esta alarma depende del presostato ubicado en el condensador de última etapa y es una alarma independiente del sistema de control.
50	Baja presión de almacenaje	Es solo aviso
34	Rotura de Hilo del Traductor de Presión de Aspiración	Verificar que no este cortado el cable de coneccion,reemplazar traductor
35	Rotura de Hilo del Traductor de Presión de 1° etapa	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
36	Rotura de Hilo del Traductor de Presión de 2° etapa	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
37	Rotura de Hilo del Traductor de Presión de 3° etapa	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor

40	Rotura de Hilo del Traductor de Presión de Aceite	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
47	Rotura de Hilo del Traductor de Presión del Almacenaje	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
42	Rotura de Hilo del Traductor de Temperatura de 1° etapa	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
43	Rotura de Hilo del Traductor de Temperatura de 2° etapa	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
44	Rotura de Hilo del Traductor de Temperatura de 3° etapa	Verificar que no este cortado el cable de conexión, reemplazar transductor
25	Motor Principal Sobrecalentado (Termistores)	Verificar el consumo de motor, verificar presión de aspiración.
28	Térmicos de Ventiladores Saltados	Controlar motores de los ventiladores o cables de alimentación de dichos motores.
29	Falla de Contactor de Emergencia	Botón de golpe de puño sulfatado
30	Falla de Contactores de Ventiladores	Controlar que los contactores no estén pegados
1	Botón de Paro Rápido Activado	Verificar el botón
2	Emergencia Activada	Verificar si todos botones de golpe de puño están afuera, verificar si no entro agua en alguna caja de golpe de puño.

III Diagrama de flujo del compreso

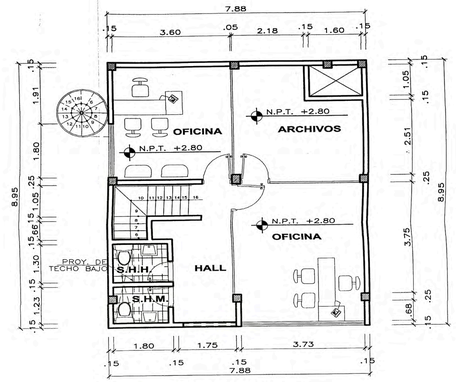


PLANOS

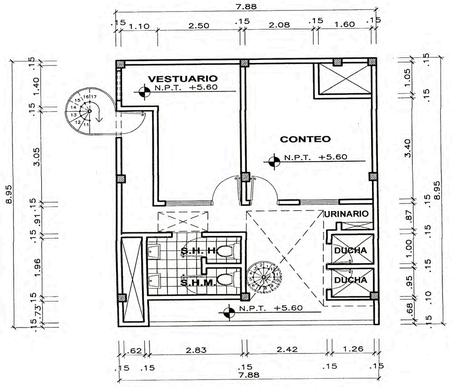


LEYENDA

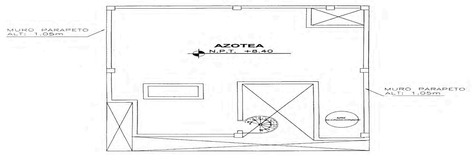
AREA DE ESTACIÓN



SEGUNDA PLANTA
ESC: 1/100

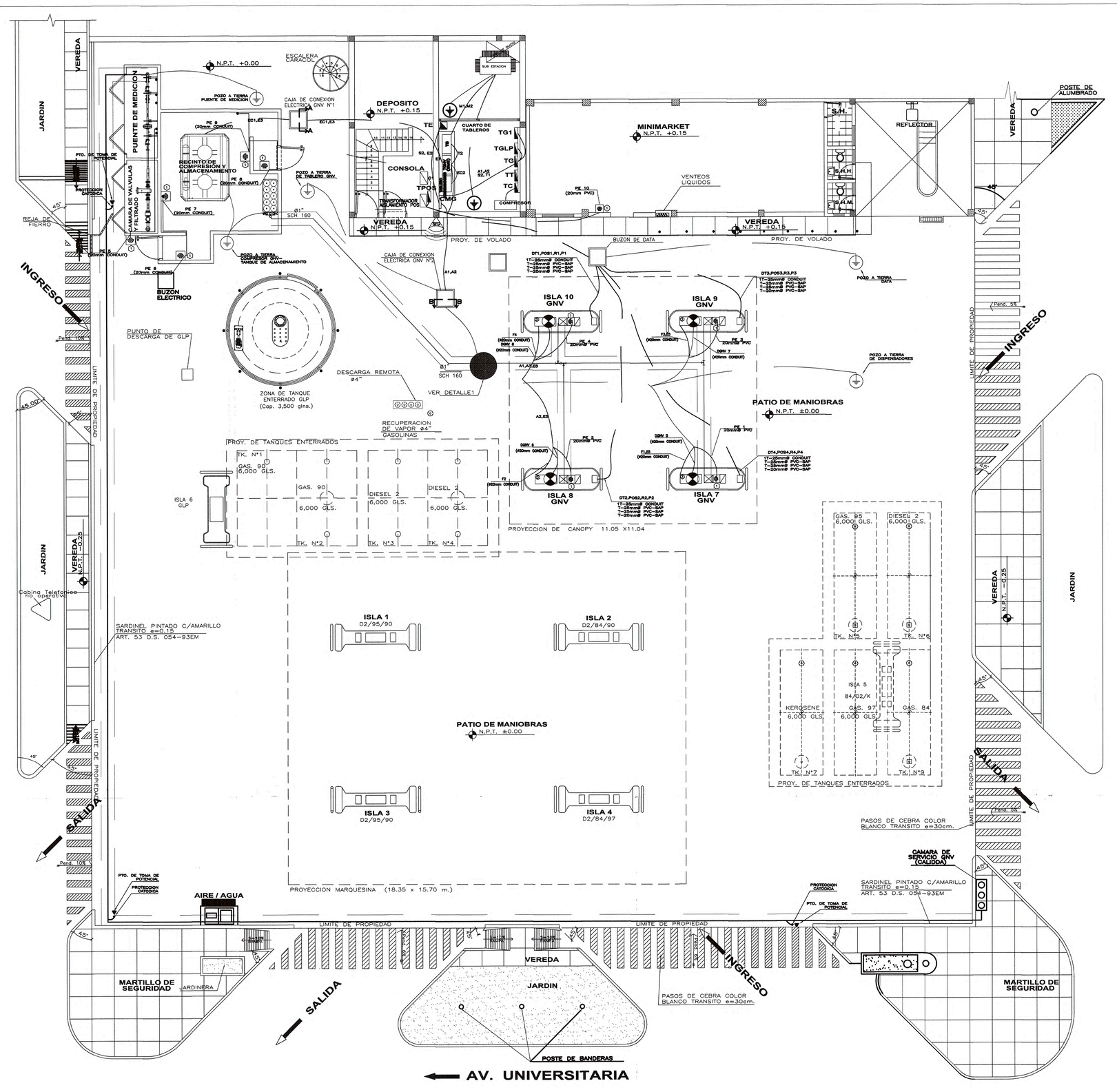


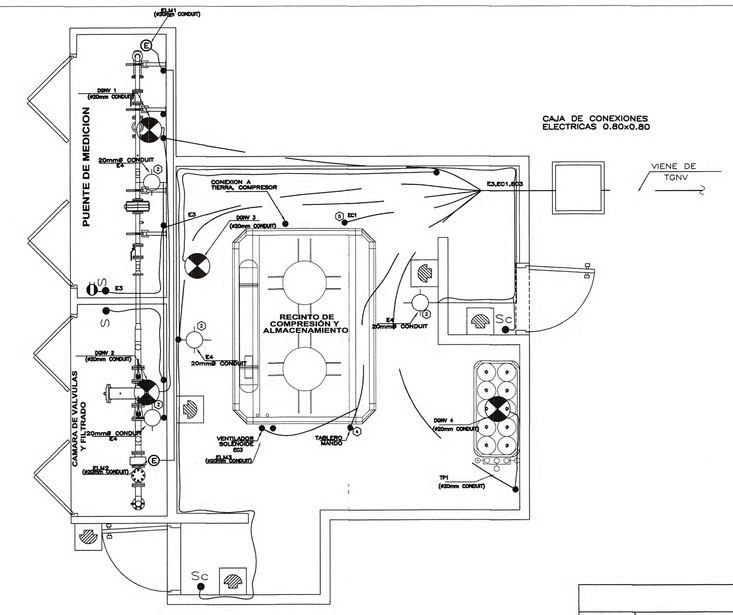
TERCERA PLANTA
ESC: 1/100



AZOTEA
ESC: 1/100

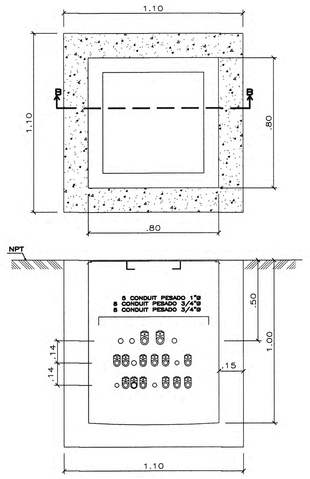
ENERGO SYSTEMS S.R.L.	PROPIETARIO:	UNION DE INVERSIONISTAS EN SERVICIOS PARA GAS S.A.C.	
	PROYECTO:	ESTACION DE SERVICIOS CON VENTA DE GLP PARA USO AUTOMOTOR Y CON VENTA DE GNV	
	DESCRIPCION:	ARQUITECTURA: DISTRIBUCION GENERAL	
PROFESIONAL: PEDRO JAVIER TAMAYO HUAMAN ARQUITECTO C.A.P. N° 9217	UBICACION:	AV. UNIVERSITARIA NORTE NP5775 ESQ.CON AV. MEXICO, DISTRITO DE COMAS/AV. 9 DPTO. DE LIMA	
	FECHA: 20.08.09	DIBUJO: PEDRO	ESCALA DE DIBUJO: 1/100	ESCALA DE PLOTEO: 1/100	PLANO: A-01





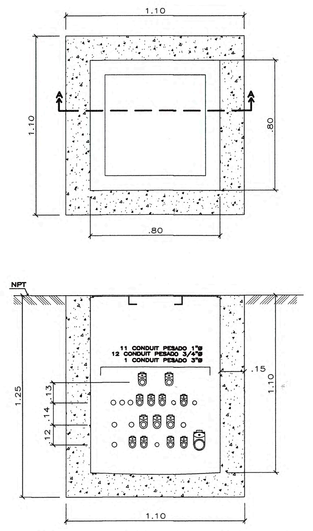
RECINTO DE COMPRESIÓN Y ALMACENAMIENTO

ESC. : 1/50



DETALLE: CAJA DE DISTRIBUCION ELECTRICA N°2

ESC. 1/20

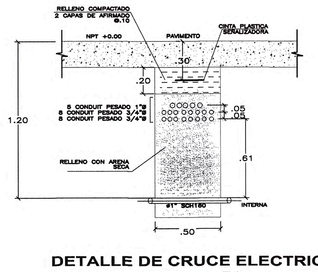


DETALLE: CAJA DE DISTRIBUCION ELECTRICA N°1

ESC. 1/20

TABLA GENERAL DE CONDUCTORES

CABLE NUMERO	CONFIGURACION	ORIGEN	DESTINO	PVC-SAP ø
T1	3-1X50mm2 THW+ 35 mm2 THW /T	TS	TG	55 mm
T2	3-1X120 mm2 NYY + 50 mm2 THW/ T	TS	TGNV	80 mm
EC1	3-1x120 mm2 NYY + 50mm2 THW/T	TGNV	ALIMENTACIÓN COMPRESOR SMG	80 mm
E2	3-1x4mm2 THW + 1x2.5mm2 THW/T	TG1	TRANSFORMADOR AISLAMIENTO GNV	20 mm
E1	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW/T	TE	TGNV	20 mm
E3	3-1x4mm2 THW+2.5mm2 THW/T	TE	CMO	20 mm
F1/F4	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW/T	TPOS	FUENTE CONTROL DE CARGA POS	20 mm
C1	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW/T	TPOS	ALIM. CONSOLA	20 mm
A1/A2	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW/T	TG1	ILUMINACION CANOPY 1 DE GPL/CANOPY 2 DE GNV	20 mm
A3	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW/T	TG1	ILUMINACIÓN LOGO CANOPY GNV	20 mm
E3	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW / T	TE	TOMACORRIENTE E.F.M	20 mm
E4	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW / T	TE	ILUMINACION ETM/TICA/FILTRADO ADICIONAL	20 mm
E5	3-1x4mm2 THW+1x2.5mm2 THW / T	TE	ILUMINACION GNV DISPENSADORES	20 mm
PE1/PE10	3-1x2.5 mm2 THW +1x2.5mm2 THW/T	TGNV	PARADA DE EMERGENCIA GNV	20 mm
ELM1/ELM2/ELM3	3-1x2.5mm2 THW + 1-2.5mm2 THW/T	Transmisores Electromóvles	ALIM. ELECTROVALVULA PUENTE MEDICION/CAMARA VALV./COMPRESOR	20 mm
TP1	4 X 24 AWG APANTALLADO	Analógicos	TRANSMISOR DE PRESIÓN ALMACENAJE	20 mm
F1/F4	2x2.5mm2 THW+1x2.5mm2 THW/T	TGNV	ALIMENTACIÓN DISPENSADOR	20 mm
EC2	3-1x25mm2 NYY +10mm2 THW/T	TGNV	PROTECTOR DE CAPACITORES FUO	35 mm
EC3	6-1x8mm2 THW +1x4mm2 THW/T	TGNV	ALIMENTACIÓN MOTOR COOLER 1 y MOTOR COOLER 2	25 mm
PCS1/PCS4	PAQ SELDEN 1532R	AREA DE INTERFASE GNV 1	R POS DISPENSADOR	25 mm
DT1/DT4	3-1x2.5mm2 THW APANTALLADO	AREA DE INTERFASE GNV 1	DATA DISPENSADOR (CEM)	25 mm
R1/R4	1 CABLE UTP CATE3 3	COMUN. POS	COMUN. POS	25 mm
DGN1/DGN2	4 X 24 AWG APANTALLADO	CMO	DETECTOR DE GAS-DISPENSADOR	20 mm
SP2	3-1x2.5mm2 THW + 1x2.5 mm2 THW/T	CMO	SIRENA FUGA DE GAS	20 mm



DETALLE DE CRUCE ELECTRICO DETALLE1

ESC. 1/25

PLANOS COMPLEMENTARIOS

DETALLE	ESPECIFICACION	LAMINA
1	PARADA DE EMERGENCIA APE	IE-04
2	ARTEFACTO DE ILUMINACION APE SALA COMP.	IE-04
3	ENTRADA APE A DISPENSADOR	IE-04
4	CONEXION APE A COMPRESOR	IE-04
5	CONEXION APE A MOTOR ELECTRICO	IE-04

CUADRO DE CARGAS GENERAL ESTACION DE GNV

RECEPTOR	C.I. W	F.D. %	D.M. W
ALUMBRADO RECINTO DE COMPRESIÓN	500	1.00	500
ALUMBRADO PUENTE DE MEDICIÓN-ESTACION FILTRADO	500	1.00	500
MOTOCOMPRESOR (160KW)x1.3 (arranque)	208,000	1.00	208,000
AERO ENFRIADOR DEL COMPRESOR (11KW)	11,000	1.00	11,000
SISTEMA DE CONTROL TABLERO	1,000	1.00	1,000
CENTRALINA DE MONITOREO DE GNV Y SIST. INTEL.	1,800	1.00	1,800
DISPENSADORES	2400	1.00	2400
ILUMINACION CANOPY DE GNV	3000	1.00	3000
RESERVA	3000	1.00	3000
TOTAL	231200		231200

LEYENDA

SIMBOLO	DESCRIPCION
	TABLERO ELECTRICO
	DETECTOR DE GAS
	ARTEFACTO DE ILUMINACION A.P.E. 250 W
	POZO Y LINEA DE TIERRA
Sc	INTERRUPTOR UNIPOLAR CONMUTADOR A.P.E.
S	INTERRUPTOR SIMPLE O UNIPOLAR A.P.E.
	PARADA DE EMERGENCIA A.P.E.
	TOMACORRIENTE MONOFASICO A.P.E.
	TUBERIA ENTERRADA

ENERGO SYSTEMS S.R.L.

PROFESIONAL:
RICHARD HENRY O. SANTAMARIA TORRES
INGENIERO MECANICO - ELECTRICISTA
C.I.P. N° 93239

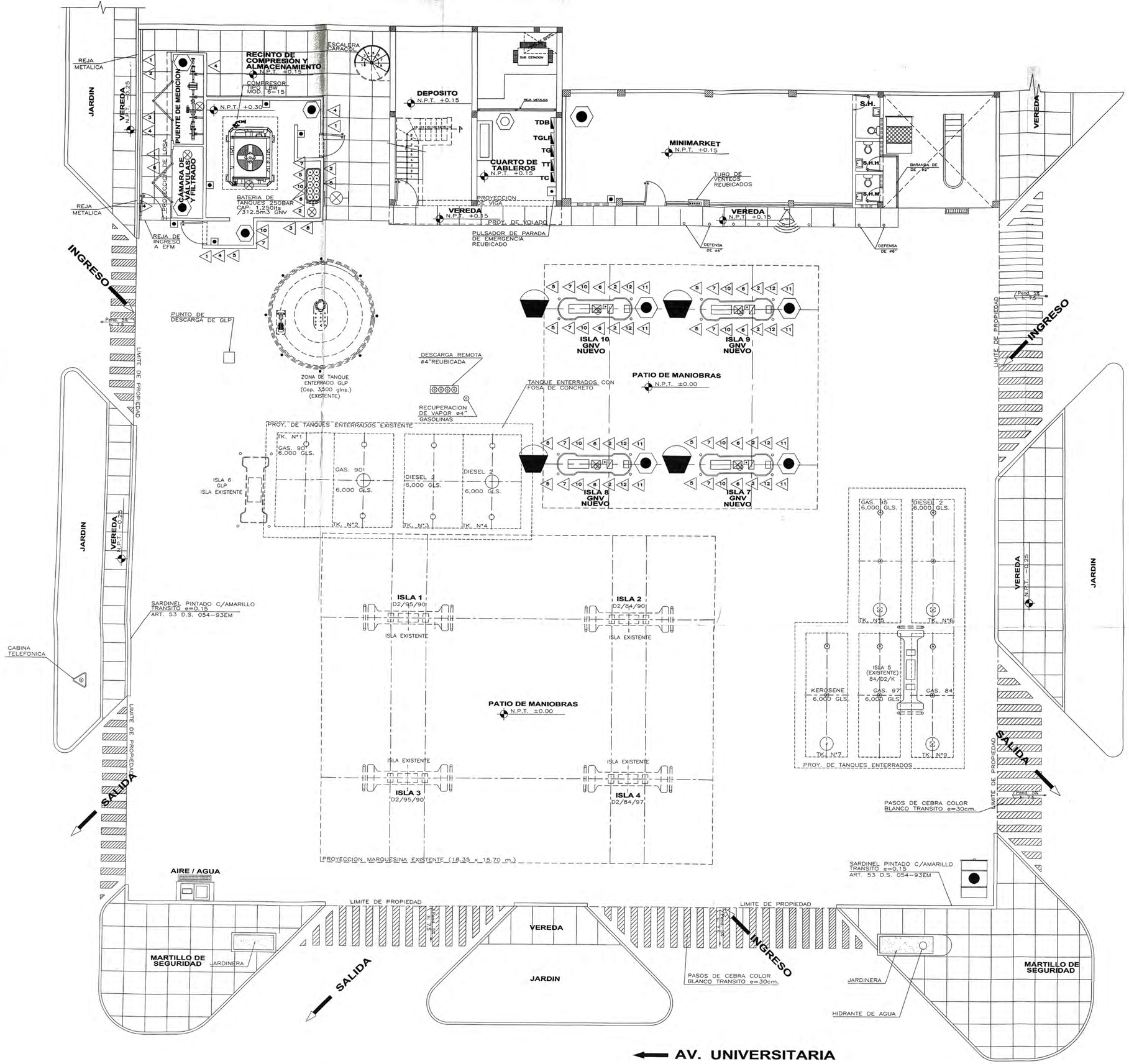
PROPIETARIO: UNION DE INVERSIONISTAS EN SERVICIOS PARA GAS S.A.C.

PROYECTO: ESTACIÓN DE SERVICIOS CON VENTA DE GLP PARA USO AUTOMOTOR Y CON VENTA DE GNV

DESCRIPCION: INSTALACIONES ELECTRICAS: RED GENERAL

UBICACION: AV. UNIVERSITARIA NORTE N°5779 ESQ. CON AV. MEXICO, DISTRITO DE COMAS, PROV Y DPTO. DE LIMA

FECHA:	DIBUJO:	ESCALA DE DIBUJO:	ESCALA DE PLOTEO:	PLANO:
20.08.09	PEDRO	1/100	1/100	IE-01



EXTINTORES Y ELEMENTOS CONTRA INCENDIO

SIMBOLO	DESCRIPCION	CANT.	UBICACION
	EXTINTORES DE P.Q.S. (POLVO QUIMICO SECO) 12 Kg. DE CONTENIDO, CON CARTUCHO EXTERNO DE 20 UNIDADES DE CAPACIDAD	07	–1 EN CADA ISLA –1 EN P.M –2 EN RCA –1 EN MARKET
	EXTINTOR CO2	1	–1 EN CUARTO DE TABLEROS
	BALDES REGLAMENTARIOS CON ARENA SECA	04	–1 EN CADA ISLA DE GNV
	CILINDRO DE 200 LTS. DE CAPACIDAD LLENO CON ARENA, CON SU CORRESPONDIENTE TAPA	1	EN PATIO DE MANIOBRAS
	DEPOSITO DE RESIDUOS INDUSTRIALES, TRAPOS, ETC.	1	EN PATIO DE MANIOBRAS
	PULSADOR DE EMERGENCIA	11	– 4 EN R.C.A. – ISLAS DE GNV(TOTAL 4) – 1 EN MARKET – 1 EN FACHADA DE BUNKER – 1 EXISTENTE EN CTO DE MAQUINAS
	SIRENA CONECTADA A LOS DETECTORES DE GAS	1	EN PATIO DE MANIOBRAS (REUBICADO)
	DETECTOR DE MEZCLA EXPLOSIVA	8	– R.C.A. – DISPENSADORES DE GNV – ESTACIÓN DE MEDICIÓN – CAMARA DE VALVULAS Y FLITRADO
	EXTINTOR RODANTE DE POS ABC DE 70 KG.	1	EN PATIO DE MANIOBRAS

LEYENDA

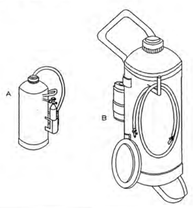
A EXTINTOR PORTATIL DE POS ABC CON CARTUCHO EXPULSOR EXTERNO DE 12 KGS.

B EXTINTOR RODANTE DE POS ABC DE 70.0 KG.

C EXTINTOR RODANTE DE POS ABC DE 50.0 KG.

D DETECTOR DE GAS

E DETECTOR DE MEZCLA EXPLOSIVA GNV



AVISOS PREVENTIVOS Y REGULADORES

SIMBOLO	DESCRIPCION	CANTIDAD	UBICACION	SIMBOLO	DESCRIPCION	CANTIDAD	UBICACION	SIMBOLO	DESCRIPCION	CANTIDAD	UBICACION
1	STICKERS SIMBOLO "PROHIBIDO EL ACCESO"	04	EN PM Y R.C.A	6	"PROHIBIDO FUMAR"	10	EN PM Y R.C.A EN AMBOS LADOS DE LOS DISPENSADORES	11	APAGUE SU MOTOR	08	EN AMBOS LADOS DE LOS DISPENSADORES
2	STICKER ANUNCIO APAGUE EQUIPOS ELECTRONICOS Y CELULARES	10	EN AMBOS LADOS DE LOS DISPENSADORES	7	STICKER DE GASES INFLAMABLES	09	EN R.C.A Y EN AMBOS LADOS DE LOS DISPENSADORES	12	APAGUE SUS LUCES	08	EN AMBOS LADOS DE LOS DISPENSADORES
3	LETRERO AVISO "PROHIBIDO HACER FUEGO ABIERTO A MENOS DE 50 m"	02	01 EN P.M. 01 EN RCA	8	PELIGRO GNV GAS NATURAL VEHICULAR INFLAMABLE	03	EN P.M., R.C.A.				
4	PARA EL INGRESO AL AREA DE OPERACIONES ES OBLIGATORIO EL USO DE	06	EN P.M Y R.C.A.	9	PRECAUCIÓN: ESTA MÁQUINA PUEDE ARRANCAR AUTOMÁ–TICAMENTE EN CUAL–QUIER MOMENTO	02	ZONA DE COMPRESOR DE GNV				
5	UN 1971	09	EN R.C.A. Y DISPENSADORES DE GNV	10	ROMBO INDECOPI	09	EN R.C.A EN AMBOS LADOS DE LOS DISPENSADORES				

ENERGO SYSTEMS S.R.L.

PROFESIONAL:
RICHARD HENRY O. SANTAMARIA TORRES
INGENIERO MECANICO - ELECTRICISTA
C.I.P. N°93239

PROPIETARIO: UNION DE INVERSIONISTAS EN SERVICIOS PARA GAS S.A.C.

PROYECTO: ESTACIÓN DE SERVICIOS CON VENTA DE GLP PARA USO AUTOMOTOR Y CON VENTA DE GNV

DESCRIPCION: UBICACION DE EQUIPOS CONTRAINCENDIOS

UBICACION: AV. UNIVERSITARIA NORTE N°5779 ESQ. CON AV. MEXICO, DISTRITO DE COMAS, PROV Y DPTO. DE LIMA

FECHA:	DIBUJO:	ESCALA DE DIBUJO:	ESCALA DE PLOTEO:	PLANO:
20.08.09	PEDRO	1/100	1/100	PC-01

NORMA TÉCNICA PERUANA

NTP 111.020
2004

Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales - INDECOPI
Calle de la Prosa 138, San Borja (Lima 41) Apartado 145 Lima, Perú

GAS NATURAL SECO. Requisitos de instalación, operación y mantenimiento de compresores para estaciones de servicio de gas natural vehicular (GNV)

NATURAL GAS. Requirements for installation, operation and maintenance of compressors for compressed natural gas services stations

2004-10-21
1ª Edición

R.0110-2004/INDECOPI-CRT.Publicada el 2004-11-13 Precio basado en 21 páginas
I.C.S.: 75.180.01 ESTA NORMA ES RECOMENDABLE
Descriptores: Gas natural seco, requisitos de instalación, operación, mantenimiento, compresores, estaciones de servicio, gas natural vehicular

ÍNDICE

	página
ÍNDICE	
PREFACIO	II
1. OBJETO	
2. REFERENCIAS NORMATIVAS	
3. CAMPO DE APLICACIÓN	3
4. DEFINICIONES	3
5. REQUISITOS SOBRE EL SUMINISTRO DE GAS	3
6. REQUISITOS ELÉCTRICOS	4
7. INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE COMPRESIÓ	5
8. EQUIPO AUXILIAR	7
9. REQUISITOS ESPECÍFICOS	8
10. I STRUMENTACIÓ Y SISTEMA DE CONTROL	10
11. PREVENCIÓN DEL I GRESO DE AIRE	13
12. REQUISITOS DE SEGURIDAD	14
13. SEÑALES DE SEGURIDAD	17
14. ENSAYO Y PUESTA EN MARCHA	17
15. OPERACIÓN	17
16. MANTENIMIENTO	18
17. ROTULADO E INSTRUCCIONES	20
18. ANTECEDENTES	21

PREFACIO

A. RESEÑA HISTÓRICA

A.1 La presente Norma Técnica Peruana ha sido elaborada por el Comité Técnico de Normalización de Gas Natural Seco, mediante el sistema 2 u Ordinario, durante los meses de enero a mayo del 2004, utilizando como antecedentes a los que se mencionan en el capítulo correspondiente.

A.2 El Comité Técnico de Normalización de Gas Natural Seco, presentará a la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales –CRT-, con fecha 2004-06-16, el PNTP 111.020:2004, para su revisión y aprobación; siendo sometido a la etapa de Discusión Pública el 2004-07-27, habiéndose presentado observaciones las cuales fueron revisadas por el Comité Técnico de Normalización en coordinación con la Comisión, fue oficializada como Norma Técnica Peruana **NTP 111.020:2004 GAS NATURAL SECO. Requisitos de instalación, operación y mantenimiento de compresores para estaciones de servicio de gas natural vehicular,** 1ª edición, el 13 de noviembre del 2004.

A.3 Esta Norma Técnica Peruana ha sido estructurada de acuerdo a las Guías Peruanas GP 001:1995 y GP 002:1995.

B. INSTITUCIONES QUE PARTICIPARON EN LA ELABORACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA PERUANA

Secretaría	Instituto de Petróleo y Gas de la UNI
Presidente	Wilfredo Salinas Ruiz-Conejo
Secretario	César Luján Ruiz
ENTIDAD	**REPRESENTANTE**
PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.	Antonio Tella Enrique Martínez
CERAMICA LIMA – CELIMA (Corporación Cerámica)	Rolando Alguiar Q.
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS- DGH (Dirección General de Hidrocarburos)	Pablo Maldonado Luis Zavaleta
OSINERG	César Saenz

	Jaime Madueño
CERTIPETRO – FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	Amador Paulino Beatriz Adaniya
UNIGAS-FIM UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	Santiago Paredes Jaramillo
MEGA TOTAL INGENIERIA SAC.	Harold Robillard Jorge Besio
QUÍMICA SUIZA S.A.	Juan Díaz Camargo Milan Pejnovic Kapa
GAS NATURAL DE LIMA Y CALLAO	Erick Portuguez
CIA GAS DEL SUR	Carlos Nuñez Marianella Espinoza
SACOR S.A.	Ricardo Santillán Pablo Mendoza
CENERGIA	Eduardo Cisneros
PECSA (Peruana de combustibles)	Diego Tejero Jose Jara
Ministerio de Transporte y Comunicaciones Dirección General de Caminos - OAT	Mercedes Sancho Ponce
CONSULTOR	Máximo Uriburú Sosa
CONSULTOR	Victor Ortiz M.
CONSULTOR	Freddy Rojas Chávez
CONSULTOR	Wilman Grados
CONSULTOR	Ricardo Linares

---oooOooo---

GAS NATURAL SECO. Requisitos de instalación, operación y mantenimiento de compresores para estaciones de servicio de gas natural vehicular

1. OBJETO

Esta Norma Técnica Peruana establece los requisitos de instalación, operación y mantenimiento de compresores para estaciones de servicio de gas natural vehícular.

2. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las siguientes normas contienen disposiciones que al ser citadas en este texto, constituyen requisitos de esta orma Técnica Peruana. Las ediciones indicadas estaban en vigencia en el momento de esta publicación. Como toda Norma está sujeta a revisión, se recomienda a aquellos que realicen acuerdos basándose en ellas, que analicen la conveniencia de usar las ediciones recientes de las normas citadas seguidamente. El Organismo Peruano de Normalización posee, en todo momento, la información de las Normas Técnicas Peruanas en vigencia.

2.1 Normas Técnicas Peruanas

2.1.1	NTP 111.019:2004	Estaciones de servicio para la venta al público de GNV
2.1.2	NTP 399.011:1974	Símbolos. Medidas y disposición (arreglo, presentación) de las señales de seguridad

2.2 Normas Técnicas Internacionales

2.2.1	ISO 1217:1996	Displacement compressors -- Acceptance tests

2.2.2	ISO 1813:1998	Belt drives - V-ribbed belts, joined V-belts and V-belts including wide section belts and hexagonal belts - Electrical conductivity of antistatic belts: Characteristics and methods of test
2.2.3	ISO 6743-3:2003	Lubricants, industrial oils and related products (class L) -- Classification -- Part 3: Family D (Compressors)
2.2.4	ISO 8012: 1988	Compressors for the Process Industry. Reciprocating Types. Specifications and Data Sheets for their Design and Construction

2.3 Normas Técnicas de Asociación

2.3.1	ANSI/ASME B31.3:1993	Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
2.3.2	API 618:1995	Reciprocating Compressors for General Refinery Services
2.3.3	ASME B40.1:1991	Gauges Pressure. Indicating Dial type. Elastic Element.
2.3.4	ASME IX: 1992	ASME Boiler and Pressure Vessel Code. Section IX Welding and Brazing Qualifications
2.3.5	NFPA 70:2002	National Electric Code
2.3.6	API RP 520	

3. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta Norma Técnica Peruana se aplica a los compresores para gas natural que han sido diseñados para estar disponibles como equipo de trabajo continuo a plena carga, que son movidos mecánica, eléctrica o hidráulicamente y que están previstos para ser utilizados en las operaciones de reabastecímiento de los cilindros de los vehículos a GNV; forman parte del compresor sus sistemas de control y su equipo esencial de seguridad. Estos compresores usualmente, pero no necesariamente, son compresores reciprocantes de múltiples etapas.

4. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta Norma Técnica Peruana se aplican las siguientes definiciones:

4.1 **área clasificada (peligrosa):** Area en la cual está presente una atmósfera explosiva o puede llegar a estarlo, en cantidades tales que se requiere tomar precauciones especiales para la construcción, instalación y uso de potenciales fuentes de ignición.

4.2 **operador:** Persona responsable por la operación segura y el mantenimiento de la estación de servicio de GNV; y puede incluir o ser el propietario de la estación.

4.3 **válvula manual de aislamiento:** Válvula de accionamiento rápido que se utiliza para detener el flujo de gas y que opera desde una posición totalmente abierta a una posición totalmente cerrada mediante el giro de un cuarto de vuelta.

5. REQUISITOS SOBRE EL SUMINISTRO DE GAS

5.1 Antes de seleccionar y especificar un compresor de gas natural comprimido para una aplicación particular, se debe contactar a la empresa local de suministro de gas con el propósito de:

a) Establecer la presión de gas en la entrada que está disponible para la conexión especificada.

b) Identificar cualquier otro requisito que la empresa local de suministro de gas pueda tener para el establecimiento de contratos de suministro y selección del equipo.

5.2 Al considerar el compresor apropiado es esencial conocer la condición especificada en el apartado 5.1, antes de establecer una especificación para la unidad de compresión.

5.3 La calidad del gas natural seco para el GNV deberá estar de acuerdo con lo especificado en la reglamentación vigente[2].

6. REQUISITOS ELÉCTRICOS

6.1 Suministro de electricidad

Durante el proceso de selección del compresor apropiado para la estación de servicio, se deben considerar y discutir los requisitos de potencia eléctrica con la empresa local suministradora de energía eléctrica.

6.2 Delimitación del área

El área alrededor del compresor está establecida como un área clasificada. Todos los equipos eléctricos deben ser apropiados para la naturaleza particular del área. Para la delimitación del área peligrosa se deben seguir los requisitos aplicables establecidos en la NTP 111.019.

NOTA: Deben revisarse las precauciones especiales con relación al uso de equipos eléctricos en áreas clasificadas especificadas en el código eléctrico nacional y a falta de esta la NFPA 70.

[2] En la actualidad el D.S. ° 042-99-EM y sus respectivas modificaciones.

6.3 Requisitos de acceso

La ubicación del compresor se debe planear en la distribución (layout) para brindar un espacio adecuado y accesibilidad para el equipo eléctrico y asegurar una operación fácil de inspección y mantenimiento, de acuerdo con los requisitos aplicables establecidos en la NTP 111.019.

6.4 Aislamiento

Se deben proveer los mecanismos (interruptores) para el aislamiento de todas las fuentes de suministro eléctrico al compresor y su equipo de control asociado. Si tales mecanismos no están adyacentes al sistema de compresión, el interruptor de aislamiento utilizado se debe poder bloquear en la posición abierta.

6.5 Puesta a tierra

Los componentes del sistema de compresión deben disponer de un mecanismo de puesta a tierra de acuerdo a lo establecido en la NTP 111.019.

7. INSTALACIÓN DEL EQUIPO DE COMPRESIÓN

7.1 Cimentación

7.1.1 Se debe asegurar que las bases sean apropiadas para el sitio de ubicación del compresor, de acuerdo con las especificaciones y planos suministrados por el fabricante del mismo, según sea aplicable. Las bases deben tener en cuenta la vibración, el balance dinámico, y las características de amortiguación presentes en las condiciones de velocidad bajo carga de trabajo.

7.1.2 Se debería verificar la especificación de la placa del piso existente para asegurar que las mismas cumplen con los requisitos indicados por el fabricante del compresor.

7.2 Instalación de gas

7.2.1 Toda la tubería, válvulas y accesorios deben ser apropiados y estar montados de manera que puedan cumplir con su uso previsto dentro de la instalación.

7.2.2 La tubería debe estar instalada de acuerdo con lo especificado en la NTP 111.019 y debe ser seleccionada de tal manera que cumpla con el requisito indicado en el apartado 7.2.1 de esta NTP, o ser diseñada de acuerdo con los cálculos de ingeniería basados en los requisitos de la norma ANSI/ASME B31.3.

7.2.3 Las tuberías rígidas y flexibles deben ser continuas entre sus respectivos componentes (accesorios, válvulas, etc) y deben estar libres de conexiones, a excepción de las uniones soldadas que se permiten para las tuberías rígidas o de accesorios de unión mecánica, para el caso de las tuberías flexibles, según se indica en el apartado 7.2.8.

7.2.4 Todas las uniones soldadas se deben fabricar y ensayar de acuerdo con lo especificado en la norma ANSI/ASME B31.3.

7.2.5 Todas las tuberías rígidas y flexibles se deben ensayar después de ensambladas de acuerdo con lo especificado en la norma ASNI/ASME B31.3.

7.2.6 Todas las tuberías y componentes auxiliares integrales con el equipo de compresión deben estar soportadas de forma que se minimice la posibilidad de daño debido a la vibración, expansión térmica y a su propio peso.

7.2.7 En los sistemas que utilicen múltiples equipos de compresión se deben ubicar válvulas que permitan aislar cada compresor. No se deben emplear válvulas check para el aislamiento de los compresores.

7.2.8 Los accesorios del tipo unión por compresión se pueden utilizar en la tubería flexible a alta presión siempre y cuando los mismos sean usados dentro de las recomendaciones del fabricante en cuanto a presión y temperatura y considerando las condiciones de servicio previstas.

7.3 Ventilación

Cuando un compresor sea ubicado dentro de una construcción o encerramiento, se deben brindar ventilación de la siguiente manera:

Para fugas de gas eventuales se debe considerar el requisito especificado para ventilación en la NTP 111.019 y adicionalmente, se debe asegurar un adecuado enfriamiento del equipo de acuerdo con las instrucciones dadas por el fabricante.

8. EQUIPO AUXILIAR

8.1 En la línea de gas, a la entrada del compresor, se deben disponer los siguientes componentes:

a) Una válvula manual de aislamiento corriente arriba de todos los otros componentes;

b) Una válvula de check que tenga una presión nominal mínima igual al valor de ajuste de la válvula de alivio de la primera etapa de compresión, esta válvula se debe ubicar corriente arriba de la conexión flexible y de cualquier conexión para recirculación del gas;

c) Una válvula de corte tipo solenoide que se cierre cuando se desenergice el sistema;

d) Un dispositivo para evitar la transmisión de la vibración en la entrada y salida del compresor;

e) Si se requiere; los compresores estarán provistos de un tanque pulmón para amortiguar pulsaciones, cuyo volumen será, como mínimo 30 veces la cilindrada de primera etapa; además, su capacidad será suficiente como para evitar el venteo del gas al estar la máquina parada. Si su volumen es menor que el indicado, deberá justificarse debidamente. Dicho tanque pulmón poseerá una válvula de alivio por sobrepresión que descargue a la atmósfera.

f) Un filtro tipo seco, capaz de remover el 99 % de todas las partículas de diámetro igual o mayor a 5 micrones.

g) Una válvula manual de cierre rápido ubicada aguas arriba de la válvula de alivio de presión.

8.2 En la línea de gas, a la salida del compresor, se deben disponer los siguientes componentes:

a) Un dispositivo para evitar la transmisión de la vibración a la tubería de alta presión;

b) Una válvula de check localizada corriente abajo del dispositivo indicado en el literal a).

c) Una válvula manual de aislamiento corriente abajo de todos los demás componentes ubicados a la salida del compresor.

8.3 La Figura 1 presenta un esquema de una instalación típica de un compresor.

9. REQUISITOS ESPECÍFICOS

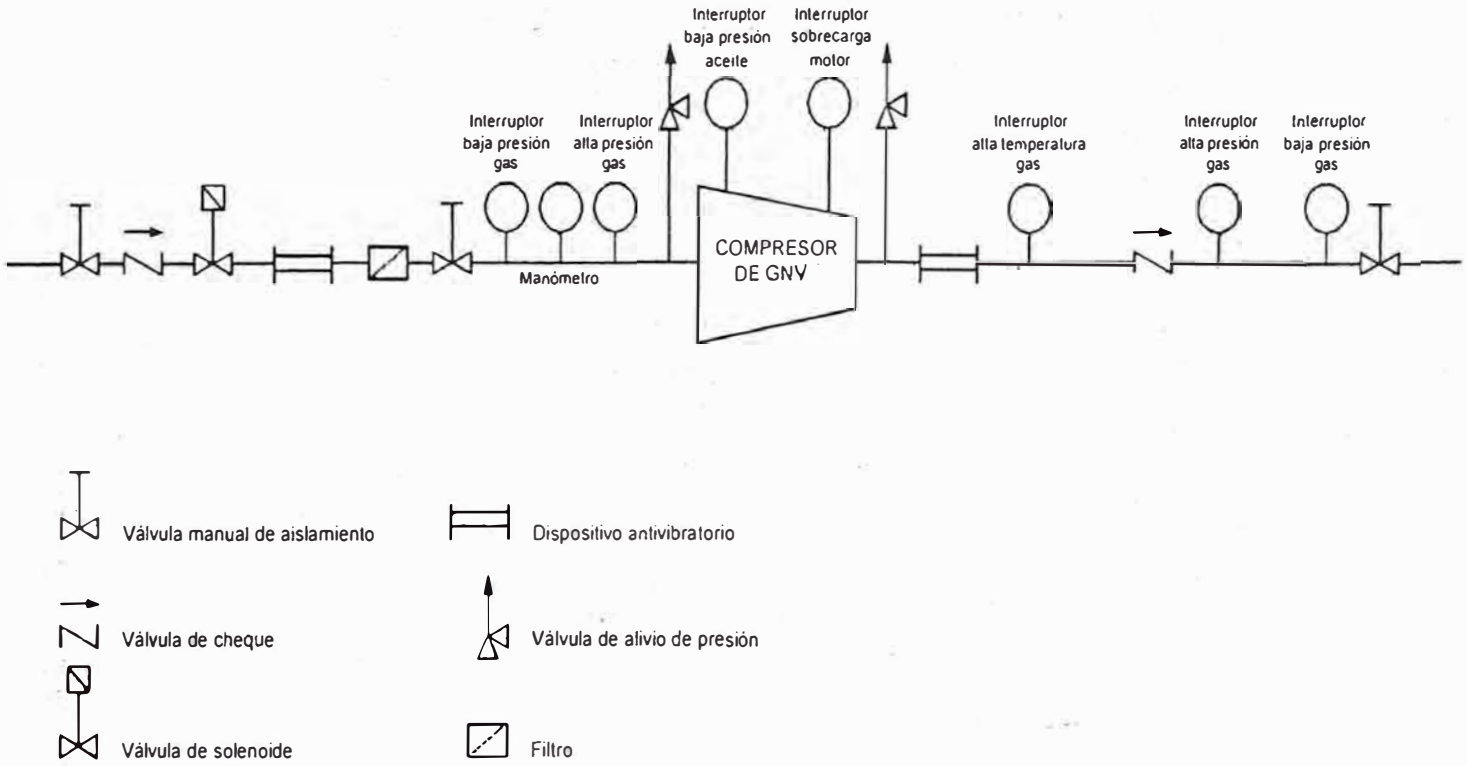
9.1 El compresor y su equipo asociado debe estar provisto de los medios de soporte para evitar su desplazamiento durante la operación normal.

9.2 Los múltiples de gas deben estar fijados para evitar su desplazamiento.

9.3 Los compresores para gas natural vehicular se deben diseñar y construir a partir de una norma apropiada tal como la ISO 8012, o la API 618 u otras equivalentes.

9.4 Los componentes, materiales y acabados, incluyendo los rectificados y los lubricantes usados en la construcción del compresor, deben ser apropiados para las condiciones de uso (presión, temperatura, corrosión, condiciones climáticas, etc.).

9.5 Los compresores deben proteger los controles y cableados eléctricos de las condiciones climáticas.



Nota. El diagrama no presenta el recipiente para amortiguación de pulsaciones, ni las válvulas de alivio de presión interetapas, ni el sistema de tuberías del compresor.

Esquema típico para la instalación de un compresor

FIGURA 1 – Esquema típico para la instalación de un compresor

10. INSTRUMENTACIÓN Y SISTEMA DE CONTROL

10.1 Cada compresor debe contar con los siguientes dispositivos indicadores. Así mismo, la función desempeñada por cada dispositivo debe estar claramente indicada.

a) un indicador de presión en la entrada de la primera etapa de compresión;

b) un indicador de presión en la salida de cada etapa de compresión;

c) un indicador de la presión de aceite en cada sistema de lubricación a presión (los sistemas de lubricación mecánica pueden emplear indicadores del flujo de aceite);

d) mecanismos para la inspección de todos los niveles de aceite;

e) un medidor horario para registrar el tiempo total de operación del compresor;

f) un indicador de temperatura en la descarga del compresor.

10.2 Los manómetros deben cumplir con la norma ASME B40.1, y deben tener una carátula graduada que permita efectuar lecturas superiores a 1,2 veces y no más de 2 veces la máxima presión de operación. Los manómetros deben ser del tipo lleno con líquido y deben tener una protección de amortiguación.

10.3 Los demás indicadores diferentes a los manómetros deben tener un rango equivalente al especificado en el apartado 10.2.

10.4 El diseño y operación de los controles del compresor deben ser tales que el compresor se ponga fuera de servicio en forma segura en la eventualidad que se presente una falla de voltaje, presión y temperatura, y no debe ser posible el reencendido del compresor en forma automática.

10.5 No obstante los requisitos indicados en el apartado 10.4, el compresor debe ponerse fuera de servicio inmediatamente se accione el pulsador de parada de emergencia.

10.6 Los compresores diseñados para operación automática deben estar provistos de un interruptor para el control de la presión que mantenga la presión en el almacenamiento dentro de los valores mínimo y máximo.

10.7 Además del interruptor para el control de la presion establecido en el apartado 10.6 se deben instalar los siguientes dispositivos de seguridad:

a) Alarma e interruptor por baja presión en la entrada de gas;

b) Alarma e interruptor por sobrepresión en la entrada de gas;

c) Alarma e interruptor por sobretemperatura en cada etapa de compresión;

d) Alarma e interruptor por baja presión del aceite lubricante, si es aplicable;

e) Alarma e interruptor por alta temperatura del aceite lubricante, si es aplicable;

f) Alarma por bajo nivel del aceite lubricante, si es aplicable;

g) Alarma e interruptor por sobrecarga del motor;

h) Alarma e interruptor por vibración tanto del equipo de compresión como del motor, si es aplicable;

i) Alarma por falla del sistema de lubricadores;

j) Alarma e interruptor por alto nivel en los separadores interetapas;

k) Alarma por falla en el sistema de enfriamiento por agua, si es aplicable.

La actuación sobre estos interruptores debe dejar fuera de servicio el sistema de control del compresor de modo que el compresor no pueda ser reencendido hasta que la falla sea corregida y el sistema de control sea restituido de forma manual. En ningún caso se debe hacer el reencendido automático después de la actuación sobre estos interruptores.

10.8 Las tomas de presion de los interruptores para la detección de una baja presion en la entrada de gas y la sobrepresión en la salida de gas se deben localizar de modo que estas no puedan quedar aisladas del compresor mediante alguna válvula de

aislamiento, filtro u otro mecanismo que pueda causar un bloqueo. La toma de presión del interruptor para la detección de una baja presión en la entrada de gas debe estar tan cercana como sea posible a la entrada de la primera etapa de compresión y de la entrada del manómetro.

10.9 Derivación (bypass) de los interruptores

10.9.1 Con excepción de los interruptores para baja presión del aceite lubricante y de baja presión en la entrada de gas, todos los demás interruptores de seguridad indicados en el apartado 10.7 se deben mantener en operación durante todas las etapas de arranque, operación y cierre del compresor, es decir, desde el momento en el cual el compresor inicia su movimiento hasta después de que cesa su movimiento, a menos que el compresor se ponga fuera de servicio mediante el interruptor para el control de la presión (véase el apartado 10.6).

10.9.2 En el interruptor para detección de una baja presión en el aceite lubricante se puede usar una derivación solamente durante el arranque del compresor, siempre que la presión correcta del aceite lubricante se alcance antes de que el compresor sea cargado.

10.9.3 El interruptor para detección de una baja presión a la entrada de gas puede usar una derivación únicamente para cumplir con el requisito especificado en el apartado 10.3.

10.10 El compresor no debe poder arrancar cuando se tenga una presion en la entrada menor que el valor más bajo establecido para la presión de succión, y en todos los casos se debe poner fuera de servicio después de cualquiera de los periodos de arranque permitidos en el apartado 10.9.1 o 11.2.

10.11 El punto de ajuste del interruptor de baja presión en la entrada de gas debe ser tal que permita mantener una presión positiva del gas en la entrada del compresor en todo momento, y normalmente no debería ser menor al 50 % de la presión normal de operación en la succión. La empresa distribuidora de gas puede requerir un punto de ajuste mayor para proteger la red de gas o, alternativamente, requerir que se instale un interruptor de baja presión, independiente, corriente arriba del sistema de suministro de gas al compresor.

10.12 Los dispositivos indicadores deben estar provistos para señalar cuál ha sido la falla que provocó el cierre (puesta fuera de servicio) del compresor.

11. PREVENCIÓN DEL INGRESO DE AIRE

11.1 Los siguientes requisitos son adicionales y no reemplazan a los indicados en el capítulo 10. Se debería tener cuidado especial durante la operación y mantenimiento de los compresores como se indica en los capítulos 15 y 16, ya que estos requisitos son esenciales para evitar el ingreso de aire.

11.2 Con excepción de los compresores cubiertos por el apartado 11.3, todos los demás compresores deberían:

a) tener un periodo menor o igual a 5 segundos entre el arranque del compresor y la apertura de la válvula de control en la entrada; y

b) tener una interrupción completa antes de que la válvula de control en la entrada se cierre.

11.3 Algunos compresores disponen de unos mecanismos de descarga por medio de los cuales el compresor cierra la válvula de control en la entrada y continúa bombeando durante un tiempo conocido, preseleccionado, hasta que el ciclo de bombeo termina. Esto provoca un vacío dentro de la primera etapa de compresión que puede causar el ingreso de aire a través de los sellos de la varilla del pistón, si estos están comunicados con la atmósfera a través del depósito de aceite (carter). Para evitar el ingreso de aire a través de esta ruta, en este tipo de compresores, se deberían cumplir los siguientes requisitos:

a) El depósito de aceite debería estar presurizado con un suministro de gas regulado que mantenga una presión positiva durante el periodo remanente de bombeo considerando la resistencia de diseño del depósito de aceite y los sellos.

b) El tamaño de este suministro de gas debería ser tal que se mantenga la presión positiva hasta que el ciclo de bombeo termine;

c) la presión positiva debería ser comprobada mediante un interruptor de presión interconectado con el sistema de control.

12. REQUISITOS DE SEGURIDAD

12.1 Se debe instalar un pulsador de parada de emergencia, de restitución manual, adyacente al compresor, de modo que el mismo sea fácilmente accesible todo el tiempo.

NOTA: Normalmente este botón se debe instalar sobre la cara exterior de la pared de la construcción que rodea al compresor junto a la puerta.

12.2 Bajo ninguna circunstancia se debe crear una presión inferior a la atmosférica en ninguna parte del compresor o de las líneas del sistema de gas, a excepción de lo contemplado en el apartado 11.3.

12.3 Los cilindros del compresor deben ser enfriados. La temperatura del gas a la salida de cada etapa no debe ser superior a 150 °C.

12.4 Se debe incluir un enfriador de gas después de la etapa final de compresión y después de cada etapa intermedia de compresión (interenfriadores). Estos enfriadores deben ser suministrados por el fabricante como parte del compresor. Se pueden emplear intercambiadores de calor aire/gas o agua/gas. La tubería del enfriador debe ser resistente a la corrosión y accesible en el lado refrigerante para propósitos de inspección, limpieza y fácil remoción.

12.5 Los intercambiadores de calor agua/gas deben disponer de un sistema de protección contra sobrepresurización en el lado del agua para proteger la integridad de la carcasa del intercambiador de calor.

12.6 Se debe fijar un separador después del enfriador final para recolectar el aceite, agua y el condensado del gas. Así mismo se deben ubicar separadores después de cada interenfriador.

12.7 Se deben brindar los medios para la recolección y eliminación del líquido condensado de cada separador. El gas extraído con el líquido purgado se debe separar y llevar por tubería hasta la línea de entrada de gas. Las instalaciones deben tener una configuración apropiada que garantice una disposición segura de los líquidos separados y del gas disuelto contenido en el mismo, de acuerdo con el procedimiento de manejo ambiental de la estación. No debe ser posible abrir los separadores mientras estos estén

sometidos a presión.

12.8 Si el compresor tiene un sistema o seccion sin carga, el gas debe ser regresado a la línea de entrada de gas de manera que no se someta a una sobrepresión ninguna parte del sistema en la entrada de gas, es decir, sin que se exceda la presión de diseño o se provoque la actuación del dispositivo de alivio de presión. Si el sistema sin carga tiene venteo a la atmósfera, éste se debe hacer de forma segura y debe tener en la línea de venteo una válvula de cheque dimensionada adecuadamente para que asegure el mantenimiento de una presión de gas positiva en el compresor. El sistema sin carga se puede combinar con el sistema de recolección de condensado.

NOTA: En relación a la descarga de gas hacia la atmósfera y sobre la disposición del líquido condensado, deben ceñirse al reglamento vigente nacional de seguridad y medio ambiente de hidrocarburos.

12.9 Válvulas de alivio de presión

12.9.1 Las válvulas de alivio cumplirán como mínimo con los requisitos de diseño según la API RP 520.

12.9.2 Las válvulas de alivio de presion no se deben fijar con dispositivos de levantamiento manuales. El ajuste debe estar provisto de un mecanismo de sello que evite la manipulación por personas no autorizadas.

12.9.3 Cada etapa de compresión debe contar con una válvula de alivio de presión accionada por resorte. Las válvulas y su tubería asociada deben ser dimensionadas correctamente y estar soportadas de acuerdo con los flujos y fuerzas generadas durante la descarga. Para las etapas intermedias, la presión de ajuste debe ser al menos 10 % superior a la presión de descarga de la etapa de compresión asociada, pero sin exceder la máxima presión de trabajo permisible. La válvula de alivio de la etapa final de compresión se debe ajustar sin exceder la máxima presión de operación. Todas las válvulas de alivio deberían ser una parte integral del compresor; la válvula de alivio de la etapa final debe estar ubicada aguas arriba de cualquier elemento filtrante, válvula de check o dispositivo de corte.

12.10 Líneas de venteo

12.10.1 Cualquier tubería de venteo debe ser de un tamaño y presión nominal tales que la presión que pueda existir o desarrollarse dentro de ella no reduzca la capacidad de alivio o exceda la presión nominal del tubo. El dimensionamiento de una línea de descarga (venteo) que sirva a dos o más dispositivos de alivio de presión, en los cuales pueda ocurrir una descarga simultánea, debe garantizar que no se formen mezclas en el rango de inflamabilidad en zonas que presenten riesgo. (véase la Guía API Guide for pressure - Relieving and Depressuring Systems-apartado 5.3)

12.10.2 Las líneas de venteo, junto con sus soportes y anclajes deben estar diseñadas y construidas de manera que las reacciones debidas al venteo no causen el daño de las demás tuberías y accesorios.

12.10.3 Las líneas de venteo de las válvulas de alivio deben estar diseñadas y construidas para evitar la acumulación de líquido en cualquier punto del sistema.

NOTA: Las líneas de venteo del compresor deben descargar en dirección vertical sin que la descarga choque contra ninguna estructura, y deben disponer de tapas protectoras contra la lluvia en su extremo.

12.11 Sistema de accionamiento

El sistema de accionamiento debe cumplir con lo establecido en la ISO 8012 y las correas de accionamiento deben cumplir adicionalmente con:

12.11.1 Correas o fajas de accionamiento

12.11.1.1 Las fajas de accionamiento deben ser resistentes al aceite y deben disponer de mecanismos de protección del sistema de transmisión.

12.11.1.2 Todas las correas de accionamiento ubicadas dentro de áreas clasificadas deben ser resistentes al fuego y antiestáticas, de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma ISO 1813 en cuanto a requisitos antiestáticos o los indicados en otra norma equivalente.

13. SEÑALES DE SEGURIDAD

13.1 Junto al compresor se debe colocar un aviso con la frase "NO FUMAR" empleando letras de al menos 50 mm de altura y de acuerdo a la NTP 399.011. Este aviso debe ubicarse de manera que sea fácil su lectura para cualquier persona que se aproxime al área del compresor.

13.2 Cuando el compresor disponga de un sistema de arranque automático, se debe colocar en un sitio de fácil lectura junto al compresor un aviso de advertencia de esta condición empleando letras de al menos 75 mm de altura. La leyenda debe indicar la siguiente, o información similar: "PRECAUCIÓN. ESTA MÁQUINA PUEDE ARRANCAR AUTOMÁTICAMENTE EN CUALQUIER MOMENTO".

Como otra medida de seguridad, las personas que pueden accionar compresores mediante un control remoto, antes de efectuar esta operación se deben asegurar que nadie está trabajando en los compresores. Para este propósito se debe colocar una leyenda explicativa junto al interruptor de arranque (véase el apartado 16.6).

13.3 El pulsador de parada de emergencia debe estar claramente identificado mediante una leyenda con letras de, al menos, 25 mm de altura y de acuerdo a la NTP 399.011.

14. ENSAYO Y PUESTA EN MARCHA

El ensayo y la operación del compresor deben llevarse a cabo de acuerdo con los procedimientos indicados por el fabricante o los establecidos en la ISO 1217 u otra norma técnica equivalente.

15. OPERACIÓN

15.1 Los compresores únicamente deben ser operados por personal que haya recibido un entrenamiento apropiado.

15.2 Todas las operaciones que involucren los procedimientos de arranque, cierre y emergencias del compresor se deben revisar periódicamente con todos los operadores.

15.3 Solamente se deben emplear los aceites del grado y tipo recomendados o indicados por el fabricante del compresor:

OTA: La norma ISO 6743-3B describe los lubricantes de uso común en los compresores de gas.

15.4 Se deben guardar los registros del consumo de aceite y de todas las inspecciones principales, evaluaciones, reparaciones, ensayos de presión, etc., que se lleven a cabo.

15.5 Se debe tener cuidado para evitar el daño de los dispositivos de alivio de presión. Así mismo, se debe prestar atención al taponamiento del dispositivo de alivio debido al efecto de la aplicación de pintura o acumulación de polvo, los cuales pueden interferir con el funcionamiento del dispositivo.

15.6 Los operarios y el personal de mantenimiento deben usar sistemas de protección auditiva cuando estén dentro de los cuartos de compresores que tengan un nivel de intensidad del sonido que esté por encima del valor permitido por la regulación de la Entidad Competente.

16. MANTENIMIENTO

16.1 El operador debe asegurar que todas las instrucciones relacionadas con la operación y mantenimiento del compresor se siguen apropiadamente y que el compresor con todos sus accesorios y dispositivos de seguridad se encuentran en buenas condiciones de trabajo.

16.2 El trabajo de mantenimiento solamente debe ser realizado por personal que haya recibido un entrenamiento apropiado.

16.3 Todo el trabajo de mantenimiento diferente a las operaciones de ajuste durante el servicio se debe realizar con el compresor detenido.

16.4 Antes de desensamblar cualquier componente sometido a presion, el compresor se debe aislar, de manera efectiva, de cualquier fuente de presión y se debe ventear completamente todo el gas.

16.5 El compresor se debe mantener tan limpio y libre de aceite y polvo como sea posible.

16.6 Cuando se realice mantenimiento sobre compresores accionados eléctricamente, se debe ajustar en la posición abierta el interruptor para aislamiento eléctrico o utilizar algún otro mecanismo para interrumpir el flujo de corriente, por ejemplo dejando fuera los fusibles. Además se debe fijar junto al equipo de arranque un aviso de advertencia con la siguiente o una leyenda similar: "SE ESTÁ REALIZANDO MANTENIMIENTO. NO DE ARRANQUE AL EQUIPO".

16.7 Como parte de la programación regulár de mantenimiento, se debe incluir una inspección de los dispositivos de seguridad del compresor. Se debe hacer mantenimiento sobre los dispositivos de seguridad para garantizar su adecuado funcionamiento. Los dispositivos de seguridad no se deben poner fuera de servicio y deben ser reemplazados únicamente por dispositivos que brinden características de seguridad al menos equivalentes. Los manómetros y los indicadores de temperatura se deben revisar regularmente de acuerdo a su exactitud. Estos dispositivos se deben reemplazar cuando se encuentren por fuera de los límites de tolerancia permisibles.

16.8 Todas las válvulas de alivio se deben ensayar de acuerdo con las indicaciones del fabricante y a intervalos regulares para determinar que los mismos se encuentran en buenas condiciones de operación.

16.9 Los discos de ruptura del compresor o tapón se deben inspeccionar regularmente para detectar cualquier signo de fractura por fatiga, corrosión y otra condición de deterioro.

16.10 Para evitar un incremento en la temperatura del gas suministrado, las superficies de transferencia de calor (por ejemplo intercambiadores de calor y camisas de agua) se deben inspeccionar regularmente y limpiarse según sea necesario. Para cada estación, el intervalo entre las operaciones de limpieza debe ser conocido.

OTA: La periodicidad o programa de mantenimiento para los compresores empleados en las estaciones de servicio de GNV debe ser suministrada por el fabricante.

16.11 El equipo eléctrico localizado en áreas clasificadas requiere ser inspeccionado a intervalos regulares para garantizar su nivel de protección y seguridad.

17. ROTULADO E INSTRUCCIONES

17.1 Los compresores deben estar provistos de un rotulado claro y permanente, fácilmente accesible y de fácil lectura después de que el compresor haya sido instalado. El rotulado debe incluir la siguiente información:

a) nombre del fabricante o marca comercial;

b) designación del modelo;

c) número de serie o mes y año de fabricación;

d) capacidad nominal a las condiciones de entrada establecida (temperatura y presión)(m^3/h);

e) velocidad de operación (rpm);

f) potencia de accionamiento (nominal) requerida, si el motor no es provisto como parte de la unidad de compresión;

g) Presiones de suministros máximas y minimas

h) rotulado eléctrico, según sea requerido.

Dentro de la cabina del sistema de control se debe tener lo siguiente:

a) un diagrama del cableado del sistema de control;

b) un registro de los valores de ajuste y de todos los componentes de control ajustables, tales como temporizadores, interruptores de seguridad, etc.

17.2 Cada compresor debe ser suministrado con instrucciones del fabricante sobre su instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento. Estas instrucciones deben incluir:

a) las temperaturas y presiones de trabajo normales y máximas;

b) requisitos sobre el suministro de potencia y otros datos de diseño pertinentes;

c) especificaciones en cuanto a lubricación;

d) procedimientos de puesta en marcha y ensayo;

e) procedimientos de operación, incluyendo los procedimientos de emergencia;

f) el ajuste *y* operación de todos los interruptores de control *y* seguridad.

18. ANTECEDENTES

18.1	NTC 4827:2001	Requisitos de instalación, operación y mantenimiento de compresores para estaciones de servicio de gas natural comprimido.
18.2	GE NI – 141	Equipos de compresion para estaciones de carga de gas natural comprimido.

NORMA TÉCNICA PERUANA

NTP 111.032
2008

Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales - INDECOPI
Calle de La Prosa 138, San Borja (Lima 41) Apartado 145 Lima, Perú

GAS NATURAL SECO. Estación de servicio de gas natural licuado (GNL), estaciones de servicio GNL-GNV, suministro GNL-GN a industrias, comercios y residencias

ATURAL GAS. Liquefaction Natural Gas (LNG)

2008-06-25
1ª Edición

R.0094-2008/INDECOPI-CRT. Publicada el 2008-07-11 Precio basado en 39 páginas
I.C.S.: 75.180.01 ESTA NORMA ES RECOMENDABLE
Descriptores: Gas natural seco, estación de servicio, gas natural licuado, GNL, GNL-GNV, GNL-GN, industria, comercio, residencia

ÍNDICE

		página
	ÍNDICE	
	PREFACIO	III
1.	OBJETO	
2.	REFERENCIAS NORMATIVAS	
3.	CAMPO DE APLICACIÓN	2
4.	DEFINICIONES	3
5.	ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LAS ESTACIO ES DE SERVICIOPARA SUMINISTRO DE GNL	
6.	ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO PARA SUMINISTRO DE GNL-GNV	25
7.	SUMINISTRO GNL-GN A INDUSTRIAS, COMERCIOS Y RESIDENCIAS	28
8.	INSTALACIÓN DE ODORIZACIÓN	29
9.	REQUERIMIENTO MÍNIMO DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO	29
10.	PRUEBAS DE HERMETICIDAD	32
11.	ANTECEDENTES	32
	ANEXOS	
	ANEXO A	34
	ANEXO B	36

PREFACIO

A. RESEÑA HISTÓRICA

A.1 La presente Norma Técnica Peruana ha sido elaborada por el Comité Técnico de Normalización de Gas Natural Seco, mediante el sistema 2 u Ordinario, durante los meses de octubre de 2007 a enero de 2008, utilizando como antecedentes a los que se mencionan en el capítulo correspondiente.

A.2 El Comité Técnico de Normalización de Gas Natural Seco, presentó a la Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales –CRT-, con fecha 2008-03-10, el PNTP 111.032:2008, para su revisión y aprobación, siendo sometido a la etapa de Discusión Pública el 2007-04-25. No habiéndose presentado observaciones fue oficializado como Norma Técnica Peruana **NTP 111.032:2008 GAS NATURAL SECO. Estación de servicio de gas natural licuado (GNL), estaciones de servicio GNL-GNV, suministro GNL-GN a industrias, comercios y residencias**, 1ª Edición, el 11 de julio del 200x.

A.3 Esta Norma Técnica Peruana ha sido estructurada de acuerdo a las Guías Peruanas GP 001:1995 y GP 002:1995.

B. INSTITUCIONES QUE PARTICIPARON EN LA ELABORACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA PERUANA

Secretaría	Instituto de Petróleo y Gas-IPEGA Universidad Nacional de Ingeniería
Presidente	Wilfredo Salinas Ruiz-Conejo - IPEGA
Secretario	César Luján Ruiz
Coordinador	Víctor Fernández -OSINERGMIN

ENTIDAD	REPRESENTANTE
PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.	Enrique Martínez Jaime Risco

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS- DGH (Dirección General de Hidrocarburos)	Luis Zavaleta Ronald Martínez
OSINERG	Sergio Elera Luis Lazo
PRAXAIR PERU S.R.L	Miguel Morán G. Manuel Villavicencio Ch.
CAMARA PERUANA DEL GNV	Jorge Juárez
SACOR S.A.	Pablo Mendoza
CENERGIA	Manuel Luna Eduardo Cisneros
INSTITUTO PERUANO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO DE TRANSPORTE Y COMUNICACIONES	Moisés Travi
IRRADIA SRL	José Ortiz-Arrieta C.
GRAÑA Y MONTERO - GMP	Norvic Cicchón
COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU Capítulo Ingeniería Química	Norma Benites
SGS del PERU SAC	Jhonny Olaza Oscar Delgado
NEOGAS PERU S.A	José Armas Eduardo Mercado
GASOGAS PERU SAC	Orestes Vaggi
MARCONSULT SAC	Juan Fustamante Sandro López
CONSULTOR	Victor Ortiz M.
CONSULTOR	Manfredo Mondragón

---oooOooo---

GAS NATURAL SECO. Estación de servicio de gas natural licuado (GNL), estaciones de servicio GNL-GNV, suministro GNL-GN a industrias, comercios y residencias

1. OBJETO

Esta Norma Técnica establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones en las estaciones de servicio para suministrar gas natural licuado (GNL) a vehículos automotores, así como los requisitos mínimos de seguridad para la operación de dichas estaciones. En la misma medida esta NTP se aplica también a Estaciones de Servicio GNL-GNV, y el suministro de GNL-GN a industrias, comercios y residencias.

2. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las siguientes normas contienen disposiciones que al ser citadas en este texto, constituyen requisitos de esta Norma Técnica Peruana. Las ediciones indicadas estaban en vigencia en el momento de esta publicación. Como toda Norma está sujeta a revisión, se recomienda a aquellos que realicen acuerdos basándose en ellas, que analicen la conveniencia de usar las ediciones recientes de las normas citadas seguidamente. El Organismo Peruano de Normalización posee, en todo momento, la información de las Normas Técnicas Peruanas en vigencia.

2.1 Normas Técnicas Peruanas

2.1.1	NTP 111.019:2007	Estación de servicio para venta al público de gas natural vehicular (GNV)
2.1.2	NTP 111.004:2003	Gas natural seco. Odorización
2.1.3	NTP 399.009:1974	Colores patrones utilizados en señales y colores de seguridad

2.1.4	NTP 399.010-1:2004	SEÑALES DE SEGURIDAD. Colores, símbolos, formas y dimensiones de señales de seguridad. Parte 1: Reglas para el diseño de las señales de seguridad
2.1.5	NTP 399.011:1974	Símbolos. Medidas y disposición (arreglo, presentación) de las señales de seguridad

2.2 Normas Técnicas de Asociación

2.2.1 ASME Code for Pressure Piping, S-31.1, American Society of Mechanical Engineers, 1995

2.2.2	ANSI-NFPA-59 A:1990	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
2.2.3	NFPA 57:2002	Liquefied natural gas (LNG) vehicular fuel systems code
2.2.4	NFPA 52:2006	Vehicular fuel systems code

2.2.2 Boiler and Pressure Vessel Code, ASME, Section VIII, Division 1, American Society of Mechanical Engineers, 1989

3. CAMPO DE APLICACIÓN

Esta Norma Técnica se aplica a las estaciones de servicio con una capacidad total de almacenamiento menor de 265,000 litros de GNL, para el suministro de GNL a vehículos automotores con presión mínima de llenado de 0,758 MPa (110 psi) y máxima de llenado de 1,722 MPa (250 psi).

Se aplica a las estaciones de servicio para el suministro de GNV a partir de GNL con una capacidad de almacenamiento indicado en anterior párrafo.

Para el suministro de GN a partir de GNL con la capacidad de almacenamiento antes indicado, con el propósito de abastecer a presiones adecuadas a instalaciones fijas tales como:

Redes de distribución

Estaciones de servicio de GNV

Industrias

Los materiales y equipos a utilizar deben ser nuevos y certificados, y adecuados a las condiciones operatorias de trabajo.

Esta NTP no se aplica al transporte del conjunto móvil (especificación técnica y seguridad del vehículo, y el transporte por carretera de mercancías peligrosas) para lo cual deberá cumplir con lo establecido al respecto por la Entidad Competente.

No se aplica con instalaciones existentes para almacenamiento y despacho de hidrocarburos líquidos y/o gas licuado de petróleo (GLP).

4. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta NTP se aplican las siguientes definiciones:

4.1 **aislamiento:** Es el recubrimiento instalado alrededor del recipiente interior destinado a reducir el flujo térmico del exterior al interior.

4.2 **condiciones criogénicas:** Condición termodinámica a bajas temperaturas a las cuales, entre otras, se logra a licuefacción de los gases.

4.3 **conexion de suministro:** Aditamento del dispensador localizado en un extremo de la manguera, el cual se acopla a la boquilla receptora del vehículo para suministrarle gas natural licuado.

4.4 **dispensador:** Dispositivo utilizado para medir y suministrar gas natural licuado a los vehículos en las estaciones de servicio en el cual se muestra la cantidad y el costo del combustible suministrado.

4.5 **dique de contención:** Estructura utilizada para delimitar el área que contendrá el gas natural licuado que se derrame en caso de fuga.

4.6 **disco de ruptura:** Diafragma diseñado para romperse a una presión predeterminada y aliviar la presión del recipiente o tanque de almacenamiento que está siendo protegido; debe sostenerse entre bridas especiales.

4.7 **entidad Competente:** Es el ente gubernamental responsable de verificar la correcta aplicación de cualquier parte de una norma técnica peruana o el funcionario o la agencia designada por esta entidad para ejecutar tal función.

4.8 **estación de servicio de GNL:** Instalación en la que se recibe, almacena y suministra gas natural licuado a vehículos automotores. Véase Figura 1.

4.9 **fuentes de ignición:** Dispositivos, objetos o equipos capaces de proveer suficiente energía térmica para iniciar el proceso de combustión de mezclas inflamables de aire-gas natural.

4.10 **gas natural o gas natural seco (GN):** La mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.

4.11 **gas natural licuado (GNL):** Gas natural que se mantiene en estado líquido a condiciones criogénicas. Es incoloro y no está odorizado.

4.12 **línea de venteo:** Conducto o tubería que descarga hacia la atmósfera los desfogues de los dispositivos de alivio de presión.

4.13 **presión de operación máxima permisible:** Presión máxima a la cual debe operar el tanque de almacenamiento. La primera válvula de seguridad se tara a este valor.

4.14 **punto de trasiego:** Suministro de GNL desde el camión cisterna al tanque de almacenamiento de la estación de servicio.

4.15 **receptáculo de llenado:** Aditamento instalado en el cilindro del vehículo, cuyo uso específico es para cargar el gas natural licuado.

4.16 **recipiente de unidad móvil:** Recipiente del vehículo desde donde se suministra el GNL a los tanques de almacenamiento en la estación de servicio.

4.17 **tanque de almacenamiento:** Depósito contenedor en las estaciones de servicio de GNL para el almacenamiento y suministro de combustible a los vehículos.

4.18 **sistemas de suministro de combustible:** Bombas, medidores, tubos, mangueras y controles utilizados para el trasiego de GNL y recuperación de vapores del recipiente del vehículo.

4.19 **sistema de parada de emergencia (SPE):** Sistema que permite cerrar automáticamente las válvulas para aislar los tanques de almacenamiento y los sistemas de suministro de combustible en caso de emergencia, sin deshabilitar los sistemas de protección contraincendio.

4.20 **válvula de alivio:** Dispositivo de alivio automático de presión que actúa por presión estática aplicada sobre la válvula, la cual abre en relación directa al incremento de presión calibrada a un límite preestablecido.

4.21 **válvula de seguridad de mínima temperatura:** Es la válvula instalada en la línea de gas a la salida del vaporizador y a partir del cual se considera que el gas se encuentra en condiciones de temperatura ambiente. Dispone de un sistema de cierre automático que actúa en el caso de detectar que la temperatura del gas es inferior a la mínima temperatura de servicio especificada aguas debajo de la misma.

4.22 **vaporizador ambiental:** Equipo que obtiene la energía térmica necesaria para vaporizar el GNL de una fuente natural. Transforma el líquido almacenado en gas a la temperatura ambiente o próxima a ella.

4.23 **vaporizador por calentamiento:** Equipo que obtiene la energía térmica necesaria para vaporizar el GNL de los gases de combustión o de la energía eléctrica. Transforma el líquido almacenado en gas a la temperatura ambiente o próxima a ella.

4.24 **vaporizador integral por calentamiento:** Equipo en el cual la fuente primaria de energía térmica está separada del vaporizador y un fluido intermedio es utilizado como medio de transferencia de calor por ejemplo: agua, vapor isopentano, glicol, etc. Transforma el líquido almacenado en gas a la temperatura ambiente o próxima a ella.

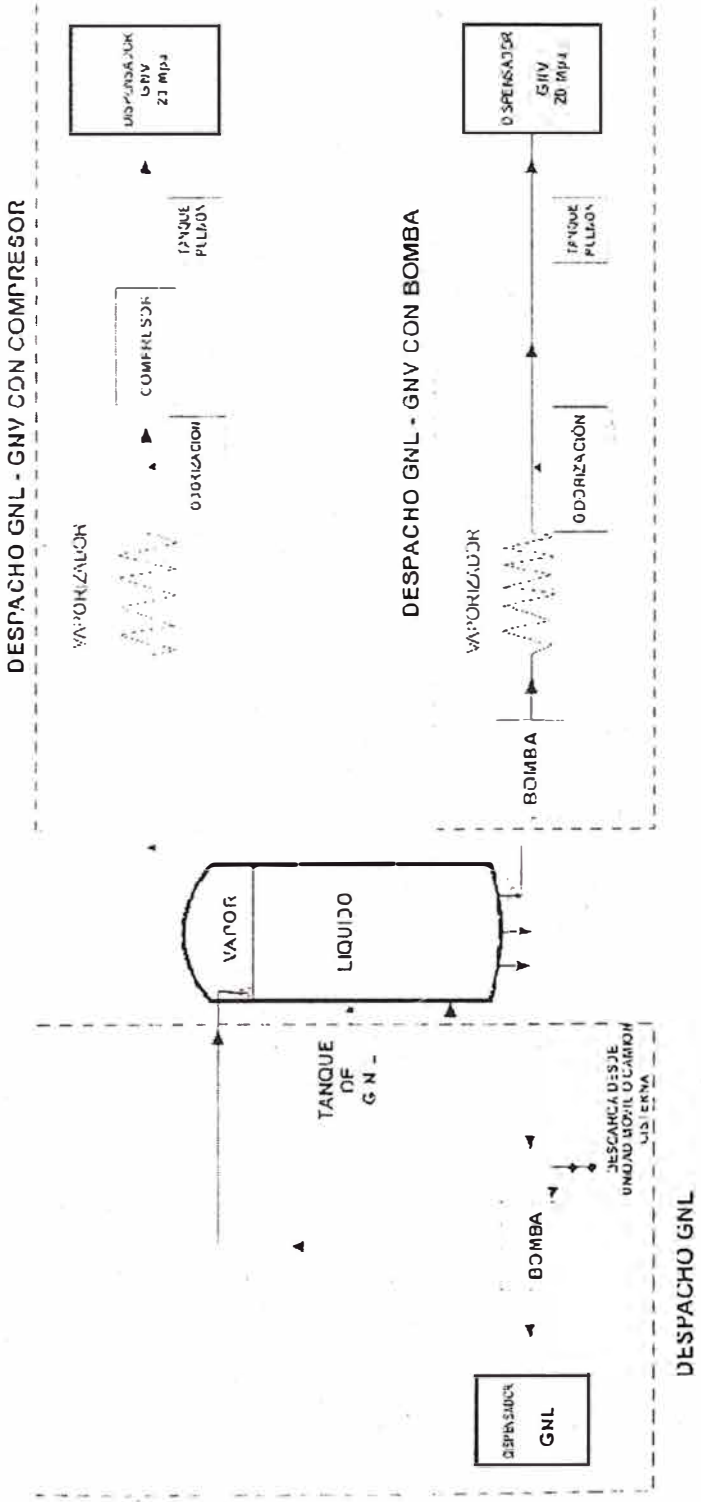


FIGURA 1 - Esquema referencial para el despacho GNL - GNV

5. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LAS ESTACIONES DE SERVICIO PARA SUMINISTRO DE GNL

5.1 Las instalaciones de GNL deben diseñarse aplicando las medidas de seguridad adecuadas para evitar modificaciones y alteraciones al equipo ocasionadas por personal externo.

5.2 Las estructuras, soportes, tuberías recipientes y controles del equipo de las estaciones de servicio de GNL deben construirse con materiales no combustibles.

5.3 Condiciones para el venteo de los vapores de GNL:

a) Los vapores de GNL no debe ventearse a la atmósfera a menos que el venteo se dirija a un lugar seguro aprobado por la Entidad Competente. Dicho lugar debe señalarse en el manual de operación de la estación. Véase anexo A.

b) La tubería de venteo debe tener un extremo abierto protegido para evitar la entrada de lluvia o algún material extraño.

c) Los venteos deben contar con un dispositivo que desaloje los materiales que se lleguen a acumular en el interior de éstos.

d) La tubería de venteo debe sobresalir, como mínimo, 50 cm de la altura de cualquier construcción permanente, equipo o estructura.

e) Las tuberías de venteo deben estar firmemente soportadas para permitir su funcionamiento. Se prohíben los soportes sobre elementos operativos de la instalación, tales como tuberías, válvulas, recipientes, tanques o cualquier otro elemento que ponga en riesgo la seguridad de la estación de servicio.

5.4 Las instrucciones de operación que indican la localización y operación de los controles de emergencia de una estación de servicio deben estar visibles en el área de las instalaciones.

5.5 Las estaciones de servicio que trasiegan el GNL durante la noche deben contar con iluminación permanente y suficiente en los puntos de trasiego y operación. Véase la Tabla 3.

5.6 Ubicación

5.6.1 Los puntos de emanación de gases deben instalarse a distancias mayores a los diez metros (10 m) de las líneas eléctricas aéreas de media y alta tensión, y a siete metros con sesenta centímetros (7,60 m) de las líneas eléctricas aéreas de baja tensión. La distancia se medirá desde la proyección horizontal de los cables hasta el punto de emanación de gases más cercano. En ningún caso los cables pasarán sobre la Estaciones de Servicio de GNL, GNL-GNV.

5.6.2 Los equipos de licuefacción de GNL, los tanques de almacenamiento y las áreas de retención de líquidos de las estaciones de servicio deben estar separados de la construcción más cercana, que no esté asociada con dichas instalaciones, o del límite de la propiedad a la distancia indicada en la Tabla 1. Más allá de dicho límite, puede construirse o encontrarse una fuente de ignición fija. Los vehículos que tengan equipo para mantener una flama (por ejemplo, vehículos recreativos o para venta de alimentos) deben considerarse como una fuente de ignición, por lo que dicha flama debe estar apagada antes de que la unidad entre en la estación de servicio. No deben considerarse fuentes de ignición los vehículos que entregan el GNL a las Estaciones de Servicio o aquéllos que están siendo abastecidos en dicha estación.

TABLA 1 - Distancias mínimas de la pared del tanque de almacenamiento, área de retención y equipos de licuefacción, con edificios, límites de propiedad o fuentes de ignición

Capacidad total del tanque de almacenamiento de GNL de una estación de servicio (litros)	Distancias mínimas (metros)
Hasta 475	0
476 hasta 1,890	3
1,891 hasta 7,570	8
7,571 hasta 113,500	15
113,501 hasta 265,000	23

5.6.3 Los puntos de trasiego de GNL deben localizarse a más de ocho metros de la construcción más cercana no asociada con la estación de GNL, del límite de la propiedad o de fuentes de ignición fijas.

5.6.4 Los tanques de almacenamiento de GNL de una estación de servicio con una capacidad igual o mayor a 475 litros no deben localizarse en lugares cerrados.

5.7 Derrames de GNL

5.7.1 El área que rodea a los tanques de almacenamiento de GNL en las estaciones de servicio con una capacidad mayor a 7,570 litros debe nivelarse, contar con colector y drenaje independiente del drenaje público y provista de un dique de contención para reducir la posibilidad de que un derrame o fuga accidental ponga en riesgo las propiedades colindantes, construcciones o equipo, o llegue a alcantarillas, drenajes, vías de agua o cualquier otro canal cerrado.

5.7.2 Las estaciones de servicio deben construirse considerando que los derrames de GNL que pudieran ocurrir sean dirigidos a lugares seguros o colector, evitando que ingresen al drenaje público, alcantarillado, vías de agua o cualquier canal cerrado.

5.7.3 El dique de contención de los tanques de almacenamiento en una estación de servicio de GNL debe contener, como mínimo, el volumen de los tanques a los cuales sirve.

Excepción: Cuando un dique de contención sirve a varios tanques de almacenamiento de GNL, éste debe tener la capacidad del tanque más grande, siempre y cuando los soportes de las estructuras de todos los tanques a los que sirve, localizados por debajo del nivel del dique de contención, sean capaces de soportar temperaturas criogénicas en caso de derrame del GNL.

5.7.4 Los diques de contención podrán estar formados por barreras naturales, diques, muros de contención o una excavación en el terreno capaz de resistir las acciones mecánicas, térmicas o químicas del GNL. Así mismo, sus paredes deben estar como mínimo a 1,5 m de cualquier superficie lateral o frontal del depósito.

5.8 Espacio entre tanques de almacenamiento

5.8.1 Los tanques de almacenamiento de GNL deben estar separados entre sí, como mínimo, a la distancia que se indica en la Tabla 2.

5.8.2 Un tanque de almacenamiento de GNL en una estación de servicio no debe colocarse sobre otro.

TABLA2 - Distancias mínimas entre paredes exteriores de tanques de almacenamiento de GNL

Capacidad del tanque más grande de GNL (litros)	Distancia mínima entre tanques de GNL (metros)
Hasta 946	1,0
947 hasta 7,570	1,0
7,571 hasta 113,550	1,5
113,551 hasta 265,000	¼ de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes (1,50 metros como mínimo)

5.9 Obra civil en las estaciones de servicio

5.9.1 Las edificaciones localizadas dentro de una estación de servicio de GNL deben construirse con materiales no combustibles. Las ventanas y puertas deben localizarse de tal forma que permita una salida fácil y rápida en caso de emergencia y debe estar sustentado en el Estudio de Riesgos y un Plan de Contingencia y aprobado por la Entidad Competente.

5.9.2 Deben proveerse salidas contraincendio en paredes exteriores o techos. Las salidas deben consistir de uno o más de los elementos siguientes:

a) Paredes de material ligero

b) Escotillas ligeramente aseguradas

c) En muros que dan al exterior, las puertas deben abrir hacia afuera y estar ligeramente aseguradas.

d) Paredes o techo ligeramente asegurados.

5.9.3 La estación de servicio debe tener un sistema detector continuo de gases que puedan generar explosión. El sistema detector de mezcla explosiva debe tener dos (2) niveles de actuación. El primero producirá la alarma acústica en el 10 % del límite inferior de inflamabilidad (LII) y el segundo el bloqueo automático de las instalaciones en el 20 % del LII. Se ubicarán en:

En la toma de recepción de GNL, que corresponde donde la unidad móvil descarga el GNL al tanque de almacenamiento.

Los dispensadores de GNL

En el área de almacenamiento, que corresponde al tanque de GNL

En áreas donde se encuentren instalados equipos como bombas y compresores

En el caso que el área de almacenamiento de GNL es un área común donde se localizan bombas y compresores, se debe de justificar la ubicación de los detectores de forma tal que opere por si la fuga es en el tanque o en uno de los equipos antes mencionados

5.9.4 Trasiego entre el recipiente de la unidad móvil y el tanque de almacenamiento de las estaciones de servicio de GNL:

a) Cuando se hacen trasiegos entre tanques de almacenamiento de la Estación de Servicio de GNL, los trasiegos deben realizarse a una presión que no sobrepase la presión de operación máxima permisible del tanque receptor.

b) La tubería o manguera de trasiego debe tener válvulas de bloqueo en sus dos extremos. Los tanques de almacenamiento que tengan una capacidad superior a 7,570 litros deben equiparse con una válvula de operación remota, una válvula de cierre automático y una válvula de no retroceso (válvula check) para prevenir flujo inverso.

c) Cuando se trasiega GNL desde el recipiente de la unidad móvil al tanque de almacenamiento, este último debe contar con un indicador de nivel sonoro para evitar su sobrellenado.

d) Cuando se esté efectuando la descarga de GNL al tanque de almacenamiento de la Estación de Servicio debe estar presente personal calificado de ésta durante la realización de dicho proceso.

e) Los tanques de almacenamiento deben contar con conexiones de purgas o venteos. de tal forma que las mangueras de carga puedan ser drenadas y despresurizadas antes de desconectarse. Estas purgas deben enviarse a un lugar seguro o colector común (no al drenaje público) y que sea aprobado por la Entidad Competente. Dicho lugar debe señalarse en el manual de operación de la estación. Véase el Anexo A.

f) Durante la operación de descarga del recipiente de la unidad móvil de GNL al tanque de almacenamiento de la estación de servicio no deben circular vehículos o estar presentes vehículos con el motor encendido a una distancia menor de ocho metros de éste. La ruta de circulación debe indicarse con señalamientos de seguridad.

g) Antes de iniciar la operación de trasiego del recipiente de la unidad móvil al tanque de almacenamiento de la estación de servicio, se debe apagar el motor del vehículo de transporte de GNL, asegurar con cuñas las llantas y conectarse a tierra durante la operación. El motor del vehículo debe encenderse una vez que las tuberías o mangueras hayan sido desconectadas.

5.10 Suministro de GNL a vehículos automotores

5.10.1 La isla de despacho debe protegerse contra daños por colisión de vehículos. Véase NTP 111.019.

5.10.2 La isla de despacho de combustible a vehículos debe contar con un Sistema de Paro de Emergencia (SPE) que incluya una válvula de cierre de suministro de líquido y una de paro del equipo de trasiego. Asimismo, debe contar con dos actuadores que se localizaran uno cerca del surtidor y el otro en un sitio remoto y seguro, mediante los cuales se inicie el SPE.

5.10.3 La presión maxıma de llenado no debe exceder la presıon de operación máxima permisible del recipiente del vehículo, que corresponde a 1,722 MPa (250 psi).

5.10.4 Las mangueras para el llenado deben contar con una válvula de cierre instantáneo en el extremo libre para evitar fugas o derrames cuando sean desconectadas de la boquilla de suministro del vehículo.

5.10.5 Debe instalarse una válvula de cierre de emergencia (válvula de sobreflujo) a una distancia máxima de 3,0 m del extremo más cercano a la manguera en la tubería del sistema de trasiego, cuando su diámetro nominal sea 7,5 cm o mayor y su función sea trasegar GNL, o cuando su diámetro nominal sea de 10 cm o mayor y se utilice para ventear vapores de GNL. Cuando la línea de líquido o de vapor tenga dos o más ramificaciones debe instalarse una válvula de cierre de emergencia en cada una de ellas.

5.10.6 Debe contarse con conexiones para purga o venteo en el dispensador, de tal forma que las mangueras de suministro puedan ser drenadas y despresurizadas antes de desconectarse. Esas conexiones de purga o venteo deben dirigirse a un lugar seguro o colector común aprobado por la Entidad Competente. Dicho lugar debe señalarse en el Manual de Operación y Mantenimiento de la Estación de Servicio. Véase anexo A.

5.10.7 El pico de carga y el receptáculo de GNL del vehículo deben ser compatibles para garantizar un trasiego libre de derrames de GNL.

5.10.8 El pico de carga y receptáculo deberá contar con el certificado de fábrica donde se indiquen las condiciones de uso, ensayos y norma técnica con que fue construida y la aprobación de la entidad competente.

5.10.9 La conexión de suministro debe contar con un dispositivo que evite que la manguera se desconecte mientras la línea de trasiego esté abierta.

5.10.10 El vehículo que utiliza como combustible GNL debe cumplir con lo establecido en la NFPA 57.

5.11 Tanques de almacenamiento para GNL en estaciones de servicio

5.11.1 Los tanques de almacenamiento para GNL de una estacion de servicio pueden localizarse arriba o abajo del nivel de piso; pero su instalación no debe ser subterránea o cubierta. El suelo susceptible de congelamiento por contacto con el tanque debe aislarse térmicamente por medio de un espacio de aire.

5.11.2 Los tanques de almacenamiento que cuentan con cubiertas externas construidas de materiales propensos a la corrosión deben protegerse para inhibir dicha corrosión.

5.12 Diseño de los tanques de almacenamiento de una estación de servicio

5.12.1 Los tanques de almacenamiento de GNL, en una Estación de Servicio, deben construirse de acuerdo a lo siguiente:

a) Cuando el tanque de almacenamiento esté sujeto a presiones superiores a 0,103 MPa (1,03 bar), de acuerdo con la normatividad aplicable. Véase apartado 2.3 de la presente NTP.

b) Cuando el tanque de almacenamiento esté sujeto a presiones inferiores a 0,103 MPa (1,03 bar), de acuerdo con la normatividad aplicable. Véase apartado 2.4 de la presente NTP.

5.12.2 Las partes de los tanques de almacenamiento de GNL que normalmente están en contacto con el combustible o sus vapores deben ser física y químicamente compatibles con el GNL y adecuados para un servicio a 111 K (-162 °C).

5.12.3 Los tanques de almacenamiento deben instalarse sobre cimientos firmes y no combustibles, considerando el peso del tanque y los posibles efectos del congelamiento para lo cual deberá efectuarse un estudio de suelos.

5.12.4 Los tanques de almacenamiento horizontales no deben tener más de dos puntos de soporte en su eje longitudinal.

5.12.5 Donde puedan ocurrir inundaciones, el tanque de almacenamiento debe anclarse para evitar su flotación.

5.12.6 Deben considerarse las cargas sísmicas en el diseño de los tanques de almacenamiento para GNL. Los soportes de la base de los tanques de almacenamiento deben diseñarse para una carga sísmica superior a la requerida por los tanques de GNL.

Para tal efecto deben considerarse los criterios de diseño por sismo establecidos en el reglamento de construcción aplicable.

5.12.7 En el diseño de los tanques de almacenamiento de GNL y los soportes que están al nivel del piso deben considerarse las cargas por viento, lluvia y granizo. Esas cargas deben determinarse utilizando los procedimientos establecidos por la normatividad aplicable, apartado 2.5.

5.12.8 Los tanques de almacenamiento deben equiparse con válvulas de alivio de presion que desfoguen a la atmósfera. Dichas válvulas deben tener una capacidad suficiente para operar durante eventos adversos, incluyendo una combinación de éstos, por ejemplo: exposición al fuego y sobrellenado del tanque.

5.13 Instalación de los tanques de almacenamiento

5.13.1 Previo a la operacion de la estación de servicio de GNL, la Entidad Competente o la que este designe debe asegurarse de lo siguiente:

a) Que el diseño de los tanques de almacenamiento se ajustan a la normatividad a que se refieren los apartados 5.12.1, 5.12.6 y 5.12.7 anteriores y sean adecuados para el sitio en que se ubican, y

b) La instalación cumpla con la normatividad aplicable, según apartado 2.6.

5.13.2 Las conexiones de un tanque de almacenamiento para GNL deben indicar, mediante etiquetas, si dichas conexiones se comunican con la fase líquida o vapor del combustible en el tanque.

5.14 Tuberías y conexiones de tubería

5.14.1 El sistema de tuberías instalado, incluyendo válvulas, válvulas de alivio, conexiones, conexiones de instrumentos, juntas y componentes roscados, debe ser aquél especificado por el fabricante para su uso con líquidos y gases manejados dentro del rango de temperaturas a las cuales estarán sujetos.

5.14.2 La tubería que pueda estar expuesta a bajas temperaturas debido a un derrame de GNL o a elevadas temperaturas originadas por una flama, debe ser de un material resistente a dichas temperaturas extremas. Asimismo, debe estar protegida con un aislamiento térmico u otros medíos equivalentes.

5.14.3 Los aceros inoxidables austeníticos, las aleaciones de aluminio y cobre deben estar protegidas para prevenir la corrosión ocasionada por substancias industriales.

5.14.4 No deben, realizarse soldaduras con oxi-acetileno en tuberías con temperaturas de servicio menores a 244 K. Se permiten soldaduras con arco eléctrico o protegidas con gas inerte.

5.14.5 El material de aporte utilizado para efectuar una soldadura en tuberías de acero debe tener un punto de fusión mayor e 846 K.

5.14.6 Los niples roscados deben ser, como mínimo, cédula 80.

5.14.7 Las conexiones de tipo compresión no deben utilizarse en lugares donde vayan a estar sujetas a temperaturas menores de 244 K,

5.14.8 La tubería y el tubo flexible deben instalarse en forma recta hasta donde sea posible, considerando los efectos de expansión, contracción, vibración y asentamiento.

5.14.9 Los soportes de tubería y el aislamiento térmico utilizado para protección de ésta deben ser resistentes al fuego y al contacto con el líquido criogénico.

5.15 Válvulas

5.15.1 Las válvulas de bonete largo deben instalarse con los sellos de empaque correspondientes en una posición que puedan prevenir fugas o mal funcionamiento de dichas válvulas debido a congelación.

5.15.2 Para limitar el volumen de GNL, que puede liberarse al ocurrir una falla, deben instalarse las válvulas de bloqueo que se señalan a continuación:

a) En los tanques de almacenamiento para GNL con una capacidad mayor a 1,890 litros, las boquillas mayores de 25,4 mm de diámetro que estén conectadas a la fase líquida del tanque de almacenamiento deben equiparse con una válvula de cierre rápido controlada en forma remota y una válvula de cierre automático, en caso de estar expuestas al fuego durante un siniestro; dichas válvulas deben permanecer cerradas, excepto cuando la línea en que se encuentran instaladas entre en operación, y

b) Una válvula de no retroceso (check) en conexiones de suministro.

5.15.3 Deben instalarse válvulas de alivio que operan por expansión térmica para evitar sobre presión en cualquier sección de la tubería que pueda quedar aislada entre dos válvulas, Dichas válvulas deben calibrarse para operar arriba de la presión de operación de la tubería. La descarga de las válvulas de alivio de presión debe dirigirse al exterior de cualquier espacio cerrado para evitar daño al personal y al equipo.

5.16 Mangueras

5.16.1 En las instalaciones deben utilizarse mangueras exclusivamente para el trasiego del gas a los vehículos (manguera de carga) y para realizar conexiones al equipo de compresión. En caso necesario, debe utilizarse una sección de manguera con refuerzo metálico en una tubería, con el objeto de proporcionar flexibilidad, siempre que ésta no exceda de 1 m de longitud. Toda sección de manguera debe estar protegida contra daños físicos comunes en las estaciones de servicio y visible para su inspección, Debe identificarse el uso de cada sección de manguera (flexible o rígida), siendo esto responsabilidad de la empresa encargada del diseño e instalación de la estación de servicio.

5.16.2 Las mangueras y ramales utilizados para el trasiego deben ser apropiados para las condiciones de temperatura y presión de operación de la estación de servicio, de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Dichas mangueras deben ser adecuadas para el servicio y estar diseñadas para soportar una presión de ruptura cuatro veces mayor de la presión normal de operación de dicha estación.

5.16.3 Posterior al ensamble de las mangueras, ramales y accesorios, éstos deben someterse a pruebas de hermeticidad a una presión igual o mayor que la presión de operación normal de esta parte del sistema. Véase anexo B.

5.16.4 La manguera deberá contar con el certificado de fábrica donde se indiquen las condiciones de uso, ensayos y norma técnica con que fue construida y la aprobación de la entidad competente.

5.16.5 Las mangueras deben probarse anualmente a la máxima presión de operación o a la presión de calibración de la válvula de alivio de presión.

5.17 Medición del nivel de GNL

5.17.1 Los tanques de almacenamiento de estaciones de servicio para GNL con una capacidad de la fase líquida mayor a 5,678 litros, deben equiparse con un dispositivo de medición de nivel de líquido. Las variaciones de la densidad deben considerarse en la selección del dispositivo de medición, El líquido que se purgue de los medidores de nivel debe descargarse a un lugar seguro o colector común aprobado por la Entidad Competente. Dicho lugar debe indicarse en el Manual de Operación y Mantenimiento de la Estación. Véase anexo A.

5.17.2 El tanque de almacenamiento de una estación de servicio de GNL debe equiparse con una alarma sonora y un indicador de nivel del líquido, los cuales deben calibrarse de tal forma que cuando se esté llenando el tanque, el operador tenga tiempo suficiente para detener el flujo antes de exceder el máximo nivel permisible. La alarma debe activarse antes que exceda el 85 % de la capacidad hidráulica del tanque.

5.18 Medición de presión

5.18.1 Los tanques de almacenamiento deben equiparse con un medidor de presión que se instale arriba del máximo nivel del líquido.

5.18.2 Deben instalarse medidores de presión sobre la línea de descarga de las bombas.

5.18.3 Los medidores de presion deben seleccionarse con un rango que permita medir 50 % arriba de la presión de operación máxima permisible.

5.19 Medición y control de temperatura

5.19.1 Deben instalarse sistemas de monitoreo de temperatura en aquellos puntos donde las cimentaciones que soportan recipientes criogénicos puedan afectar a los equipos debido al congelamiento o condensación de la humedad del suelo ocasionada por bajas temperaturas.

5.20 Sistema de paro de emergencia (SPE)

5.20.1 La instrumentación en estaciones de servicio para GNL debe diseñarse de tal forma que, cuando ocurra una falla de energía eléctrica o de la instrumentación requerida para la seguridad del sistema, dicha instrumentación efectúe un paro de emergencia (SPE) que permita a los operadores tomar las acciones apropiadas para reactivar el sistema en forma segura. Dichas acciones deben indicarse en el Manual de Operación y Mantenimiento de la Estación de Servicio. Véase anexo A.

5.21 Equipo eléctrico

5.21.1 El equipo eléctrico fijo y el cableado, instalados dentro de las zonas clasificadas en la Tabla 3, deben cumplir lo que en ella se indica e instalarse de conformidad con lo establecido en la sección de zonas peligrosas del Código Nacional de Electricidad.

5.21.2 El equipo eléctrico fijo y el cableado deben adecuarse, en lo conducente, al Código Nacional de Electricidad.

TABLA 3 - Clasificación de áreas en las que se pueden instalar equipo eléctrico dentro de una estación de servicio para GNL

Grupo D[a] Clase I[b]			
Zona	**Localización**	**División[c]**	**Extensión de áreas clasificadas[d]**
A	Área de tanques de almacenamiento en una estación de servicio para GNL	1	En todo el cuarto
	Áreas Bajo Techo	1	El área abierta entre un dique tipo alto y la pared del tanque, donde la altura de la pared del dique y las paredes del tanque.
	Áreas que son abiertas con tanques que no son portátiles y que se encuentran en superficie	2	Dentro de un radio de 4,5 metros en todas las direcciones del tanque, más el área de retención arriba de la altura de pared del dique.
	Áreas abiertas, tanque bajo la superficie del terreno	1	Dentro de cualquier espacio abierto entre las paredes del tanque y el límite del dique circundante
		2	Dentro de un radio de 4,5 metros, en todas las direcciones desde el techo y lados del tanque arriba del nivel de la superficie
B	Áreas de proceso de GNL donde no hay fuego directo que contienen bombas, intercambiadores de calor, tuberías, conexiones, tanques, etc.	2	Area bajo techo y cualquier espacio adyacente que no esté separado por una división cerrada hermética y 4,5 metros más allá de cualquier ventilación
	Áreas abiertas al libres en o sobre el nivel del piso	2	Dentro de un radio de 4,5 metros en todas las direcciones del equipo
C	Fosas, trincheras o sumideros localizados en o adyacentes a las áreas clasificadas como División 1 o Área 2	1	En fosa, trinchera o sumidero completo
D	Descargas de válvulas de alivio	1	En el camino directo de la descarga de la válvula de alivio
E	Purgas operacionales, goteos y venteos	1	Dentro de un radio de 2 metros en todas las direcciones del punto de descarga
	Drenajes	2	Dentro de un radio mayor de 2 metros pero menor de 4,5 metros en todas las direcciones del punto de descarga
F	Área de trasiego vehículo/vehículo de carga	1	Dentro de un radio de 2 metros en todas las direcciones del punto de trasiego
	Áreas bajo techo con ventilación adecuada	2	Dentro de un radio mayor de 2 metros del espacio bajo techo y 4,5 metros más allá del venteo
	Áreas abiertas al aire libre en o arriba del nivel del terreno	1	Dentro de un radio de 2 metros en todas las direcciones del punto de trasiego
		2	5 metros más allá pero dentro de 4,5 metros en todas las direcciones del punto de trasiego

(a) Se refiere a atmósfera con gases explosivos
(b) Se refiere al nivel de explosividad de la zona
(c) La norma aplicable indica las características del equipo que debe instalarse, dependiendo de la división en que se encuentran las "Areas Clasificadas"
(d) Define los radios esféricos de riesgos de concentración de vapores explosivos; el equipo que se instale dentro de estas zonas debe ser el que se especifica según el Código Nacional de Electricidad.

5.21.3 Las áreas clasificadas de acuerdo con la Tabla 3 no debes extenderse más allá de un muro no perforado, techo o una división sólida hermética.

5.21.4 Toda interfase entre un sistema que contenga un fluido inflamable y un sistema de cableado, incluyendo conexiones de instrumentación de proceso, operadores integrales de válvulas, serpentines de calentamiento para cimientos, bombas herméticas y sopladores; debe estar sellada o aislada (sistemas a prueba de explosión), para evitar el paso del fluido inflamable a la instalación eléctrica.

5.21.5 Los sellos, barreras u otros medios utilizados para cumplir con el apartado 5.21.4, deben diseñarse para evitar el paso de fluidos inflamables a través del conducto, conductores de cables y cables. Ejemplos de otros medios, interrupción física del conductor de cable por medio de una caja de conexiones adecuadamente ventilada que contenga terminales o conexiones de barra colectora; una sección descubierta de cable MI con conexiones adecuadas, o una sección descubierta de conductor (es) que no transmita(n) gases o vapores.

5.21.6 Debe contarse con un sello primario entre el sistema de fluido inflamable y el sistema de conductos del cableado eléctrico e instalarse un sello adicional apropiado o una barrera para evitar el paso de fluidos inflamables a otra sección del conducto o sistema de cableado, en caso de que el primer sello falle.

5.21.7 Los sellos primarios de toda interfase deben diseñarse para soportar las condiciones de servicio a las cuales pueden estar expuestos. Los sellos o barreras adicionales y su interconexión deben satisfacer los requerimientos de temperatura y presión a las cuales pueden estar expuestas en caso de falla de primer sello.

5.21.8 Los sellos indicados en los apartados 5.21.6 y 5.21.7 no reemplazarán a los sellos aplicables a los sistemas de cableado eléctrico; a menos que sean diseñados para ese propósito.

5.21.9 En aquellos sitios donde estén instalados los sellos primarios debe contarse con drenajes independientes del drenaje público, venteos y dispositivos, cuyo propósito sea el monitoreo y detección de fluidos inflamables y fugas.

5.22 Conexiones eléctricas y a tierra

5.22.1 Las conexiones eléctricas y a tierra deben realizarse de conformidad, con lo establecido en el Código Nacional de Electricidad.

5.23 Corrientes parásita o errantes

5.23.1 Deben instalarse dispositivos (pozos a tierra, pararrayos) para prevenir puntos de ignición originados por corrientes estáticas, descargas eléctricas atmosféricas y corrientes parásitas.

5.24 Protección contra descargas eléctricas atmosféricas

5.24.1 Aun cuando los tanques metálicos de almacenamiento no requieren protección contra descargas eléctricas atmosféricas, con el objeto de proteger al personal, deben instalarse varillas a tierra o pararrayos para los tanques soportados en cimientos no conductores. Lo anterior debe realizarse de conformidad con el Código Nacional de Electricidad.

5.25 Bombas para GNL

5.25.1 Deben instalarse válvulas de tal forma que cada bomba pueda aislarse para darle mantenimiento. En aquellos sitios donde se instalen bombas para operar en paralelo, cada línea de descarga debe estar equipada con una válvula de no retroceso (válvula check).

5.25.2 Las bombas deben contar con dispositivos de alivio para limitar su presión de descarga hacia el equipo y tubería aguas abajo, a la presión máxima de operación de la carcaza, a menos que el diseño de dichos equipos sea suficiente para soportar la máxima presión de descarga de las bombas.

5.25.3 Las cimentaciones y los pozos colectores de las bombas de líquidos criogénicos deben diseñarse y construirse para evitar la condensación de la humedad del suelo por congelación.

5.25.4 Las bombas utilizadas para trasegar G L deben contar con un sistema de enfriamiento adecuado con la finalidad de reducir los efectos de choque termico y sobrepresión

5.25.5 La operación de las bombas debe cesar cuando inicie el sistema de paro de emergencia (SPE).

5.26 Mantenimiento de las instalaciones de una estación de servicio

5.26.1 Debe implantarse un programa de mantenimiento que incluya los procedimientos por escrito de las pruebas e inspecciones normales de los sistemas, de la instalación y del equipo, ver anexo A. Para la instrumentación de dicho programa de mantenimiento, son aceptables las normas industriales o los procedimientos recomendados por los fabricantes del equipo.

5.26.2 Todo componente en servicio, incluyendo los soportes, deben mantenerse en una condición que sea compatible con su operación o propósito de seguridad para el cual fue diseñado e instalado dentro del sistema.

5.26.3 Cuando por razones de mantenimiento un dispositivo de seguridad esté fuera de servicio, el componente protegido por éste debe también quedar fuera de servicio, a menos que la función de seguridad se proporcione por algún medio alterno.

5.26.4 Se deben identificar por medio de una etiqueta sujeta a los controles y al equipo aquellas condiciones operativas en que un componente o equipo se encuentre fuera de servicio. Estas condiciones deben asentarse en el libro de registros de ocurrencias de operación y mantenimiento. Véase anexo A.

5.26.5 Las estaciones de servicio para GNL y las áreas verdes cercanas a las instalaciones de carga y descarga de GNL deben estar siempre verdes, libres de basura, escombros y otros materiales combustibles que presenten un riesgo de incendio.

5.26.6 El equipo de seguridad y protección contraincendio debe probarse o inspeccionarse en intervalos que no excedan seis meses.

5.26.7 Las actividades de mantenimiento para el sistema contraincendios deben programarse para evitar que todo el equipo de dicho sistema se encuentre fuera de operación simultáneamente, esto con el objeto de no comprometer la seguridad de las instalaciones. Las rutas de acceso y evacuación de la estación de servicio deben mantenerse libres para maniobras y movimiento del equipo de protección contraincendio.

5.26.8 Las rutas de acceso y evacuacion de la estación de servicio no deben obstruirse al realizar actividades de mantenimiento.

5.26.9 El responsable de la operación de una Estación de Servicio para GNL debe conservar, durante un periodo no menor de cinco años, el libro de registros de ocurrencia de operación y mantenimiento con las actividades realizadas, las fechas y la firma de los responsables de dichas actividades. Este libro de registro de ocurrencia debe estar disponible cuando la Entidad Competente lo solicite.

5.27 La Estación de Servicio debe cumplir en lo aplicable con las normas de Seguridad en Hidrocarburos vigente, a falta de esta, una norma técnica nacional o internacional de reconocida aplicación.

5.28 De acuerdo con las características propias de su construcción, toda Estación de Servicio debe tener un Estudio de Riesgos y un Plan de Contingencia para atención de emergencias y que sea aprobado por la Entidad Competente, los cuales deben ser conocidos y puestos en práctica por la totalidad del personal involucrado en este trabajo.

5.29 Los materiales y equipos a utilizar deben ser nuevos y certificados, y adecuados a las condiciones de trabajo solicitados.

6. ESPECIFICACIONES DE DISEÑO DE LAS ESTACIONES DE SERVICO PARA SUMINISTRO DE GNL-GNV

6.1 La obtención de GNV a partir de GNL debe realizarse bombeando GNL a alta presión y vaporizándolo, o bien, comprimiendo vapor proveniente de un tanque de GNL. El manejo del GNV debe cumplir con la NTP 111.019. Véase la Figura 1.

6.2 Operación

6.2.1 Las bombas de trasiego pueden ubicarse dentro de las Estaciones de Servicio de GNL o dentro del dique de contención de un tanque de almacenamiento.

6.2.2 Los compresores y vaporizadores no deben quedar dentro del dique de contencion, a excepción de aquellos vaporizadores ambientales que obtienen la energía desde del medio ambiente para vaporizar el GNL.

6.2.3 Los compresores, bombas y tubería de trasiego deben protegerse contra daños ocasionados por colisión de vehículos.

6.2.4 El sistema de trasiego del recipiente de una unidad móvil a los tanques de almacenamiento de la estación de servicio de GNL debe contar con dispositivos para aliviar la presión del líquido que quede atrapado en el sistema.

6.2.5 El sistema de trasiego del recipiente de una unidad móvil a los tanques de almacenamiento de la estación de servicio de GNL debe incluir un dispositivo que evite que la presión de operación máxima permisible sea excedida.

6.2.6 Los sistemas que cuenten con una bomba criogénica para elevar la presión y aguas abajo con un vaporizador deben contar con un sensor de temperatura a la salida de dicho vaporizador para controlar la temperatura y provocar un paro de emergencia al detectar una temperatura del gas seco de 263 K (-10 °C). El propósito es eliminar la posibilidad que el GNL ingrese a los tanques de GNV o sus equipos, los cuales no están diseñados para las temperaturas del GNL.

6.2.7 Los equipos, instrumentos y materiales utilizados desde el tanque de almacenamiento de GNL hasta la salida del vaporizador deben estar diseñados para servicio criogénico. A partir del punto de salida del vaporizador hasta el dispensador de GNV deben aplicarse los criterios de diseño establecidos en la NTP 111.019.

6.2.8 En los sistemas de GNL-GNV deben instalarse válvulas de no retroceso (válvulas check) para prevenir que el compresor arranque con una contrapresión por retorno del GNV superior a la presión de operación máxima permisible y proteger los instrumentos y accesorios que lo constituyen.

6.2.9 En los sistemas de GNL-GNV deben instalarse medidores de presión sobre la línea de descarga de los compresores.

6.3 Vaporizadores

6.3.1 Los vaporizadores deben diseñarse para soportar una presión de operación superior o igual a la presión máxima de descarga de la bomba o del sistema presurizado que los alimenta, la que resulte mayor.

6.3.2 Los vaporizadores múltiples deben conectarse por medio de un cabezal, de tal forma que sean instaladas válvulas de bloqueo a la entrada y salida de cada vaporizador.

6.3.3 La válvula de descarga de cada vaporizador, los componentes de la tubería y las válvulas de alivio de presión instaladas aguas arriba de la válvula de descarga, deben ajustarse a las especificaciones del fabricante para las condiciones de operación a las que estarán sometidas.

6.3.4 Si el fluido de calentamiento utilizado en un vaporizador es inflamable deben instalarse válvulas de cierre en las líneas caliente y fría del sistema de fluido de calentamiento.

6.3.5 En la descarga del vaporizador debe instalarse un sistema de control por baja temperatura para eliminar la posibilidad de entrada del GNL a los cilindros de almacenamiento de GNV.

6.3.6 Los vaporizadores deben contar con instrumentación para controlar la temperatura de salida.

6.3.7 Los vaporizadores deben contar con una válvula de alivio de presión dimensionada, como mínimo, a 120 % de su capacidad de flujo de diseño.

6.3.8 Las válvulas de alivio de presión instaladas en vaporizadores expuestos a temperaturas elevadas deben localizarse en sitios cuyas temperaturas no excedan 333 K durante la operación normal, a menos que estén diseñadas para soportar temperaturas superiores.

6.3.9 El fluido intermedio requerido para la operación de vaporizadores integrales o la fuente primaria de calor en los vaporizadores calentados debe tomarse de un área aislada o edificio fuera del vaporizador.

6.4 Compresores para GNV

6.4.1 Deben instalarse válvulas de tal forma que cada compresor pueda aislarse para darle mantenimiento. En aquellos sitios donde se instalen compresores para operar en paralelo, cada línea de descarga debe estar equipada con una válvula de no retroceso.

6.4.2 Los compresores deben contar con dispositivos de alivio para limitar su presion de descarga hacia el equipo y tubería corriente abajo, a la presión máxima de operación de la carcaza, a menos que el diseño de dichos equipos sea suficiente para soportar la máxima presión de descarga de los compresores.

6.4.3 La operación de los compresores debe cesar cuando inicie el sistema de paro de emergencia (SPE).

6.4.4 Los compresores de GNV deben cumplir con lo establecido por la NTP 111.019.

7. INSTALACIONES GNL-GN PARA EL SUMINISTRO A INDUSTRIAS, COMERCIOS Y RESIDENCIAS

7.1 En el caso de disponer de vaporizadores atmosféricos, deberá tenerse en consideración la reducción de la temperatura del gas emitido a causa del hielo que se forma sobre las aletas. Los vaporizadores se podrán disponer en estos casos en dos secciones paralelas que se podrán aislar de tal manera que cuando una de las secciones esté en funcionamiento la otra esté descongelando.

7.2 La Estación de Regulación de Presión y Medición (ERPM) debe cumplir con lo establecido en capítulo 6.7.2 del NTP 111.019. El propósito debe ser entregar una presión regulada según el tipo de instalación a la que se destine el gas natural. Véase figura 2.

7.3 En el caso del diseño de instalaciones de GNL para suministrar gas natural a redes de distribución urbana (residencias y comercios), se debe considerar como seguridad un almacenamiento mínimo como reserva equivalente a 72 horas de consumo, tomando como unidad base el caudal promedio que fue adoptado para el diseñado la red de distribución.

8. INSTALACIÓN DE ODORIZACIÓN

El gas debe ser odorizado de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea 1/5 de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad. Se debe cumplir con lo establecido por la NTP 111.004.

9. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

9.1 Este capítulo cubre la protección contra incendio, la seguridad del personal y el entrenamiento del personal que opera estaciones de servicio para GNL, estaciones de servicio de GNL-GNV, e instalaciones GNL - GN. También comprende la señalización de advertencia como medida de seguridad.

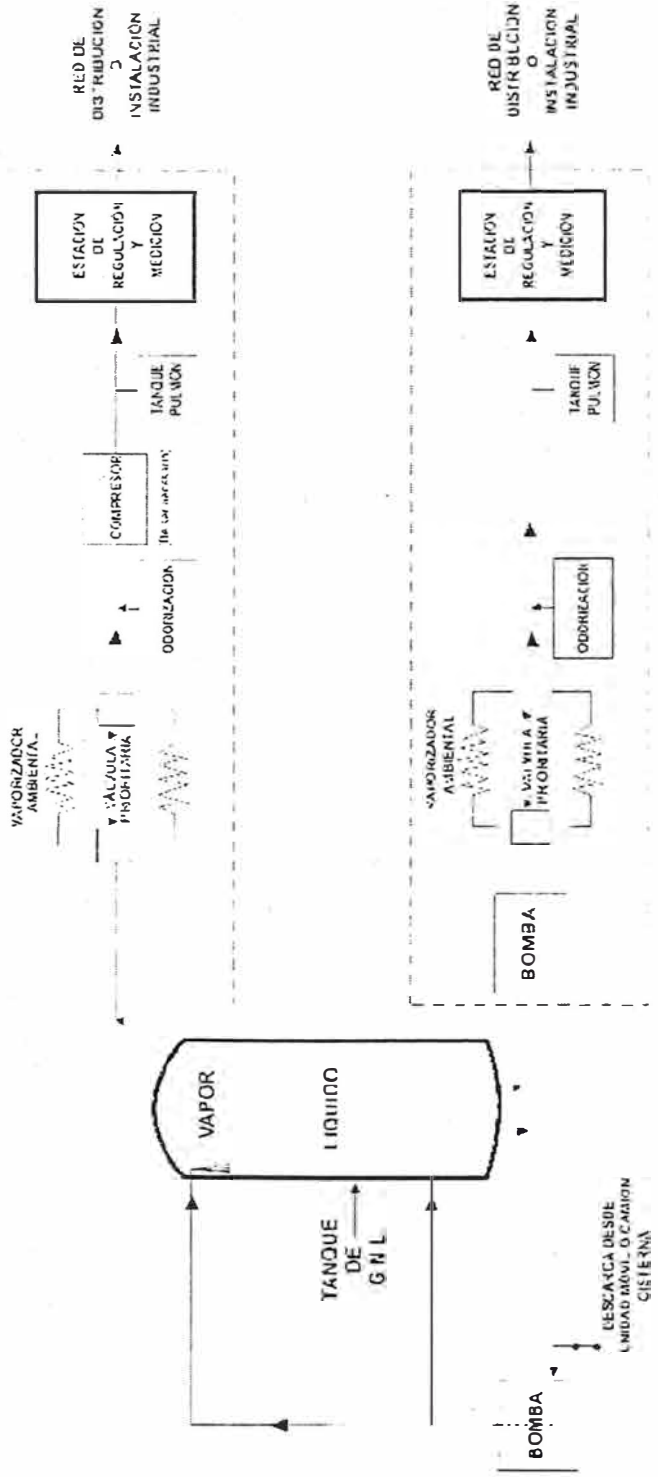


FIGURA 2 - Esquema referencial para instalaciones GNL-GN para suministro a industrias, comercios y residencias

9.2 Protección contraincendio

9.2.1 Deben instalarse sistemas de protección contraincendio en todas las estaciones de servicio para GNL, en las estaciones de servicio de GNL-GNC, e instalaciones de GNL – GN, según lo establecido por la NFPA 52.

9.2.2 El alcance de las medidas y sistema de protección contraincendio debe determinarse considerando los principios de ingeniería de protección contraincendio, análisis de las condiciones locales, operación de vehículos, riesgos dentro de la instalación y exposición de otra propiedad contigua de la estación de servicio. También debe tomarse en cuenta la capacidad de los tanques de GNL. En la instalación de sistemas contraincendio debe considerarse lo siguiente:

a) Tipo, cantidad y localización del equipo necesario para la detección y control de incendios, fugas y derrames de GNL, refrigerantes inflamables y gases o líquidos inflamables;

b) Protección de vehículos, equipo y estructuras;

c) Equipo y procesos que deben incorporarse dentro del SPE;

d) Disponibilidad del personal de la estación de servicio para prestar auxilio en caso de una emergencia. Este debe estar técnicamente capacitado para hacer frente a una emergencia y conocer la capacidad de respuesta de las autoridades competentes para intervenir durante tal situación, según lo indicado en el apartado 5.28.

e) Equipo de protección y entrenamiento especial requerido por el personal para desempeñar funciones de emergencia.

9.2.3 La planificación de medidas de respuesta ante emergencias en las estaciones de servicio que abastecen al público deben coordinarse con la autoridad local correspondiente. En estaciones de servicio para consumidores directos, dichas medidas deben coordinarse por el departamento de seguridad del propietario, si la emergencia no rebasa los límites de la propiedad, y con la autoridad local correspondiente si la emergencia rebasa dichos límites. Véase apartado 5.28.

9.2.4 Debe instrumentarse un plan de respuesta a emergencias, ver anexo A.2, el cual debe cubrir, entre otros aspectos, las condiciones potenciales de riesgo y una clasificación de las emergencias. Dicho plan de respuesta debe ser aprobado por la Entidad Competente. Véase apartado 5.28.

9.2.5 La persona responsable de la operacion de la estación de servicio debe reportar por escrito a la Entidad Competente de cualquier incidente de fuga o situación de emergencia inmediatamente después de ocurrido el incidente, el periodo de tiempo para hacerlo será según establecido por la Reglamentación vigente. Dicho reporte debe contener las medidas tomadas para hacer frente al incidente y el resultado obtenido posterior a la aplicación del plan de respuesta a emergencias.

9.2.6 La señalización de advertencia debe cumplir con lo indicado en el anexo A.3.

10. PRUEBAS DE HERMETICIDAD

Con el propósito de verificar la seguridad de las instalaciones de una Estación de Servicio deben realizarse pruebas de hermeticidad. Véase anexo B.

11. ANTECEDENTES

11.1	NTP 111.019:2007	Estación de servicio para venta al público de GNV
11.2	NOM 005 SECRE 1997	Gas natural licuado–Estaciones de Servicio
11.3	NFPA 52:2006	Vehicular Fuel System Code

11.4	UNE 60210:2001	Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)
11.5	Código Nacional de Electricidad (CNE): 2006	

ANEXO A
(NORMATIVO)

A.1 CONTENIDO DEL MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA ESTACIÓN DE SERVICIO DE GNL

Las estaciones de servicio deben contar con un manual de operación y mantenimiento en el que se describan, detalladamente, los procedimientos que se llevan a cabo en la estación. El manual de operación y mantenimiento debe ser aprobado por la Entidad Competente y actualizarse de acuerdo con la normatividad aplicable para reflejar los avances tecnológicos en la industria. El manual debe contener, como mínimo, lo siguiente:

a) Descripción de los procedimientos de operación y mantenimiento de la estación de servicio, por ejemplo: venteos, purgas, fugas, trasiego de GNL, etc., durante la operación normal. Dichos procedimientos deben incluir los relativos a las reparaciones del equipo;

b) Identificación de las instalaciones que presenten el mayor riesgo para la seguridad pública;

c) Descripción y funcionamiento del Sistema de Paro de Emergencia (SPE);

d) Programa de inspecciones periódicas para asegurarse que la presión de operación del sistema cumple con las condiciones de diseño;

e) Programa de mantenimiento preventivo que incluya los procedimientos y los resultados de las pruebas e inspecciones realizadas en los sistemas (el libro de registro de ocurrencias de operación y mantenimiento), y

f) Capacitación al personal que ejecuta las actividades de operacion y mantenimiento para reconocer condiciones potencialmente peligrosas que están sujetas a la presentación de informes a la Entidad Competente.

A.2 PLAN DE RESPUESTA A SITUACIONES DE EMERGENCIA

Debe instrumentarse un plan de respuesta a situaciones de emergencia y estar disponible al personal de la estación de servicio. Dicho plan debe actualizarse e incorporar criterios de diseño y procedimientos utilizados comúnmente en la industria internacional.

El plan de respuesta debe incluir, como mínimo, lo siguiente:

a) Un sistema de paro de emergencia para aislar diversas secciones de la estación de servicio y de los diversos equipos;

b) Procedimiento para asegurar que el escape de líquido o gas sea rápidamente eliminado o reducido;

c) Uso de sistemas de protección contraincendio;

d) Notificación a autoridades competentes y aviso a propiedades vecinas;

e) Procedimiento para proporcionar primeros auxilios;

f) Obligaciones del personal para responder y prestar auxilio ante estas situaciones, y

g) Plan de evacuación.

A.3 ESPECIFICACIONES GENERALES Y SEÑALIZACIÓN

Los establecimientos de venta al público de GNL y de consumidores directos deben instalar los siguientes letreros de seguridad: PELIGRO GAS INFLAMABLE, NO FUMAR, PROHIBIDO ENCENDER CUALQUIER TIPO DE FUEGO, por lo menos en las siguientes áreas: área de almacenamiento de GNL, dispensadores de GNL, punto de recepción de GNL donde se descarga el GNL al tanque de la estación, en la entrada de la estación, en las bardas perimetrales siempre y cuando queden visibles a propios y usuarios. El letrero de seguridad PROHIBIDO PERMANECER EN ESTA ZONA ubicado en los lados de la zona de almacenamiento y en la zona de recepción de GNL. Debe instalarse también letreros indicando los pasos a seguir para la operación de descarga de GNL, el cual estará ubicado en la toma recepción. Un letrero que indique los pasos a seguir para la operación de llenado de los vehículos de los clientes.

Los letreros deben ser visibles y legibles con dimensiones y colores de acuerdo a lo indicado en la NTP 399.009, NTP 399.010-1 y NTP 399.011.

ANEXO B
(NORMATIVO)

B.1 PRUEBAS DE HERMETICIDAD

B.1.1 Para verificar la seguridad de las instalaciones de una estación de servicio deben realizarse pruebas de hermeticidad antes de ponerla en operación, de acuerdo con los B.2 y B.3.

B.1.2 Las partes del sistema y equipos de una estación de servicio para GNL, que no operen en condiciones criogénicas, deben probarse hidrostáticamente.

B.1.3 Las partes del sistema y equipos de una estación de servicio para GNL, que operan bajo condiciones criogénicas, deben someterse a una prueba neumática.

B.1.4 Cuando en una estación de servicio ocurra un accidente o incendio que cause daño a los tanques de GNL, al sistema de control, o al sistema de protección contraincendio, éstos deben inspeccionarse y probarse para garantizar la seguridad, la operatividad y la funcionalidad de toda la instalación, antes de ponerla nuevamente en operación. Esta deberá ser aprobada por la Entidad Competente

B.2 PRUEBA HIDROSTÁTICA

B.2.1 Este método de prueba se aplica para determinar si las instalaciones o los componentes utilizados en las estaciones de servicio para GNL, que no estén sujetas a condiciones criogénicas, resisten sin fugas el esfuerzo homogéneo producido por un líquido a presión, tanto en las conexiones como en el material empleado en la fabricación de dichos componentes.

B.2.2 Para realizar la prueba debe contarse con lo siguiente:

a) Bomba hidráulica con capacidad para alcanzar la presión de prueba y el líquido suficiente para llenar el sistema o elemento a probar;

b) Manómetros con capacidad de 130 % de la presión de prueba;

c) Registrador de presión con gráfica (manógrafo);

d) Válvulas con capacidad para operar a la presión de prueba, y

e) Tubería y mangueras adecuadas para conectar el sistema.

B.2.3 Para efectuar la prueba debe realizarse lo siguiente:

a) Instalar la bomba hidráulica con tubería, mangueras, válvulas, manómetro y manógrafo para que el líquido de prueba fluya a través del sistema o componente;

b) Llenar completamente el sistema o elemento a probar con el líquido, eliminando el aire contenido dentro de dicho sistema;

c) Elevar gradualmente la presión de prueba hasta alcanzar, aproximadamente, el 50 % de dicha presión;

d) Incrementar la presión a intervalos de 0.1 veces cada 10 minutos hasta que ésta alcance 1.5 veces la presión de operación. A continuación, se aísla el sistema manteniéndose la presión de prueba durante 24 horas continuas. Debe llevarse un registro gráfico de la variación de la presión durante este periodo;

e) Verificar que no existan fugas mediante inspección visual. La gráfica del manógrafo no debe indicar pérdida de presión, es decir, la gráfica debe consistir en un círculo que cierre exactamente en el punto inicial de la misma. En caso de presentarse alguna fuga, ésta debe corregirse y probarse nuevamente el sistema con el procedimiento señalado;

f) Las pruebas deben ser certificadas por un Organismo de Certificación de acuerdo a un procedimiento aprobado por la Entidad Competente.

NOTA: Durante las pruebas hidrostáticas deben retirarse los discos de ruptura, válvulas de alivio o instrumentos que se puedan dañar.

B.2.4 Debe efectuarse una prueba de hermeticidad a las instalaciones cada cinco años. El resultado de la prueba de hermeticidad debe reportarse a la Entidad Competente.

B.3 PRUEBA NEUMÁTICA

B.3.1 Deben realizarse pruebas neumáticas con el objeto de verificar la hermeticidad de los equipos de una estación de servicio que opere bajo condiciones criogénicas; no deben realizarse pruebas hidrostáticas.

B.3.2 Para efectuar la prueba debe contarse con lo siguiente:

a) Compresor neumático o cilindros con gas inerte con capacidad de operación a la presión de prueba;

b) Manómetros con capacidad de 120 % de la presión de alivio de las válvulas de seguridad del sistema;

c) Registrador de presión con gráfica (manógrafo);

d) Válvulas con capacidad para operar a la presión de prueba, y

e) Tuberías y mangueras adecuadas para conectar el sistema.

B.3.3 Para efectuar la prueba debe realizarse lo siguiente:

a) Instalar el compresor o cilindros de gas inerte, con tubería, mangueras, válvulas, manómetros y manógrafo e inyectar el aire o gas inerte a través del sistema o componente;

b) Presurizar el sistema hasta 2645 kPa;

c) Aislar el sistema y mantener la presión de prueba durante 24 horas continuas; debe llevarse un registro gráfico de la variación de la presión durante este período;

d) Aplicar el medio de detección de fugas (solución jabonosa libre amoniaco o un instrumento detector de fugas);

e) Verificar que no existan fugas mediante inspección visual. La gráfica del manógrafo no debe indicar pérdida de presión, es decir, la gráfica debe consistir en un círculo que cierre exactamente en el punto inicial de la misma. En caso de presentarse alguna fuga, ésta debe corregirse y probarse nuevamente el sistema con el procedimiento señalado, y

f) Las pruebas deben ser certificadas por un Organismo de Certificación de acuerdo a un procedimiento aprobado por la Entidad Competente.

OTA: Durante las pruebas neumáticas deben retirarse los discos de ruptura, válvulas de alivio o instrumentos que se puedan dañar.