

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE COMBUSTIÓN
DE CALDERAS PIROTUBULARES DE 300 Y 600
BHP DE QUEMAR PETRÓLEO RESIDUAL A GAS
LICUADO DE PETRÓLEO PARA DISMINUIR LA
CONTAMINACIÓN AMBIENTAL”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

DANIEL ELVIS DÍAZ MARCOS

Callao, 2018

PERÚ

DEDICATORIA

A mi familia por el constante apoyo durante el proceso de mi formación profesional y principalmente a mi madre por motivarme con sus sabios consejos y por alentarme a ser mejor persona cada día.

AGRADECIMIENTO

A quienes siempre me brindaron apoyo incondicional para superar todos los obstáculos, a la plana docente de la escuela de Ingeniería en Energía de la UNAC, quienes día a día fueron impartiendo conocimientos con mucha paciencia y comprensión.

INDICE

| | |
|--|----|
| TABLA DE CONTENIDOS | 4 |
| ÍNDICE DE TABLAS | 4 |
| ÍNDICE DE IMÁGENES | 6 |
| ÍNDICE DE GRÁFICAS | 8 |
| ÍNDICE DE DIAGRAMAS | 9 |
| RESUMEN | 10 |
| ABSTRACT | 11 |
| CAPITULO I | 12 |
| PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION | 12 |
| 1.1 Identificación del problema | 12 |
| 1.2 Formulación del problema | 13 |
| 1.2.1 Problema general..... | 13 |
| 1.2.2Problemas específicos | 13 |
| 1.3 Objetivos de la investigación | 13 |
| 1.3.1 Objetivo general..... | 13 |
| 1.3.2 Objetivos específicos | 14 |
| 1.4 Justificación..... | 14 |
| 1.4.1 Justificación tecnológica | 14 |
| 1.4.2Justificación legal..... | 15 |
| 1.4.3 Justificación económica | 15 |
| 1.4.4 Justificación ambiental | 16 |
| 1.5 Importancia | 16 |
| MARCO TEORICO..... | 17 |
| 2.1 Antecedentes del estudio | 17 |
| 2.1.1 Antecedentes Nacionales | 17 |
| 2.1.2 Antecedentes Internacionales | 18 |
| 2.2 Marco Teórico | 21 |
| 2.3 Definición de términos básicos | 53 |

| | |
|--|-----|
| CAPITULO III | 54 |
| VARIABLES E HIPOTESIS..... | 54 |
| 3.1 Variables de la investigación | 54 |
| 3.1.1 Variable independiente | 54 |
| 3.1.2 Variable dependiente | 54 |
| 3.2 Operacionalización de variables..... | 55 |
| 3.3 Hipótesis de la investigación | 56 |
| 3.3.1 Hipótesis general | 56 |
| 3.3.2 Hipótesis específicas | 56 |
| CAPITULO IV | 57 |
| METODOLOGIA..... | 57 |
| 4.1 Tipo de investigación..... | 57 |
| 4.2 Diseño de la investigación | 57 |
| 4.2.1Diseño no experimental | 57 |
| 4.2.2 Etapas de la investigación | 57 |
| 4.3 Población y muestra..... | 106 |
| 4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos | 107 |
| 4.5 Procesamiento de recolección de datos | 107 |
| 4.6 Procesamiento estadístico y análisis de datos | 110 |
| CAPITULO V | 112 |
| RESULTADOS..... | 112 |
| CAPITULO VI..... | 117 |
| DISCUSION DE RESULTADOS | 117 |
| 6.1 Contrastación de hipótesis con los resultados..... | 117 |
| 6.2 Contrastación de resultados con otros estudios similares | 118 |
| CAPITULO VII | 122 |
| CONCLUSIONES..... | 122 |
| CAPITULO VIII..... | 123 |
| RECOMENDACIONES | 123 |
| CAPITULO IX..... | 124 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 124 |
| ANEXOS..... | 127 |

| | |
|--|-----|
| PLANOS DE INSTALACIÓN..... | 128 |
| PLANO ISOMÉTRICO DE REDES..... | 129 |
| PLANO VISTA DE PLANTA..... | 130 |
| PLANO DE PROTECCIÓN CATÓDICA..... | 131 |
| MEMORIA DE CÁLCULO PARA USO DE GN..... | 132 |
| MATRIZ DE CONSISTENCIA..... | 133 |

TABLA DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla n° 2.1: Características típicas de los combustibles industriales..... | 22 |
| Tabla n° 2.2: Propiedades de los ánodos de sacrificio..... | 52 |
| Tabla n° 3.1: Operacionalización de variables..... | 55 |
| Tabla n° 4.1: Datos técnicos de calderas..... | 58 |
| Tabla n° 4.2: Precios de petróleo R6..... | 59 |
| Tabla n° 4.3: Costos anuales por consumo de petróleo | 59 |
| Tabla n° 4.4: Resumen de consumo de petróleo promedio mensual | 60 |
| Tabla n° 4.5: Registro histórico de consumos de energía. | 60 |
| Tabla n° 4.6: Rangos permisibles gases para distintos combustibles..... | 67 |
| Tabla n° 4.7: Análisis combustión registro histórico caldera 300 BHP..... | 68 |
| Tabla n° 4.8: Toma y registro de datos del sistema de petróleo previo a la atomización y quema de combustible..... | 69 |
| Tabla n° 4.9: Emisiones de CO ₂ por quema de petróleo R6..... | 70 |
| Tabla n° 4.10: Costos operativos por quema de petróleo residual..... | 74 |
| Tabla n° 4.11: Costo comparativo de combustible R6 vs GLP..... | 74 |
| Tabla 4.12: Emisiones Kg CO ₂ por galón quemado de combustible..... | 76 |
| Tabla 4.13: Disminución de gases efecto invernadero por cambio de Combustible..... | 76 |
| Tabla 4.14: Requerimientos de conexiones y accesorios para tanques usados en instalaciones diferentes a las plantas industriales..... | 77 |
| Tabla n° 4.15: Distancia de separación entre tanques, edificios Importantes otras propiedades..... | 78 |
| Tabla n° 4.16: Resumen de separación entre tanques y prop..... | 79 |
| Tabla n° 4.17: Tipos de uniones para uniones metálicas en servicio | |

| | |
|---|-----|
| de glp..... | 81 |
| Tabla n° 4.18: Separación mínima entre vaporizadores a fuego directo y exposiciones..... | 84 |
| Tabla n° 4.19: Relación entre índice de Bacharach y la calidad de la combustión..... | 86 |
| Tabla n° 4.20: Eficiencia de calderos según NTP 350 .301..... | 87 |
| Tabla n°4.21: Consumos de calderas | 88 |
| Tabla n° 4.22: Vaporización natural en tanques enterrados..... | 90 |
| Tabla n° 4.23: Vaporizadores de fuego directo..... | 92 |
| Tabla n° 4.24: Calculo de vaporizadores..... | 93 |
| Tabla n° 4.25 : Diámetro interior de tuberías..... | 97 |
| Tabla n° 4.26: Características de reguladores Fisher alta presión..... | 99 |
| Tabla n° 4.27: Características de reguladores Fisher baja presión CS 800..... | 100 |
| Tabla n° 4.28: Características de reguladores Fisher de baja presión MOD. 299H | 101 |
| Tabla n° 4.29: Datos del tanque seleccionado..... | 102 |
| Tabla n° 4.30: Datos del ánodo requerido..... | 104 |
| Tabla n° 4.4.1: Técnicas e instrumentos de recolección de datos..... | 107 |
| Tabla n° 4.4.2: Costo de combustible en calderas de petróleo..... | 110 |
| Tabla n° 5.1 : Emisión de gases de efecto invernadero..... | 113 |
| Tabla n° 5.2 : Resultados..... | 114 |
| Tabla n° 5.3 : Selección de reguladores..... | 115 |
| Tabla n° 6.1 : Inversión total..... | 120 |

ÍNDICE DE IMÁGENES

| | |
|--|----|
| Imagen n° 2.1: Caldera pirotubular de 200 BHP..... | 27 |
| Imagen n° 2.2: Quemador modulante para gas..... | 29 |
| Imagen n° 2.3: Vaporizador en instalación comercial..... | 38 |
| Imagen n° 2.4: Regulador de alta presión o primera etapa..... | 40 |
| Imagen n° 2.5: Regulador de baja presión o segunda etapa..... | 40 |
| Imagen n° 2.6: Regulador fisher modelo 99..... | 41 |
| Imagen n° 2.7: Regulador fisher modelo CS800..... | 42 |
| Imagen n° 2.8: Tubos de acero... .. | 43 |
| Imagen n° 2.9: Conexiones de acero..... | 44 |
| Imagen n° 2.10: Toma de muestra con analizador de gases | 48 |
| Imagen n° 2.11: Análisis de combustión usando petróleo R6..... | 48 |
| Imagen n° 2.12: Sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio..... | 51 |
| Imagen n°4.1: Ciclón en calderas de petróleo residual..... | 62 |
| Imagen n° 4.2: Daño de cañón ocasionado por mala combustión del petróleo residual..... | 63 |
| Imagen n° 4.3: Efectos del desgaste de toberas mala pulverización del combustible..... | 63 |
| Imagen n° 4.4: Daños del cono refractario por el efecto abrasivo y la mala combustión del petróleo R6..... | 64 |
| Imagen n° 4.5: Desviación de la llama efecto del desgaste de la tobera y mala combustión del petróleo R6 | 64 |
| Imagen n°4.6: Hollín por mala combustión del petróleo R6..... | 65 |
| Imagen n° 4.7: Contaminación de suelo por uso de petróleo R6..... | 65 |
| Imagen n° 4.8: Analizador de combustión testo modelo 320 | 66 |
| Imagen n° 4.9: Diagrama de combustión..... | 87 |

| | |
|---|-----|
| Imagen n° 4.10: Parámetros de combustión..... | 106 |
| Imagen n° 4.11: Ticket de análisis combustión baja para petróleo R6..... | 109 |
| Imagen n° 4.12: Ticket de análisis combustión alta para petróleo R6..... | 110 |
| Imagen n° 5.0: Ciclón en calderas recepción y almacenaje de hollín..... | 112 |
| Imagen n° 5.1; Análisis de combustión en caldera de GLP..... | 116 |

ÍNDICE DE GRÁFICAS

| | |
|---|----|
| Gráfica n° 2.1: Crecimiento nacional de la demanda de GLP..... | 31 |
| Gráfica n° 2.2: GLP segundo combustible de mayor demanda..... | 31 |
| Gráfica n° 2.3: GLP balance y comercialización..... | 32 |
| Gráfica n° 2.4: Crecimiento de los establecimientos de GLP..... | 33 |
| Gráfica n° 4.1: Costos por consumo de petróleo..... | 59 |
| Gráfica n° 4.2: Galones de petróleo consumidos..... | 60 |

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

| | |
|---|-----|
| Diagrama n° 2.1: Partes de la caldera pirotubular..... | 28 |
| Diagrama n° 2.2: Diagrama de flujo general del vaporizador..... | 37 |
| Diagrama n° 4.1: Restricciones entre tanque y exposiciones..... | 85 |
| Diagrama n° 4.2: Medidas del tanque 20000 gl. para GLP..... | 102 |
| Diagrama n° 4.3: Distribución de ánodos..... | 105 |

RESUMEN

El presente informe de tesis plantea la problemática generada en una empresa que fabrica papel ubicada en el departamento de Arequipa, la cual tiene dos calderas pirotubulares de 300 y 600 bhp que usan como combustible petróleo Residual N°6. La Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA aplicando la “Política de salud ambiental 2011 – 2020” viene advirtiendo cada vez con mayor intensidad que es necesario el cambio de combustible, por otro más amigable con el medio ambiente. De no cumplir a corto plazo con la política de salud ambiental, se aplicaran multas, clausura temporal y posteriormente la anulación de la licencia de funcionamiento.

El tipo de investigación usada es la Aplicada y el diseño de investigación es No experimental.

El objetivo de la siguiente tesis es “Modificar el sistema de combustión de las calderas pirotubulares de 300 y 600 BHP de quemar petróleo Residual N°6 a usar GLP para disminuir la contaminación ambiental”.

Se determinan los niveles de contaminación con el petróleo mediante análisis históricos, analizando la problemática con muestras tomadas IN SITU; cálculos para el dimensionamiento del sistema para quemar GLP cumpliendo con la NTP 321.123 y NTP 321.120 y finalmente se calculan los valores de la disminución del CO₂ en las calderas usando el GLP.

ABSTRACT

This thesis report raises the problems generated in a company that manufactures paper, located in the department of Arequipa, which has two 300 and 600 bhp pirotubular boilers that use Residual Oil No.6. The General Directorate of Environmental Health - DIGESA applying the "Policy of environmental health 2011 - 2020 "is increasingly warning, that it is necessary to change fuel, for another more friendly to the environment. Failure to comply with the environmental health policy in the short term will apply fines, temporary closure and later the cancellation of the operating license.

The type of research used is the Applied and there search design is Non-experimental.

The objective of the following thesis is "Modify the combustion system of the 300 and 600 BHP shell boilers to burn Residual Oil No. 6 to use LPG to reduce environmental pollution".

Petroleum contamination levels are determined by historical analysis, analyzing the problem with samples taken IN SITU; calculations for the sizing of the system to burn LPG in compliance with NTP 321.123 and NTP 321.120 and finally the values of the CO₂ decrease in the boilers are calculated using LPG.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION

1.1 Identificación del problema

Actualmente la planta Papelera ubicada en el departamento de Arequipa, cuenta con un caldero pirotubular de 300 BHP, año de fabricación 1996 y otra de 600 BHP del año 1995; estos funcionan con petróleo Residual N° 6; su combustión arroja gases a la atmosfera que generan problemas de contaminación ambiental por inquemados y partículas sólidas emitidas, adicionalmente la Dirección General de Salud Ambiental – DIGESA aplicando la “Política de salud ambiental 2011 – 2020” viene advirtiendo desde hace más de un año, que es necesario el cambio de combustible de estos equipos por otro más amigable con el medio ambiente.

El cambio de combustible implica a su vez la modificación del cambio del sistema de combustión.

La quema de combustibles gaseosos es la mejor alternativa para solucionar este tipo contaminación por petróleo, pero existen varias limitantes que se analizan para determinar la factibilidad.

Las Normas Técnicas Peruanas NTP 321.123 y NTP 321.120 garantizan la correcta utilización de instalaciones y operación del combustible GLP.

1.2 Formulación del problema

1.2.1 Problema general

- ¿Se puede modificar el sistema de combustión en calderas pirotubulares de 300 y 600 BHP de quemar petróleo residual a quemar GLP y así disminuir la contaminación ambiental?

1.2.2 Problemas específicos

- ¿Cuál es el índice de contaminación ambiental del sistema de combustión, usando petróleo residual N° 6?
- ¿Qué tipo de redes, equipos y ambientes son los adecuados para modificar el sistema de combustión de calderas pirotubulares de 300 y 600 bhp de quemar petróleo residual a quemar GLP para cumplir con la NTP 321.123 y NTP 321.120?
- ¿En cuánto disminuirán las emisiones de CO₂ con la quema del GLP en los calderos de 300 y 600 BHP?

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general

- Modificar el sistema de combustión en calderas pirotubulares de 300 y 600 bhp de quemar petróleo residual a gas licuado de petróleo para disminuir la contaminación ambiental.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar el índice de contaminación ambiental del sistema de combustión usando petróleo residual N° 6.
- Dimensionar las redes de tuberías, equipos y determinar los ambientes adecuados para el cambio de combustible de quemar petróleo residual a quemar GLP cumpliendo las NTP 321.123 y NTP 321.120
- Determinar la disminución de las emisiones de CO₂ con la quema del GLP en los calderos de 300 y 600 BHP.

1.4 Justificación

1.4.1 Justificación tecnológica

El presente proyecto pretende aplicar los últimos avances tecnológicos que el mercado ofrece para la vaporización del GLP.

Para la puesta en marcha de las calderas que usan petróleo residual es necesario hacer trabajos previos tales como; precalentar el petróleo antes de ser quemado, esto puede tomar algunas horas, mientras que para la quema del petróleo diésel, GLP o gas natural; solo es necesario aperturar la válvula para habilitar y dar pase al GLP. El mantenimiento de la caldera, por el lado de fuego se haría con menor frecuencia pues la acumulación de productos inquemados es nula.

1.4.2 Justificación legal

Las normas técnicas peruanas NTP 321.121 “Instalaciones internas de G.L.P para consumidores directos y redes de distribución”, NTP 321.120 “Presiones de operación admisibles para instalaciones internas de gas licuado de petróleo”, son normas de estricto cumplimiento para la determinación, distribución de redes y ubicación del tanque y equipos auxiliares, además se empleará el Reglamento Nacional de Edificaciones–Norma EM 040 “Instalaciones de gas” y la NTP 350.301 “Estándares de eficiencia térmica y etiquetado” .

De no cumplir con las Normas Técnicas Peruanas (NTP) y el reglamento nacional de edificaciones Norma EM 040 será imposible obtener las autorizaciones y licencias de funcionamiento para el uso del GLP.

También es importante tener presente la “Política de salud ambiental 2011 – 2020” .

1.4.3 Justificación económica

Para la utilización del petróleo residual es necesario el uso de sistemas de bombeo y calentamiento del combustible para disminuir su viscosidad y posteriormente pulverizarlo y quemarlo. Todo este proceso conlleva al consumo de energía eléctrica y la necesidad de personal operativo para tener un control adecuado de los parámetros y el

correcto funcionamiento del sistema, lo cual genera costos operativos altos.

La acumulación de inquemados es un problema actual, el cual se tratará de reducir, así como los mantenimientos periódicos por acumulación de inquemados y el cambio de repuestos y/o reparación de los aislamientos al interior de la caldera, estos incrementan los costos, los cuales deben ser disminuidos con el uso del gas.

1.4.4 Justificación ambiental

Mediante este proyecto se minimizara la contaminación ambiental generada por la quema de combustible líquido petróleo residual, el cual tiene como productos de la combustión gases contaminantes y partículas sólidas conocidas como hollín.

Lograr un ambiente más amigable para las personas y cumplir la “Política de salud ambiental 2011 – 2020” que viene aplicando DIGESA.

1.5 Importancia

Esta investigación contribuye al cuidado del medio ambiente en apoyo a la “Política de salud ambiental 2011-2020” de la dirección general de salud ambiental DIGESA, buscaremos la mejor alternativa para mitigar la contaminación ambiental, analizaremos las condiciones actuales del sistema de petróleo para finalmente definir el origen del problema y beneficiar a la fábrica papelera.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes del estudio

2.1.1 Antecedentes Nacionales

1.- MELÉNDEZGÓMEZ, SIXTO ANTONIO. **Conversión a gas natural seco de una caldera pirotubular con potencia de 500 BHP que trabaja con diésel – 2.** Tesis de grado ingeniero de petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. 2006

-Debido a la masificación del G.N, se proyecta hacer la conversión de la caldera, con lo cual se generan ahorros sustanciales en el uso del nuevo combustible.

El objetivo principal tesis es hacer una conversión a G.N de una caldera que trabaja con diésel 2.

Resultados

Al convertir una caldera de residual a GN y alcanzar la misma liberación de calor con el nuevo combustible esta disminuye su eficiencia y capacidad, debido a la diferente composición de sus productos de combustión que hace que la corriente de gases tenga un menor tiempo de permanencia y por lo tanto baja transferencia de calor en todas las

superficies lo que hace que la generación de vapor sea en menor cantidad, particularmente cuando no se cuenta con equipo de recuperación de calor.

- Esta tesis es útil para considerar las condiciones de la caldera antes de hacer el dimensionamiento del sistema de GLP y evitar pérdidas de producción de vapor por mala selección de componentes de conversión.

2.- JAMANCA ECHEVARRIA , JOHN YENER; MEREGILDO MARINES, GEORGE ANIBAL. **Estudio y diseño de ampliación de un grifo a estación de servicio con gasocentro de glp de uso vehicular de 3200 galones de capacidad.** Tesis para optar el título profesional de ingeniero en energía. Nuevo Chimbote – Perú 2017.

En esta tesis se hace énfasis en el diseño del tanque para cumplir con la capacidad demandada del gasocentro, se hace de conocimiento las normas aplicadas para la instalación de un tanque para GLP para gasocentros.

- Esta tesis es una guía para tener las consideraciones del sistema de protección catódica en la protección contra la corrosión del tanque.

2.1.2 Antecedentes Internacionales

1.- ANDRÉ SARMIENTO, OSCAR BLADIMIR. **Diseño y análisis económico de una instalación de gas licuado de petróleo aplicada al edificio Millenium de la ciudad de Loja.** Tesis de grado título Ingeniero Mecánico. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil Ecuador. 2005.

En esta tesis se describen las características del gas, usos, aplicaciones, normas legales que existen para las instalaciones así como el diseño y análisis económico para la instalación del GLP.

Conclusiones y recomendaciones.

La elección de un tanque fijo es la mejor, se determinó la ubicación del tanque en cumplimiento con las normas de seguridad disponibles.

Uno de los parámetros más importantes para el dimensionamiento del sistema es el caudal que será conducido.

- Esta tesis sirve de guía para aplicar algunos factores de corrección a la hora del cálculo, conocer la autonomía de almacenamiento del tanque desde otras experiencias y las consideraciones referente a la seguridad y entrenamiento a los usuarios finales.

2.- SALAZAR VILLALVA, VANESSA M. Y. MARTINEZ URDIALES, GIOVANNYE. **Modelo para la determinación del tamaño optima de un tanque estacionario de almacenamiento de GLP aplicado al negocio de comercialización al granel.** Tesis de grado título Magister en control

de operaciones y gestión logística. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador. 2011.

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una aplicación que permita escoger el tamaño de tanque óptimo para el abastecimiento de GLP al granel para una industria.

En este trabajo se detallan los costes generados desde la carga del combustible hasta su despacho, así como características propias del combustible y el análisis para llegar a la solución del problema general.

Conclusiones

El tamaño del tanque se determina analizando los valores del VAN del proyecto que sean más adecuados para la empresa comercializadora, que es un tanque de 10 m³, la autonomía del cliente es más de 8 días.

Recomendaciones

Para los cálculos se asume que las cisternas van llenas al máximo de su capacidad de tal manera que el costo por las ineficiencias serían más altos que los actuales.

Otro cambio para mejorar el análisis es el hecho de colocar más de un tanque de GLP a granel en el lado del cliente, en la actualidad existen varios clientes que tienen más de una cisterna de diferentes tamaños.

- De esta tesis podemos rescatar la importancia del tamaño y la autonomía del tanque cisterna seleccionado de tal manera que los costos por transporte del GLP garanticen una tarifa plana y un abastecimiento sin problemas.

2.2 Marco Teórico

- **Combustibles Líquidos¹**

¹(Curso Internacional:Conversiones de equipos y sistemas para uso de gas en las industrias-Ing. Hernando Galvis Barrera- Tecnicas)

- Clasificación de los combustibles líquidos

Son mezclas de hidrocarburos derivados del petróleo por medio de procesos de refinación. En el petróleo se pueden distinguir diferentes compuestos, además de hidrocarburos, el petróleo contiene pequeñas cantidades de oxígeno, nitrógeno, azufre, vanadio, níquel, hierro, trazas de otros metales e impurezas tales como agua y sedimentos.

Residuales

- Composición de combustibles líquidos

Análisis Químico C, H, S, N, O

Contenido de C: 83 – 88%

Contenido de H: 7 – 12%

TABLA N° 2.1
CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES

| CARACTERÍSTICAS | GAS NATURAL | GLP | DESTILADOS | RESIDUALES | |
|---------------------------------------|-------------|--------|--------------|------------|-------------|
| | | | DIESEL N° 2 | P.I. N° 6 | P.I. N° 500 |
| Gravedad API a 15.6°C | | - | 34.3 | 10.7 | 10.6 |
| Gravedad específica 15.6/15.6°C | | 0.5555 | 0.8534 | 0.9951 | 0.9958 |
| Densidad Kg/m ³ a 15°C | | 553.79 | 852.06 | 993.11 | 994.07 |
| Punto de inflamación °C | | - | 59.8 | 80 | 96 |
| Punto de fluidez °C | | - | -14 | 3 | 3 |
| Viscosidad cSt a 50° C | | - | 3,9 (37,8°C) | 6.27 | 1050 |
| Azufre % por peso | | 30 ppm | 0.13 | 1.35 | 1.57 |
| Cenizas % en peso | | - | 0.001 | 0.05 | 0.05 |
| agua y sedimentos % en volumen | | - | 0.00 | 0.1 | 0.1 |
| Residuos de Carbon Conradson | | - | 0.011 | 13.6 | 15.22 |
| Indice de Cetano | | - | 50.0 | - | - |
| Poder calorífico superior, KJ/Kg | 49 110 | 49.073 | 42 567 | 39 770 | 39 984 |
| Poder calorífico inferior, KJ/Kg | 53.913 | 52.123 | 45 329 | 42 099 | 42 283 |
| Contenido en ppm Vanadio | | - | - | 80-89 | 103-135 |
| Temperatura de bombeo min °C | | - | - | 45 | 50 |
| Temp de atomización, tiro forzado, °C | | - | - | 100-110 | 110-120 |
| Temp de atomización, tiro natural, °C | | - | - | 110-120 | 120-130 |
| Temp de Almacenamiento, °C | | - | - | 50-60 | 60-70 |

Fuente: Proyecto norma técnica peruana 350.300:2001

Petróleo Residual N° 6:

Como producto residual de la destilación, presenta características marcadamente diferentes a los destilados, en razón de la presencia de impurezas que juegan un significativo papel en cuanto a eficiencia de combustión, contaminación de productos y mantenimiento de equipos.

Características :

Requiere ser calentado para su bombeo (45°C) y para su atomización (110°C)

El contenido de cenizas, presentado en su composición resultan corrosivos en condiciones térmicas exigentes, tales como vanadio, níquel, sodio, magnesio, etc., requieren especial atención.

El punto de fluidez resulta un factor a tomar en cuenta cuando se trabaja en climas fríos (menor a 15°C).

El contenido de azufre, normalizado en menos de 2% representa uno de los aspectos de mayor efecto potencial en cuanto a problemas de corrosión y contaminación.

El poder calorífico expresado en función del volumen de combustible, resulta mayor que el correspondiente al diesel 2, aproximadamente en 7%.

El contenido de agua y arrastre de sedimentos también representa un factor que puede aportar problemas, particularmente cuando no se les presta la atención que requieren en las etapas de recepción y almacenamiento.

Aunque su combustión resulta más problemática que la del diesel 2 y el residual 4, su empleo se justifica por una convivencia económica derivada de su precio inferior en el mercado o razones de disponibilidad.

Viscosidad:

Es la medida de la resistencia a fluir. Para un combustible líquido es la facilidad para ser bombeado y atomizado.

Los combustibles líquidos se manejan a diferentes niveles de viscosidad

Comportamiento de la viscosidad con la temperatura:

A mayor temperatura menor viscosidad .

Poder calorífico:

Energía liberada como calor en la combustión

Relación poder calorífico y gravedad específica.

Agua y sedimentos:

Arrastre de humedad y lodos en los procesos de destilación.

Causan discontinuidad de la llama y obstrucción en los quemadores.

Daños en los equipos de control.

Contenido de azufre y nitrógeno:

Componentes orgánicos que liberan óxidos de azufre y nitrógeno en la combustión.

Causan corrosión y lluvia ácida.

Combustibles gaseosos

- Características:
- Gravedad Específica: Relación de densidad con respecto al aire.

$$\rho_{\text{aire}} = 0.0763 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}, \quad 1.225 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

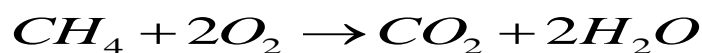
- Poder calorífico: Energía liberada en el proceso de combustión.
- Temperatura de Ignición: Temperatura más baja a la que sucede la combustión auto-sostenida.
- Límites de Inflamabilidad: Rango de concentración aire-combustible en el que sucede la combustión.
- **Reacción de combustión**

Combustible: Material que libera energía, cuyo principales componentes son C y H.

Oxidante: El aire cuya composición es 79% N₂ y 21% O₂.

Productos de combustión: Compuestos resultado de la reacción de combustión.

La ecuación de reacción presenta el resultado inicial y final, no indica el camino real de la reacción que involucra varias etapas.



Exceso de aire:

La eficiencia del equipo está relacionada directamente con los requerimientos de exceso de aire: mayor eficiencia menor exceso de aire.

El exceso de aire se relaciona con:

- Temperatura deseada de los gases
- Variaciones de la carga térmica del equipo

- Limitaciones de tipo metalúrgico

Análisis de los productos de combustión

- La presencia de CO y H₂ en los gases de combustión causan ineficiencia en el equipo por menor energía y pérdida de combustible.
- Alto exceso de aire genera alto volumen de gases de combustión lo que provoca pérdidas de calor con los humos.

• **Condiciones para la combustión**

La mezcla combustible - oxidante reaccionan generando una llama auto - sostenida cuando se cumplan ciertas condiciones termodinámicas y cinéticas que el proceso de combustión exige.

Temperatura de ignición: Es la temperatura más baja a la cual la reacción de combustión se auto - sostiene. La temperatura de ignición depende de las condiciones cinéticas de la reacción del combustible y los equipos de combustión.

Caldera

Es un recipiente cerrado en el cual se calienta agua, se genera vapor, se sobrecalienta bajo presión o vacío mediante la aplicación de calor de combustibles

- Objetivo: Generación de vapor o producción de agua caliente

Tipos:

- Caldera pirotubular
- Caldera acuotubular

Partes principales de la caldera pirotubular

Hogar: Ambiente donde se libera el calor por reacción de la combustión.

Su diseño se basa en tiempo – turbulencia y temperatura.

Cámara de humos: Área de pase de calor y gases de combustión entre uno y otro pase.

Tubos de humo: Montados entre los espejos o placas de la caldera por su interior circulan los gases de combustión y por el exterior están inundados de agua.

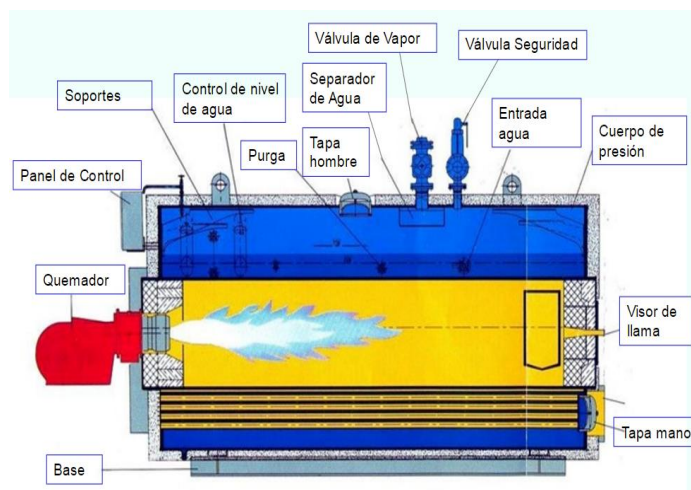
IMAGEN N° 2.1
CALDERA PIROTUBULAR DE 200 BHP



Fuente: Elaboración propia

- Calderas pirotubulares
 - Los productos de combustión fluyen por el interior de los tubos.
 - Su costo es bajo comparado con una caldera acuotubular
 - La capacidad de las calderas pirotubulares es limitada. Máximo 30.000 libras por hora de vapor.
 - La fluctuación de demanda de vapor ocasiona pequeños cambios operacionales por su capacidad de almacenamiento de agua.
 - Requieren mayor tiempo para su estabilización.
 - Capacidad de sobrecarga es limitada.
 - Requiere limpieza interna de los tubos, su frecuencia depende del tipo de combustible utilizado y la limpieza con que se realiza la combustión.

DIAGRAMA N° 2.1
PARTES DE LA CALDERA PIROTUBULAR



Fuente: <http://slideplayer.es/slide/412670>

➤ **Quemador**

Los quemadores son los equipos que realizan la combustión. Deben lograr la mezcla íntima de combustible con el aire y proporcionar la energía.

El combustible se mezcla con el oxígeno del aire y cuando se le aporta una energía exterior, se alcanza la temperatura de ignición, dependiendo de la aplicación existen quemadores de una llama, dos llamas y modulantes, en la imagen N° 2.2 se muestra un quemador modulante.

IMAGEN N° 2.2
QUEMADOR MODULANTE PARA GAS



Fuente: eshop.aeriontexniki.gr

Cotización del GLP en el mercado local ²

²<http://glp.perueventos.org/10-glp/44-el-mercado-de-glp-en-el-peru>

El Precio del GLP en el Perú. De acuerdo al marco normativo actual, los precios del GLP y en general de los combustibles líquidos derivados del petróleo se encuentran determinados por la oferta y la demanda en el Perú. Sin embargo, con el fin de evitar que la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados se traslade a los consumidores finales, el Poder Ejecutivo creó el “Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo” en el año 2004; el GLP fue incluido en el ámbito de aplicación del mencionado fondo a partir de abril de 2007, mediante el Decreto de Urgencia 011–2007 que declaró en emergencia el mercado de GLP.

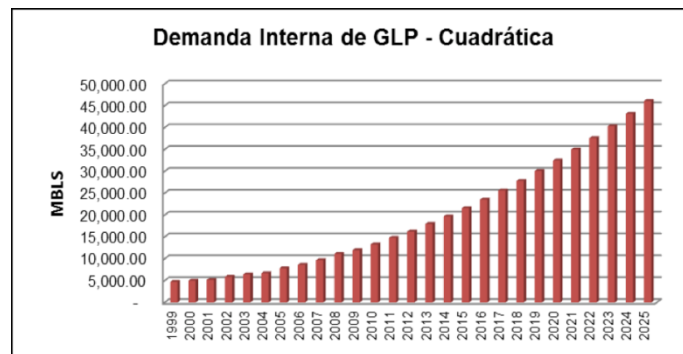
El precio que los consumidores finales de GLP pagan, depende de diversos factores; como se explicó, en el primer nivel de la cadena de comercialización este precio se encuentra relacionado con los precios internacionales y la aplicación del FEPC. Otro elemento a considerar es la carga tributaria que es aplicada sobre el GLP, actualmente, en la comercialización de este producto sólo se aplica el Impuesto General a las Ventas (IGV) a diferencia de otros combustibles líquidos a los que se les aplica otros impuestos adicionalmente. Luego, dependiendo de la ubicación y de la forma como es entregado a los usuarios, los agentes de la cadena de comercialización agregarán al precio los costos y márgenes correspondientes a cada una de sus actividades. Estos costos principalmente se encuentran relacionados con las actividades de

transporte, envasado (cuando corresponde) y comercialización a nivel minorista.

Mercado Interno de GLP

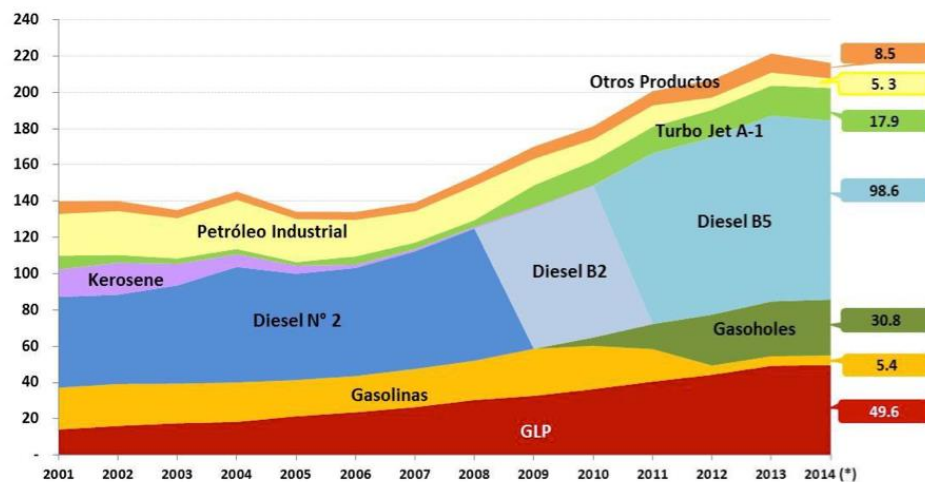
La demanda del GLP en el PERU viene incrementándose de forma cuadrática desde el año 1999, esto se puede apreciar en la gráfica N° 2.1

GRÁFICA N° 2.1
CRECIMIENTO NACIONAL DE LA DEMANDA DE GLP



Fuente: <http://glp.perueventos.org/10-glp/44-el-mercado-de-glp-en-el-peru>

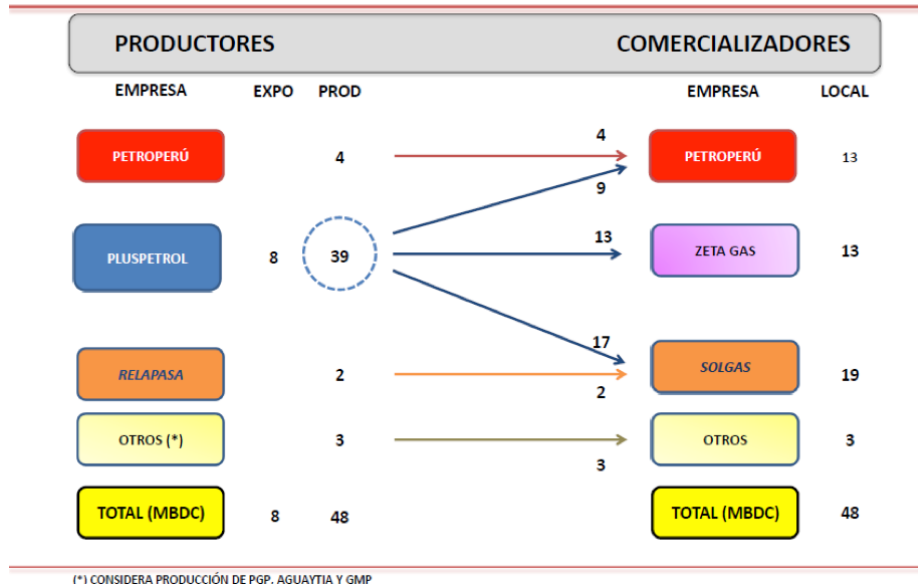
GRÁFICA N° 2.2
GLP SEGUNDO COMBUSTIBLE DE MAYOR DEMANDA



Fuente: <http://glp.perueventos.org/10-glp/44-el-mercado-de-glp-en-el-peru>

GRÁFICA N° 2.3
GLP – BALANCE Y COMERCIALIZACION

3. Balance Producción y Comercialización



Fuente: <http://glp.perueventos.org/10-glp/44-el-mercado-de-glp-en-el-peru>

Cadena de Comercialización del GLP

La cadena de comercialización del GLP está conformada por todos los agentes que realizan las actividades que se requieren para que el GLP llegue a los consumidores finales. Estas actividades son importar, producir, almacenar, envasar, transportar y expender dicho producto.

Los agentes pertenecientes a esta cadena son los siguientes:

- Productores
- Importadores
- Plantas de Abastecimiento
- Plantas Envasadoras
- EE.SS. con Gasocentros
- Gasocentros
- Locales de Venta de GLP
- Distribuidor de GLP a Granel

- Distribuidor de GLP en cilindros
- Transportista de GLP a Granel
- Transportista de GLP en cilindros

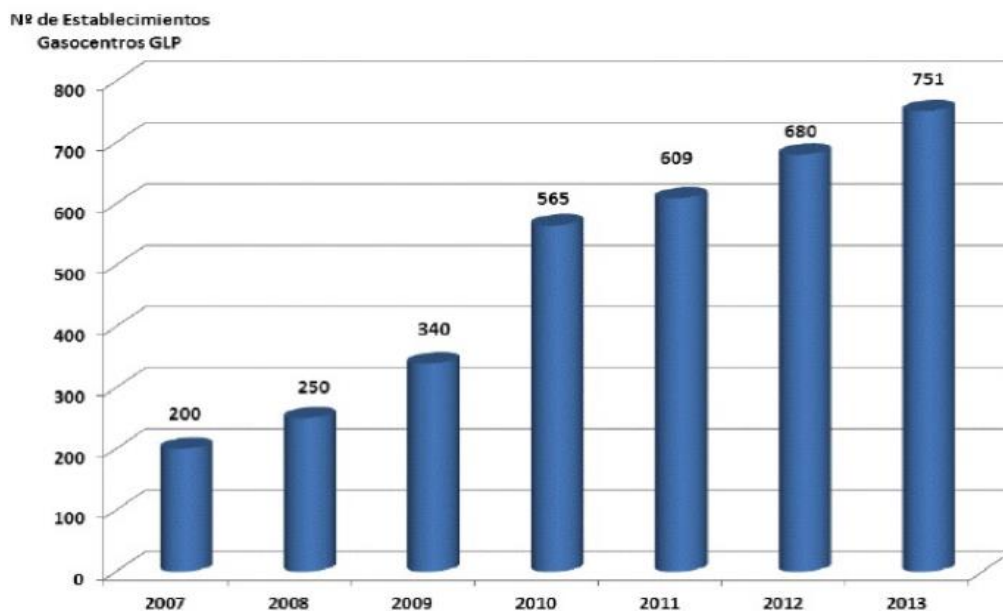
Los principales productores nacionales:

- Pluspetrol
- Petroperu
- Relapasa

Los principales importadores de GLP son:

- Llama Gas
- Lima Gas
- Repsol YPF Comercial del Perú
- Zeta Gas Andino

GRÁFICA N° 2.4
CRECIMIENTO DE LOS ESTABLECIMIENTOS DE GLP



Fuente: <http://glp.perueventos.org/10-glp/44-el-mercado-de-glp-en-el-peru>

➤ **Gas licuado de petróleo – G.L.P**

Es una mezcla de hidrocarburos ligeros constituido por:

- Propano (C₃H₈): De 50% a 60% de composición
- Butano (C₄H₁₀): De 40% a 50% de composición

El GLP se produce en las :

- Refinerías: Refinación de petróleo crudo.
- Planta de Fraccionamiento: Fraccionamiento de líquidos de gas natural (Ej. Aguaytía y Camisea)

El GLP a condiciones normales de presión y temperatura (0°C y 1 atmósfera) se encuentran en estado gaseoso, pero que, a temperaturas ambientales y moderadamente alta presión, son licuados y se pueden almacenar en recipientes cerrados.

El GLP se transporta en camiones cisterna y se almacena en tanques estacionarios y/o balones.

➤ **Odorización del G.L.P³**

³http://www.repsol.com/pe_es/productos_y_servicios/productos/glp_butano_y_propano/paises/peru/repsolgas/vaporizacion_natural_del_glp

De acuerdo a la normatividad vigente, el GLP se debe odorizar antes de ser entregado a una planta envasadora o a un consumidor final.

Para odorizar el GLP se debe utilizar un agente de advertencia que sea detectable mediante un olor distintivo para una concentración no mayor del 20% del Límite Inferior de Explosividad.

Excepciones: Sólo está exceptuado el uso de odorizantes en el GLP cuando su presencia resulta peligrosa para el procesamiento posterior del GLP.

Vaporización Natural³

Al interior de un envase de almacenamiento de GLP ,existen dos estados, el estado líquido y el vapor, estos se encuentra en equilibrio siendo la presión en ese instante, en el interior del envase, de aproximadamente 5,6 Kg/cm² (82 psi), a 18°C de temperatura exterior.

Luego al salir el GLP del depósito, comienza a disminuir la presión en el interior de éste. Para compensar esta pérdida de presión, la fase líquida entra en ebullición cediendo calor para la vaporización, por lo que la temperatura del gas licuado en estado líquido decae rápidamente y esto trae consigo el efecto de condensación el cual se visualiza como escarcha.

El calor perdido por el líquido por efecto de la vaporización de éste, es reemplazado por el calor del aire que rodea al depósito. Este calor se transmite a través de la plancha metálica de depósito, del aire hacia el líquido.

La zona del depósito en contacto con la fase gaseosa no se toma en consideración porque el calor que absorbe esta fase es insignificante.

La superficie del depósito abarcada y delimitada por el GLP en estado líquido, contenido en el envase cerrado, se conoce como la zona "mojada", mientras mayor sea el área de esta zona mojada o en otras palabras, mientras mayor sea la cantidad de líquido en el depósito, mayor será la capacidad de vaporización y capacidad para abastecer GLP gas. un depósito de mayor tamaño tendrá como es lógico mayor zona mojada y por lo tanto mayor capacidad de vaporización.

De otro lado, mientras más alta sea la temperatura del aire exterior que rodea un depósito cerrado, mayor será la vaporización del contenido líquido.

Por lo tanto, cuando hay un consumo excesivo de gas de un depósito cerrado, la evaporación de GLP líquido será muy rápida, enfriándose el envase, sucediendo el fenómeno físico siguiente; que primero el agua contenida, como finísimas gotas suspendidas en el aire de su entorno (aire húmedo), llegue a su punto de rocío, licuándose y formando una película de agua en la parte exterior e inferior del tanque o cilindro, formando un charco de agua debajo del depósito.

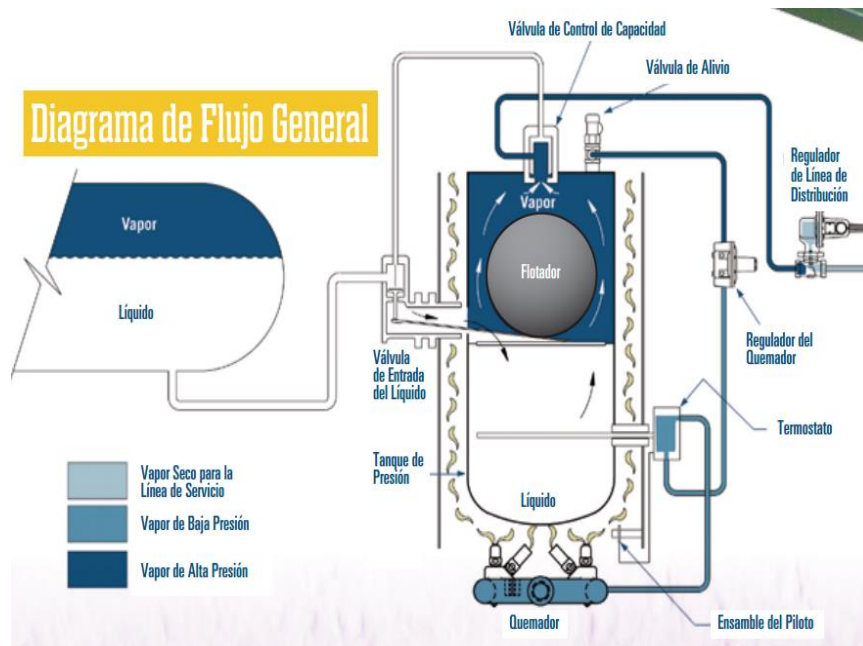
Si el consumo excesivo es de forma continua, la película de agua formada en la superficie de tanque comenzará a solidificarse, formando costras de hielo. En esas condiciones, a causa de enfriamiento excesivo (con

temperaturas bajo cero), cesará la evaporación y el cilindro no entregará el suficiente caudal de gas ni con la presión adecuada para el buen funcionamiento de los equipos.

Debido a la baja capacidad de vaporización de los tanques, se creó un equipo conocido como vaporizador, que básicamente es un intercambiador de calor, que ayuda a evaporar el GLP llevándolo de líquido a gaseoso. Estos equipos son usados únicamente cuando existe un gran consumo y restricción en los espacios para colocar tanques de mayor tamaño a los de 500 ,1000 a más galones

En el diagrama 2.2 se puede observar el funcionamiento de un equipo vaporizador y el flujo del gas en fase de líquido y vapor.

DIAGRAMA N° 2.2
DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL DEL VAPORIZADOR



Fuente: Catálogo ALGAS-SDI

➤ Vaporizadores de Fuego Directo⁴
⁴(algas-sdi.com/images/.../Algas-SDI_DF_Brochure_Spanish_0312)

El vaporizador de fuego directo está diseñado para convertir GLP de estado líquido a vapor, el vaporizador también puede operar junto con un mezclador para proporcionar el suministro de gas ininterrumpido a un sistema de reserva a la capacidad máxima.

- Simple de instalar, no requiere electricidad.
- Intercambiador robusto.
- Encendido de 9VDC.
- Doble método de seguridad ante el posible paso de líquido.
- Tiene todos los controles de operación y de seguridad.
- Ofrece un suministro de gas uniforme, encima de un gran rango de temperatura.

IMAGEN N°2.3
VAPORIZADOR EN INSTALACIÓN COMERCIAL



Fuente: Elaboración propia

A nivel industrial y comercial y residencial es común el uso de estos equipos, sin embargo muchas veces el costo es un limitante para su implementación.

Ventajas del uso del Gas Licuado de Petróleo.

- Es un combustible ecológico
- Su combustión no emite partículas solidas
- No es toxico
- Emite menos NOx que cualquier otro combustible liquido
- Debido a su alta volatilidad no supone un impacto dañino para el medio ambiente.
- No genera residuos, impactos sobre el suelo, agua o acuíferos subterráneos.
- Durante su combustión genera menos emisiones de CO₂ que cualquier combustible líquido.
- Es la mejor alternativa para sustituir combustibles donde no llega el Gas Natural.

➤ Reguladores de alta presión

En la imagen 2.4 se muestra un regulador de alta presión y proporciona regulación precisa de primera etapa en sistemas de dos etapas de tanques estacionarios. Estos reguladores reducen la presión del tanque a una presión intermedia de 5 a 10 psi. También se usan para abastecer quemadores de alta presión para aplicaciones tales como estufas o

calderas industriales. También se incorporan en instalaciones de múltiples cilindros.

IMAGEN N° 2.4
REGULADOR DE ALTA PRESIÓN O PRIMERA ETAPA



Fuente: Catálogo Rego

➤ **Reguladores de baja presión o segunda etapa**

En la imagen N°2.5 se muestran dos reguladores de baja presión, diseñados para reducir la presión de 5 a 20 PSI de la primera etapa a la presión del quemador, normalmente 13 C.A. Ideales para las aplicaciones industriales y comerciales e instalaciones de múltiples.

IMAGEN N° 2.5
REGULADORES DE BAJA PRESIÓN O SEGUNDA ETAPA



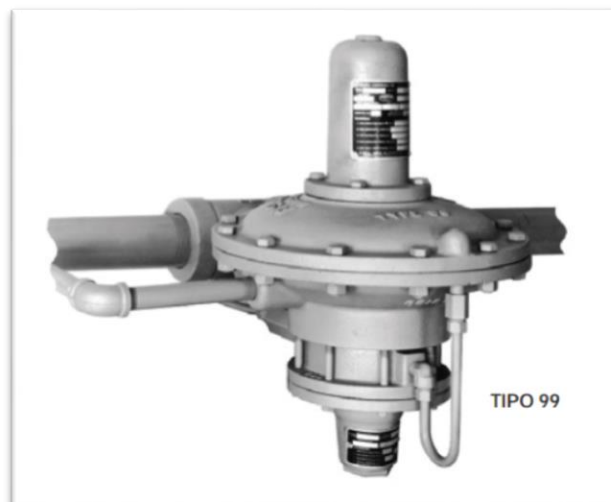
Fuente: Catálogo Rego

• Regulador de alta presión piloteados Comerciales /Industriales⁵

⁵(Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31)

Tipo 99 – La unidad piloteada mantiene una presión de salida constante a pesar de las variaciones en el gasto y en las presiones de entrada. Diseñados para manejar cargas de hasta 74 318 000 BTU por hora / 837 SCMH, los reguladores Tipo 99 son ideales para instalaciones con múltiples clientes. Su singular diseño piloteado, con rápida operación de apertura y cierre, hace del Tipo 99 el regulador ideal para aplicaciones industriales de grandes calderas. El regulador Tipo 99 se puede usar en aplicaciones de baja o alta presión. Es necesario contar con una línea de control aguas abajo. Se recomienda protección adicional contra exceso de presión para evitar una excesiva acumulación de presión aguas abajo de la línea.

IMAGEN N° 2.6
REGULADOR FISHER MODELO 99



Fuente: Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31 (pág. 34)

- **Reguladores comerciales de baja presión** ⁵

- ⁵ **Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31**

Tipo CS800 – El regulador Tipo CS800 es un dispositivo de operación directa y de resorte, diseñado para aplicaciones de servicio comercial de baja presión. Este regulador puede manejar hasta 21 600 000 BTU por hora / 243 SCMH de capacidad de flujo y está disponible en cuerpos de tamaño de 1-1/2 y 2 con rangos de presiones de 8 pulgadas w.c. a 5.5 psig / 20 mbar a 0,38 bar.

IMAGEN N° 2.7
REGULADOR FISHER MODELO CS800



Fuente: Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31 (pag. 36)

➤ **Tubos de acero**

Estos tubos son utilizados también para transportar GLP, su denominación son SCH40 y SCH 80 esta nomenclatura se refiere al espesor o al grosor del tubo, los más manejados en la industria son la cedula 40 y la cedula 80, la cedula 40 se utiliza para sistemas de media presión tales como agua, vapor, gases, etc. y el tubo SCH 80 se utiliza en sistemas de alta presión y en fluidos diversos.

IMAGEN N° 2.8
TUBOS DE ACERO



Fuente: Mancul S.A

➤ **Accesorios para tuberías**

Es el conjunto de piezas moldeadas o mecanizadas que unidas a los tubos mediante un procedimiento determinado forman las líneas estructurales de tuberías de una planta de proceso.

Entre ellos tenemos conexiones como codos de 45° y 90° , uniones tipo tee, uniones simples, uniones universales, tapones, bridas, crucetas, etc.

IMAGEN N° 2.9
CONEXIONES DE ACERO



Fuente: www.comercialhidraulica.com.mx

Contaminación por calderos industriales⁶

⁶(Ahorro de energía en la operación de calderos industriales –Ing. Percy Castillo Neyra-
Pag. 167)

Se denomina así a la presencia en el aire de sustancias o formas de energía que alteran su calidad, de modo que implique riesgo, daño o molestia grave para las personas y bienes de cualquier naturaleza.

Contaminación por calderos industriales:

Depende fundamentalmente del tipo de combustible empleado y de la eficiencia de su combustión.

En el caso de contaminantes físicos para combustibles líquidos tenemos:

- Ruido: causado por motores y turbinas de ventiladores. Normalmente no alcanzan niveles preocupantes en el caso de calderos pequeños y medianos, en el caso de calderos grandes podría requerirse de

silenciadores cuando el nivel y tiempo de exposición pueda resultar molesto y hasta dañino para el operador.

Óxidos de nitrógeno (NO_x)

Se producen en el curso de la combustión y se presentan en las formas de NO(monóxido u óxido nítrico) y NO₂.

Los gases que se emiten por las chimeneas contienen entre 200 y 800 ppm de NO_x.

La NTP 350.301 para combustibles líquidos solo permite como máximo 600 mg/Nm³ y para combustibles gaseosos solo permite 320 mg/Nm³.

La OMS recomienda un valor para NO₂ entre 0.2 y 0.3 mg/ m³N(0,1 A 0,15 ppm) para un tiempo de exposición de 1 hora.

Se ha podido comprobar que el NO no posee efectos tóxicos importantes a las concentraciones que normalmente se presentan en las zonas urbanas. Por otro lado, se ha observado en muchos casos, que concentraciones de NO₂ del orden de 100 a 200 ug/m³, sostenidas por espacio de 6 meses producen un claro aumento en la frecuencia de afectaciones respiratorias agudas.

En cuanto a los vegetales hay constancia que precisan que exposición continua entre 450 a 500 ug/m³ de NO₂ , generan daños a los cultivos por caída de hojas y disminución de los rendimientos.

Monóxido de carbono (CO)

Este gas se presenta como producto de una combustión incompleta por deficiencia de aire(oxígeno) o una deficiente mezcla comburente y combustible.

Niveles de 20 hasta 120 ppm resultan muy frecuentes y hasta normales para calderos de combustibles residuales.

En presencia del O₂ automáticamente forma CO₂, por lo cual su nivel de contaminación y riesgo se limita a las zonas cercanas a los puntos de emisión.

El monóxido de carbono es letal, puesto que al ser inhalado, forma con la hemoglobina de la sangre un compuesto estable (carboxihemoglobina); esta queda en el circuito sanguíneo, reduciendo el nivel de hemoglobina libre y por lo tanto disminuyendo la oxigenación del organismo. Sus efectos causan sueño vómitos e incluso en cantidades mayores a 400 ppm pueden causar la muerte.

Su presencia implica el riesgo de explosiones, por reaccionar violentamente en atmosferas súbitamente oxidantes.

Dióxido de carbono (CO₂)

Es un gas que se encuentra en la atmosfera en una proporción de 311 ppm o 0.03% en volumen.

Aun en niveles altos no es venenoso, pero puede producir asfixia debido a bajos niveles de oxígeno.

El CO₂ presenta el oxígeno ligado y solo puede ser liberado por la acción de la plantas a través de la fotosíntesis. La industria es el mayor aportador de estos gases.

El aumento de la concentración de CO₂ resulta un factor de contaminación ambiental. Debido a su emisividad y capacidad de absorber y emitir calor por radiación (produce el efecto invernadero)

EMISION DE PARTICULAS SOLIDAS

Cenizas :Solo se presenta en el caso de combustión de petróleos residuales, están constituidos por sedimentos e impurezas metálicas presentes en forma de compuestos organometálicos, Durante la combustión se forman óxidos de vanadio, fierro, níquel, etc. Que al combinarse con el SO₃ formado, son emitidos en forma de sulfatos.

Al quedarse dentro del caldero provocan depósitos y corrosión, esto puede disminuirse a través de un tratamiento previo del combustible.

Inquemados: Están constituidos por los productos del craqueo del combustible en fase líquida (coque) y en fase gaseosa (hollín) que al no llegar a combustionar en forma completa, salen por la chimenea en forma de humo.

⁶(Ahorro de energía en la operación de calderos industriales – IngPercy Castillo Neira)

Ejemplos típicos de emisiones contaminantes en calderas

Para la toma de muestras de emisiones gaseosas productos de la combustión, se utilizan instrumentos llamados analizadores de combustión, los cuales registran los valores reales de los gases que son expulsados por las chimeneas de las calderas, véase imagen N° 2.11

IMAGEN N° 2.10
TOMA DE MUESTRA CON ANALIZADOR DE GASES



Fuente:<http://gea.com.pk>

En la imagen N° 2.11 se observan valores fuera de rangos registrados en análisis a caldera de petróleo residual 6, no permitidos según NTP 350-300

IMAGEN N° 2.11
ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN USANDO PETRÓLEO R6

| Flue gas | | Flue gas | |
|-----------|------------------|----------|------------------|
| 91.6 °C | T stack | 99.6 °C | T stack |
| 8.33 % | CO2 | 10.34 % | CO2 |
| 84.5 % | EFF | 89.7 % | EFF |
| 54.0 % | ExAir | 3.2 % | ExAir |
| 8.3 % | Oxygen | 0.7 % | Oxygen |
| 11931 ppm | CO | --- | ppm CO |
| 18269 ppm | CO AirFree | --- | ppm CO AirFree |
| --- | inH2O Draft | --- | inH2O Draft |
| 24.2 °C | Ambient temp | 25.0 °C | Ambient temp |
| --- | °C Diff. temp | --- | °C Diff. temp |
| --- | mbar Diff. Press | --- | mbar Diff. Press |
| 0 ppm | CO Ambient | --- | --- |

Fuente: Elaboración propia

Política de salud ambiental 2011-2020⁷

⁷(Política nacional de salud ambiental 2011-2020)

Tiene por finalidad contribuir a mejorar el estado de la salud, la calidad de vida de la población y el crecimiento económico del país propiciando un entorno de vida saludable, previniendo la exposición a factores de riesgos sanitarios y ambientales.

Objetivo: Establecer la política de salud ambiental que fortalezca la prevención y el control de riesgos sanitarios y ambientales relacionados a los daños a la salud de los ciudadanos en el marco del proceso de descentralización en salud.

Ámbito de aplicación: la política de salud ambiental es de cumplimiento obligatorio para la autoridad de salud en sus niveles nacional, regional y local; así como, por las entidades públicas y privadas vinculadas al sector.

Protección Catódica para tanques de GLP⁸

La protección catódica consiste en obligar a la estructura a funcionar como un cátodo en una celda de corrosión, mediante la manipulación y/o modificación de factores electroquímicos. Un ánodo galvánico, también llamado ánodo de sacrificio, si se conecta eléctricamente a una estructura sumergida descargará una corriente que fluirá a través del electrolito hasta la estructura que se pretende proteger. Para cumplir con este objetivo, los ánodos deben cumplir con ciertas características de peso, dimensiones, forma geométrica. La Corrosión es la destrucción de un cuerpo sólido causada por un ataque no provocado, de naturaleza

química o electroquímica que se inicia en la superficie. Esta es la definición más generalmente aceptada, originaria del «Reichanschuss für Metallschutz». En cualquier caso, la corrosión es un proceso destructivo en lo que a ingeniería se refiere, y representa una enorme pérdida económica. Teniendo en cuenta la Serie Electroquímica de los metales, un metal tendrá carácter anódico con relación a otro, si se encuentra por encima de él en esta serie. Así, por ejemplo, el hierro será anódico respecto al cobre y catódico respecto al zinc. El metal que actúa como ánodo se sacrifica a favor del que actúa de cátodo, por eso a este sistema se le conoce como protección catódica por ánodo de sacrificio. Aunque la mayoría de los ánodos se fabrican por colada o por gravedad, algunos ánodos se fabrican por colada continua o extrusión. El método de colada produce la apariencia y estructura física del ánodo y, por tanto, su comercialización y desempeño. Desde el punto de vista del desempeño, el ánodo debe ser colado para que el metal solidifique sin segregaciones de constituyentes de aleación.

Los ánodos deben cumplir con ciertas características de peso, dimensiones, forma geométrica. Este trabajo pretende conducir al ingeniero de diseño de sistemas de protección catódica con ánodos de sacrificio a obtener el ánodo adecuado mediante un método simple.

Definimos algunos términos básicos:

Corrosión: Deterioro de un metal usualmente un metal o de sus propiedades, a causa de una reacción electroquímica o química con su ambiente.

Electrodo: Un conductor electrónico usado para establecer un contacto eléctrico con una parte electrolítica de un circuito.

Ánodo: Electrodo de una celda electroquímica o porción de metal donde ocurre la disolución del metal (corrosión) y se producen las reacciones de oxidación.

Cátodo: Electrodo de una celda electroquímica o porción de metal donde NO ocurre la disolución del metal (corrosión) y se producen las reacciones de reducción.

Electrolito: Una sustancia química o mezcla usualmente un líquido, conteniendo iones que migran en un campo eléctrico.

⁸ Revista del Instituto de Investigación FIGMMG Vol 7, N.º 13, 37-44 (2004) Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

IMAGEN N° 2.12
SISTEMA DE PROTECCION CATODICA POR ANODOS DE SACRIFICICIO



Fuente:<http://petroleomundo.blogspot.pe>

**TABLA N° 2.2
PROPIEDADES DE LOS ANODOS DE SACRIFICIO**

| | Ánodo de Zinc | Ánodo de Magnesio | Ánodo de Aluminio | | |
|--|---|--|--|--|---|
| Propiedad | MIL - A 18001-H | MIL - A 24412-A | TIPO A | TIPO B | TIPO C |
| Composición % | Cd = 0.025 - 0.15 Al = 0.10 - 0.5 Fe= 0.005 máx. Pb=0.006 máx. Cu= 0.005 máx. Si= 0.125 máx. | Cu = 0.1 máx. Al = 5 - 7 Si= 0.3 máx. Fe= 0.003 máx. Mn= 0.15 min. Ni= 0.003 máx. Zn= 2 - 4 máx. Otros = 0.3 máx. | Si= 0.11 - 0.21 Fe= 0.10 máx. Zn= 0.3 - 0.5 máx. Sn= -- Mg= -- Hg= 0.02 - 0.05 Ln= -- Cu = 0.06 máx. Otros = 0.02 máx. | Si= 0.10 máx. Fe= 0.13 máx. Zn= 3.5 - 5.0 máx. Sn= -- Mg= 0.3 - 0.8 Hg= -- Ln= 0.02 - 0.05 Cu = 0.006 máx. Otros = 0.02 máx. | 0.10 máx. Fe= 0.13 máx. Zn= 4 - 5 Sn= 0.08 - 0.16 Mg= -- Hg= -- Ln= -- Cu = 0.01 máx. Otros = 0.02 máx. |
| Rendimiento | 0.95 | 0.5 | 0.95 | 0.9 | 0.5 |
| Potencial de trabajo Mv vs Ag./Ag Cl | -1050 | -1550 | -1050 | -1100 | -1100 |
| Potencial vs acero protegido | -250 | -700 | -250 | -350 | -350 |
| Capacidad eléctrica teórica A.h/kg(A.h/lb) | 820(358) | 2210(1100) | 2880 (1290) | 2700(1231) | variable |
| Capacidad eléctrica real A.h/kg(A.h/lb) | 780(356) | 1100(503) | 2689 (1226) | 2430 (1110) | variable |
| Consumo Ánodo kg/A. año lb/A.año | 11,00 23.8 | 8.00 17.5 | 3.00 6.8 | 10.00 21.9 | 5.50 12 |
| Densidad kg/dm ³ lb/dm ³ | 7.3 0.258 | 1.77 0.063 | 2.75 0.098 | 2.81 0.10 | 2.81 0.10 |

Fuente: Revista del Instituto de Investigación FIGMMG Vol 7, N.º 13, 37-44 (2004) Universidad Nacional Mayor de San Marcos

2.3 Definición de términos básicos

- **GLP:** Gas Licuado de Petróleo.
- **Tanque estacionario:** Tanque que almacena GLP, puede ser de 120, 250, 500, 1000 galones a más.
- **Vaporizador:** Intercambiador de calor que tiene como función principal cambiar de fase al GLP de líquido a gaseoso.
- **Redes de gas:** Se conoce así a las tuberías que transportan el GLP
- **Reguladores:** Son las válvulas que reducen la presión del GLP.
- **Alta presión:** Se le llama así al sistema presurizado aguas arriba antes del regulador de primera etapa.
- **Baja presión:** Se le llama así al sistema presurizado aguas abajo después del regulador de segunda etapa.
- **BHP:** Boyler Horse Power, es la cantidad de calor necesaria para evaporar 34.5 libras de agua por hora desde 212°F hasta 212°F.

CAPITULO III

VARIABLES E HIPOTESIS

3.1 Variables de la investigación

3.1.1 Variable independiente

Según Mc. GUIGAN (1996), ... es lo que nosotros controlamos o hacemos dentro de un experimento .

- **Sistema de combustión**

3.1.2 Variable dependiente

Según Mc. GUIGAN (1996), también identificada como consecuente o el efecto, y se altera de forma concomitante con los cambios o variaciones en la variable independiente.

- **Nivel de contaminación ambiental**

3.2 Operacionalización de variables

TABLA N° 3.1
OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

| Variables | Concepto | Dimensión | Indicadores | Instrumentos |
|---|--|---|---|--|
| Variable independiente Sistema de combustión | Conjunto de procesos que permiten la reacción química de un combustible para desprender su energía térmica | Contaminación ambiental Redes de tuberías, equipos y ambientes adecuados. Cumplimiento de la norma NTP 321 .123/321.120 | Análisis de gases de combustión Índice de Bacharach. Cálculos de diámetros y dimensionamiento de equipos. Aplicación de la norma fiscalización de Osinergmin | Analizador de combustión Medidor de I.B Termómetro Manómetro Registro de datos |
| Variable dependiente Nivel de contaminación ambiental | Generación de ambiente nocivo para la salud. | Nivel de contaminación por emisiones gaseosas. | Emisiones de CO ₂ , CO, EA, O ₂ , T°, I.B | Analizador de gases |

Fuente: Elaboración propia

3.3 Hipótesis de la investigación

3.3.1 Hipótesis general

La modificación del sistema de combustión de calderas pirotubular de 300 y 600 BHP de quemar petróleo residual a GLP disminuye los niveles de contaminación ambiental.

3.3.2 Hipótesis específicas

- Un adecuado análisis de la combustión ayudara a determinar los niveles de contaminación ambiental por quema de petróleo residual.
- Un correcto dimensionamiento de redes de tuberías, equipos y ambientes para el cambio de combustible de residual a GLP ayudaran a cumplir la NTP 321.123 Y NTP 321.120
- Un adecuado análisis determinará la disminución de las emisiones de CO₂ con la quema del GLP en los calderos de 300 y 600 BHP.

CAPITULO IV

METODOLOGIA

4.1 Tipo de investigación

Investigación aplicada

Según Hernández, Fernández y Baptista, La investigación aplicada es la que soluciona problemas prácticos

4.2 Diseño de la investigación

4.2.1 Diseño no experimental

Según Kirlenger (1979,p.116) investigación no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables, es decir no hacemos variar intencionalmente las variables independientes. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos.

4.2.2 Etapas de la investigación

Etapa I. Identificar los equipos a intervenir características ubicaciones, estados actuales y datos históricos de consumo de combustible.

Etapa II. Evaluación de consumos energéticos y niveles de contaminación

ambiental.

Etapa III. Evaluación de combustible a reemplazar.

Etapa IV. Aplicación de la Norma técnica peruana 321- 123 para instalaciones de GLP.

Etapa V. Diseño del sistema para GLP y análisis de la disminución de emisiones de CO₂ en los calderos.

Etapa VI. Planos ubicación de equipos y recorrido de red

4.2.3 Desarrollo de la investigación

Etapa I. Identificar los equipos a intervenir características ubicaciones, estados actuales y datos históricos de consumo de combustible

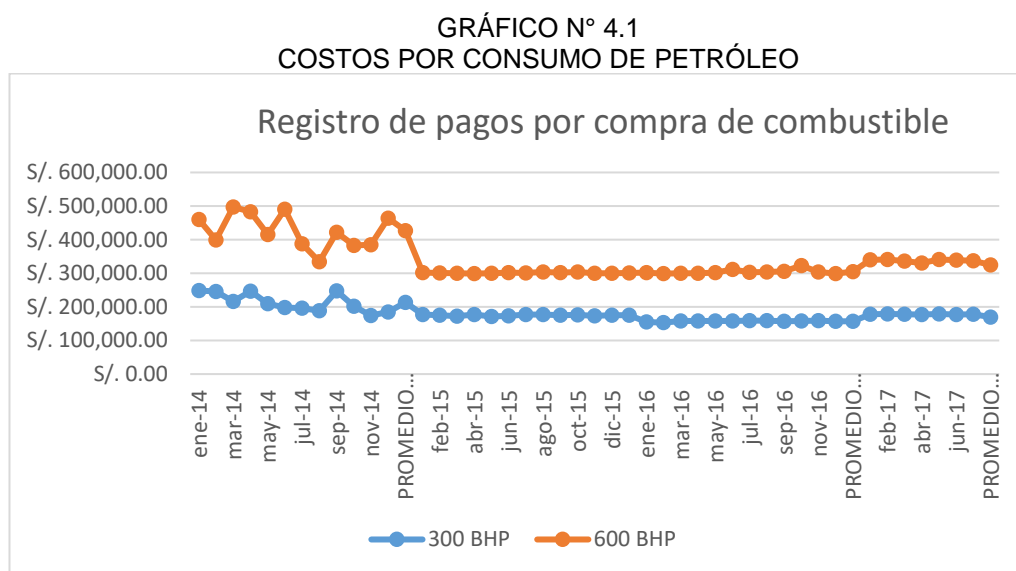
- Se identifican dos calderas ubicadas en la sala de máquinas:
características de caldera que se especifican en la siguiente tabla

TABLAN° 4.1
DATOS TÉCNICOS DE CALDERAS

| | Caldera n° 01 | Caldera n° 02 |
|-------------------------------|---------------------------|-------------------------|
| Potencia de caldera | 300 BHP | 600 BHP |
| marca | Power Master | Metal Empresa |
| Año fabricación | 1996 | 1995 |
| Producción vapor | 4680 kg _v /h | 9360 kg _v /h |
| Tipo de caldera | Pirotubular | Pirotubular |
| Combustible usado | Petróleo residual N° 6 | Petróleo residualN°6 |
| Presión de trabajo - vapor | 100 psi | 100 psi |
| Estado actual | operativo | operativo |

Fuente: Elaboración propia

Los registros históricos por consumo de combustible de las calderas se detallan en el grafico N° 4.1



Fuente: Datos históricos de consumo de la empresa

**TABLA N° 4.2
PRECIOS DE PETROLEO R6**

| PRECIOS COMBUSTIBLE R6 /gl - OSINERMING | | |
|---|----------|----------|
| PRECIO. PROM. | AÑO 2014 | S/. 5.15 |
| PRECIO. PROM. | AÑO 2015 | S/. 5.51 |
| PRECIO. PROM. | AÑO 2016 | S/. 4.93 |
| PRECIO. PROM. | AÑO 2017 | S/. 5.56 |

Fuente: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPrecios>

**TABLA N° 4.3
COSTOS ANUALES POR CONSUMO DE PETROLEO**

| AÑO 2014 | AÑO 2015 | AÑO 2016 | AÑO 2017 |
|------------------|------------------|------------------|------------------|
| S/. 7,677,984.73 | S/. 5,715,888.24 | S/. 5,542,532.21 | S/. 5,936,798.38 |

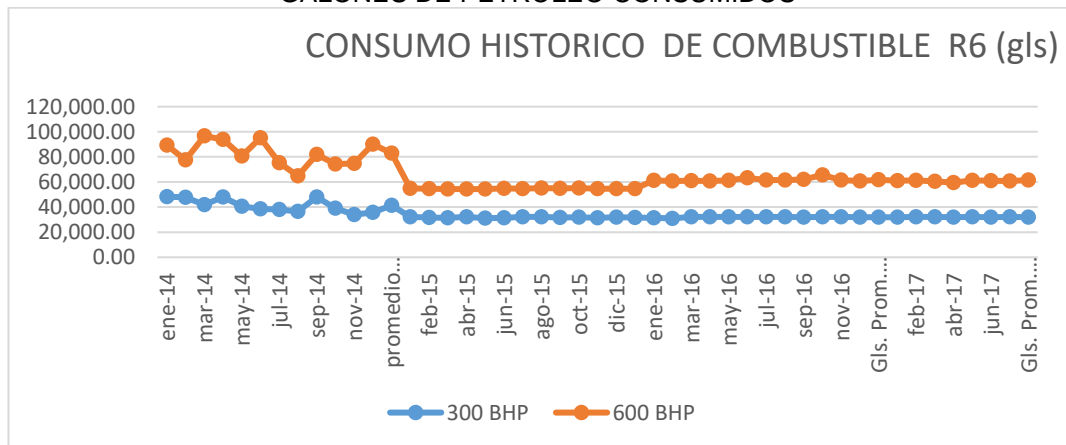
Fuente: Elaboración propia con datos otorgados por el cliente

TABLA N° 4.4
RESUMEN DE CONSUMO DE PETRÓLEO PROMEDIO MENSUAL

| Caldera | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2014 | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2015 | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2016 | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2017 |
|----------------------|--|--|--|--|
| 300 BHP | S/. 213,132.57 | S/. 175,026.86 | S/. 157,486.78 | S/. 169,594.54 |
| 600 BHP | S/. 426,699.51 | S/. 301,297.16 | S/. 304,390.90 | S/. 325,120.01 |
| Costo Mes promedio | S/. 639,832.08 | S/. 476,324.02 | S/. 461,877.68 | S/. 494,714.55 |
| POTENCIA | GALONES MES PROMEDIO - 2014 | GALONES MES PROMEDIO - 2015 | GALONES MES PROMEDIO - 2016 | GALONES MES PROMEDIO - 2017 |
| 300 BHP | 41,384.96 | 31,765.31 | 31,944.58 | 32,014.21 |
| 600 BHP | 82,854.27 | 54,681.88 | 61,742.58 | 61,426.19 |
| Galones Mes promedio | 124,239.24gl/mes | 86,447.19gl/mes | 93,687.16gl/mes | 93,440.40gl/mes |

Fuente: Elaboración propia con datos de cliente

GRÁFICO N° 4.2
GALONES DE PETRÓLEO CONSUMIDOS



Fuente: Datos históricos de consumo de empresa

Etapa II. Evaluación de consumos energéticos y niveles de contaminación Ambiental

TABLA N° 4.5
REGISTRO HISTORICO POR CONSUMOS DE ENERGÍA

| BTU/MES | ENERGIA - PROMEDIO - 2014 | ENERGIA PROMEDIO - 2015 | ENERGIA PROMEDIO - 2016 | ENERGIA PROMEDIO - 2017 |
|-----------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 300 BHP | 5,596,374,336.82 | 4,755,394,120.98 | 4,782,231,502.78 | 5,591,082,690.59 |
| 600 BHP | 11,381,574,761.83 | 8,186,096,094.40 | 9,243,110,653.90 | 10,615,063,285.57 |
| TOTAL (BTU/MES) | 16,977,949,098.65 | 12,941,490,215.39 | 14,025,342,156.68 | 16,206,145,976.16 |

Fuente: Elaboración propia con datos otorgados por el cliente

De la tabla N° 4.5 se puede determinar los galones, necesarios para el uso de cualquier tipo de combustible que pueda reemplazar al petróleo residual N° 6, sabiendo el poder calorífico del nuevo combustible GLP (96000 Btu/gal), pues la energía mensual que el combustible debe entregar es $16 \times 206145976.16 \text{ btu/mes}$ ($1 \text{ gal R6} = 149704 \text{ BTU/gal}$) en el último año registrado, se puede hacer la proyección de la necesidad de combustible a reemplazar, lo cual se verá en la etapa III.

Debido a la composición del petróleo residual y como producto de la combustión, se generan cenizas e inquemados los cuales deben ser retenidos y/o capturados para evitar su propagación en el ambiente. Para este fin las calderas tienen instalados en las chimeneas ciclones, estos equipos por precipitación almacenan los inquemados y cenizas, ver imagen N° 4.1, sin embargo solo retienen el 80% de las cenizas, expulsando el resto al ambiente.

Los inquemados se acumulan en cilindros debajo de la toma de descarga del ciclón, estos cilindros acumulan alrededor de tres cilindros llenos de hollín semanal, es decir 12 cilindros semanales y 144 cilindros anuales de hollín cenizas entre otros. Elementos que no son eliminados a la atmosfera sin embargo deberán ser dispuestos de tal manera que no contamine el ambiente generando también otro gasto.

IMAGEN N°4.1
CICLON EN CALDERAS DE PETROLEO RESIDUAL



Fuente: Elaboración propia

El combustible líquido petróleo residual por ser abrasivo genera desgaste de piezas metálicas tales como toberas, difusores, refractarios entre otros componentes por donde circula el fluido.

Principalmente el desgaste de las toberas, sumado a la producción de gases contaminantes, hacen que la acumulación de hollín e inquemados aumente periódicamente generando costos por reposición de elementos y equipos dañados.

IMAGEN N° 4.2
DAÑO DE CAÑÓN OCACIONADO POR MALA COMBUSTIÓN DEL
PETRÓLEO RESIDUAL



Fuente: Elaboración propia

IMAGEN N° 4.3
EFECTOS DEL DESGASTE DE TOBERAS MALA PULVERIZACION DEL
COMBUSTIBLE



Fuente: Elaboración propia

IMAGEN N° 4.4
DAÑOS DEL CONO REFRACTARIO POR EL EFECTO ABRASIVO Y LA MALA
COMBUSTION DEL PETRÓLEO R6



Fuente: Elaboración propia

IMAGEN N° 4.5
DESVIACION DE LA LLAMA EFECTO DEL DESGASTE DE LA TOBERA Y
MALA COMBUSTION DEL PETRÓLEO R6



Fuente: Elaboración propia

IMAGEN N°4.6
HOLLIN POR MALA COMBUSTION DEL PETROLEO R6



Fuente: Elaboración propia

IMAGEN N° 4.7
CONTAMINACION DE SUELO POR USO DE PETRÓLEO R6



Fuente: Elaboración propia

Para el análisis de los gases de combustión se usa el analizador de combustión, este equipo tiene un software que permite seleccionar el tipo combustible a sensar, pasando desde combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

Los gases que mide son:

O₂, CO, CO₂, Eficiencia de Combustión, Exceso de Aire, Temperatura de Gases (°C)

Rangos : CO de 0 a 4,000 ppm

O₂ de 0 a 21% del volumen (Base seca)

CO₂ en unidades de %

IMAGEN N° 4.8
ANALIZADOR DE COMBUSTION TESTO MODELO 320



Fuente: Elaboración propia

Los valores aceptados por las normas técnicas peruanas (NTP) son en la mayoría de casos, difíciles de cumplir debido a lo señalado en las imágenes anteriores, es por ello que el gobierno viene aplicando políticas de regulación para minimizar y/o eliminar la contaminación ambiental.

Debido a la necesidad de precalentar el petróleo residual N° 6, se generan gastos de energía eléctrica y personal técnico operativo; el precalentamiento del petróleo puede durar entre 3 y 4 horas cuando este se encuentra frío (debido a una parada de producción).

Otro factor determinante y responsable de las emisiones de partículas sólidas, es la quema del combustible frío, generado por la acumulación del mismo en las tuberías aguas abajo del sistema de precalentado, el cual se enfría cada vez que la caldera apaga, ya sea porque el sistema automático así lo exige o por paradas de producción, esta última genera mayor acumulación de partículas sólidas.

TABLA N° 4.6
RANGOS PERMISIBLES DE GASES PARA DISTINTOS COMBUSTIBLES

| | PETROLEO 6 | D2 | GN | GLP |
|--|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| T.Chimenea °C | PRESION DE VAPOR + 83°C | PRESION DE VAPOR + 83°C | PRESION DE VAPOR + 83°C | PRESION DE VAPOR + 83°C |
| CO2 % | 12.5 - 13.5 | 11.5 - 12.5 | 9-10 | 9-10 |
| Eficiencia % | 84 - 88 | 80 -85 | 85-90 | 85-90 |
| Exceso de aire % | 20 - 25 | 15 -20 | 10-15 | 10-15 |
| O2 % | 2-6 | 2-6 | 2-6 | 2-6 |
| CO ppm ASTM6522 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Indice Opacidad NTP 350 | 1-3 | 1-3 | 1-3 | 1-3 |

Fuente: ASTM 6522 – NTP 350.301/Misc. Normas internacionales

TABLA N° 4.7
ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN REGISTRO HISTÓRICO CALDERA 300 BHP

| | año 2014 | | año 2014 - 2015 | | año 2015 | | año 2015 - 2016 | | año 2016 | | año 2017 |
|-----------------|---------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|----------------------|
| | Enero - Mant. | Agosto antes del mant. | Agosto luego del Mant. | Marzo antes del mant. | Marzo luego del Mant. | Octubre antes del mant. | Octubre luego del Mant. | Abril antes del mant. | Abril luego del Mant. | Octubre antes del mant. | Mayo luego del Mant. |
| Chimenea °C | 215 | 230 | 210 | 227 | 217 | 229 | 212 | 230 | 211 | 245 | 206 |
| CO2 % | 12.56 | 15.21 | 12.6 | 13.9 | 12.8 | 14.1 | 12.1 | 15.4 | 12.9 | 14.6 | 12.5 |
| Eficiencia % | 85.4 | 83.3 | 85.8 | 82.1 | 86.1 | 82.7 | 84.2 | 81.3 | 86.2 | 80.7 | 85 |
| Excesoaire % | 40.1 | 59.5 | 42.5 | 65.3 | 43 | 75.9 | 39.1 | 76.6 | 43.3 | 85.6 | 39.5 |
| O2 % | 5.8 | 7.9 | 6 | 8.1 | 6 | 7.7 | 5.2 | 6.5 | 6.3 | 8 | 5.5 |
| CO ppm | 42 | 390 | 54 | 372 | 59 | 387 | 40 | 398 | 58 | 389 | 55 |
| Índice Opacidad | 3 | 4 | 2 | 4 | 3 | 4 | 3 | 5 | 3 | 5 | 3 |

Fuente: Datos otorgados por el cliente

De los análisis obtenidos según tabla N° 4.7, se observa que luego del mantenimiento realizado a la caldera, se hace una regulación en el quemador dejando los parámetros dentro de lo permitido por la Norma, sin embargo esta regulación solo se mantiene dentro de los rangos permisibles por algunos días, ya que varios factores hacen que los valores varíen, así tenemos:

- Petróleo frío al momento del arranque
- Desgaste por abrasión del petróleo
- Acumulación de hollín en los tubos de fuego
- Calidad del combustible (agua en su contenido – arena)
- Arranques forzados

- Falta de capacitación del personal, al tratar de eliminar el humo de la chimenea, aumentan el exceso de aire, disminuyendo la eficiencia de la combustión.

TABLA N° 4.8
TOMA Y REGISTRO DE DATOS DEL SISTEMA DE PETRÓLEO PREVIO A LA ATOMIZACION Y QUEMA DEL COMBUSTIBLE

| N° VISITA | DESCRIPCION DE EQUIPO | 1ER TURNO | 2DO TURNO | 3ER TURNO | OBSERVACION |
|----------------------------|--------------------------|-----------|-----------|-----------|------------------------------|
| 1ra visita MAYO 2017 | TANQUE CISTERNA °C | 30 | 42 | 40 | Bajas temperaturas |
| | TANQUE DIARIO °C | 65 | 70 | 86 | Control no preciso |
| | PRECALENTADOR °C | 95 | 90 | 100 | Baja presión de bombeo |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 80 | 85 | 87 | No se toma acción correctiva |
| 2da visita | TANQUE CISTERNA °C | 32 | 45 | 48 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE DIARIO °C | 73 | 68 | 88 | No se toma acción correctiva |
| | PRECALENTADOR °C | 100 | 94 | 89 | No se toma acción correctiva |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 90 | 95 | 85 | Bajas temperaturas |
| 3ra visita | TANQUE CISTERNA °C | 35 | 46 | 46 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE DIARIO °C | 65 | 70 | 86 | No se toma acción correctiva |
| | PRECALENTADOR °C | 95 | 90 | 100 | No se toma acción correctiva |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 80 | 85 | 87 | No se toma acción correctiva |
| 4ta visita | TANQUE CISTERNA °C | 30 | 42 | 40 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE DIARIO °C | 65 | 70 | 86 | No se toma acción correctiva |
| | PRECALENTADOR °C | 95 | 90 | 89 | No se toma acción correctiva |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 90 | 95 | 93 | No se toma acción correctiva |
| 5ta visita | TANQUE CISTERNA °C | 38 | 41 | 45 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE DIARIO °C | 80 | 69 | 81 | No se toma acción correctiva |
| | PRECALENTADOR °C | 91 | 105 | 101 | No se toma acción correctiva |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 91 | 85 | 95 | No se toma acción correctiva |
| 6ta visita | TANQUE CISTERNA °C | 38 | 42 | 55 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE DIARIO °C | 65 | 74 | 86 | No se toma acción correctiva |
| | PRECALENTADOR °C | 95 | 90 | 100 | No se toma acción correctiva |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 90 | 89 | 87 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE CISTERNA °C | 35 | 42 | 40 | No se toma acción correctiva |
| | TANQUE DIARIO °C | 81 | 68 | 75 | Bajas temperaturas |
| | PRECALENTADOR °C | 95 | 90 | 100 | No se toma acción correctiva |
| | PRESION DE RECIRCULACION | 85 | 80 | 79 | No se toma acción correctiva |

Fuente: Elaboración propia

De los registros obtenidos durante los monitoreos (ver tabla N° 7) , se observó que existen equipos, tales como trampas de vapor, sensores de temperatura y filtros, que demandan de mayor atención en cuanto a su mantenimiento y mejora, debido a la escases de repuestos y demoras en las adquisiciones, se mantienen operando sistemas de calentamiento con deficiencias tales como:

Temperaturas de bombeo inferior a los 45°C

Temperaturas de precalentador inferior a los 110°C

Presión de bombeo inferior a los 100 psi.

Estos factores hacen que la quema del combustible sea deficiente por lo tanto la contaminación ambiental aumente en mayor proporción.

TABLA N° 4.9
EMISIONES DE CO₂ POR QUEMA DE PETRÓLEO R6

| | Año 2014 | Año 2015 | Año 2016 | Año 2017 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Gl. petróleo R6 consumidos | 1,490,870.86 | 1,037,366.29 | 1,124,245.88 | 1,299,055.15 |
| CO2 emitidos por quema (kg CO2/año) | 43,771,968.46 | 30,457,074.18 | 33,007,859.17 | 38,140,259.11 |
| CO2 emitidos mensual (kgCO2 /mes) | 3,647,664.04 | 2,538,089.51 | 2,750,654.93 | 3,178,354.93 |
| CO2 emitidos diario (kg CO2/dia) | 121,588.80 | 84,602.98 | 91,688.50 | 105,945.16 |

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 4.9 se observan valores de emisiones de CO₂ por quema de petróleo R6, tomando como referencia los datos de la “Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero versión marzo 2011”, siendo conservador se asigna el valor mínimo de 8 kg de CO₂ por Kg de petróleo R6:

Cálculo de valores para kg de CO₂ por quema de combustible.

Relación entre GLP y producción de CO₂

La quema de 1 kg de GLP produce 2.96 kg CO₂

0.5 gl = 1 kg GLP PRODUCE 2.96 kg CO₂

Se tiene que: 01 gl de R6 = 3.67 kg de R6

La quema de 01 kg petróleo R6 produce de 8y11.7kg CO₂

3.67 kg = 01 gl produce 11.7 kg CO₂

De la tabla N°4.8 se tiene que: aproximadamente se generaron:

Año 2014: 121,588.80 kg CO₂ / día

Año 2015: 84,602.98 kg CO₂ / día

Año 2016: 91,688.50 kg CO₂ / día

Año 2017: 105,945.16 kg CO₂ / día

Esta no es la única contaminación, también se tienen los gases contaminantes por efecto de la mala combustión del petróleo R6 según tabla N° 4.7, que emiten gases contaminantes por estas fuera de los rangos permisibles de la tabla N° 4.6

Etapa III. Evaluación de combustible a reemplazar.

Tipo de combustible a utilizar

Debido a la ubicación de la planta (Sur del Perú -Arequipa) se hizo la evaluación del combustible a utilizar, teniendo como alternativa dos opciones; uso del GLP o del Gas Natural.

Se descartan los combustibles sólidos debido a que nuestro objetivo principal hace referencia a la disminución de la contaminación ambiental.

La mejor alternativa para el reemplazo del combustible es el gas natural,

Se sabe que en el año “ **2013 la empresa española Gas Natural Fenosa ... para distribución de gas natural...se han instalado 5 plantas de regasificación en cuatro ciudades: Arequipa, Moquegua, Tacna e Ilo para su distribución... los trabajos comenzaron el 2015.....y se distribuiría en julio del 2017** ”⁵, pero debido a escándalos de corrupción con empresas constructoras se paralizaron varios proyectos afectando los programas de gasificación de la zona sur.

Debido a necesidad y exigencia de DIGESA, no se puede esperar la llegada del GN, por tal motivo, se opta por el uso del GLP, siendo la mejor alternativa debido a la disponibilidad de dicho combustible a nivel nacional, sin embargo es factible hacer la red matriz con la idea de reutilizarla a futuro con gas natural.

Respecto a la inversión a realizar para el reemplazo de combustible se contactara con una empresa distribuidora de GLP que financiara el proyecto con un contrato COMODATO de suministro exclusivo.

Respecto a los costos del GLP:

Estructura de costos en destino.

Esta compuesto por tres factores.

a.- Costo de compra: Es el precio a granel del combustible.

b.- Flete primario: Es el costo de transporte del GLP hasta la planta del cliente.

⁵Articulo de revista PETROLEO GAS & NEGOCIOS abril. 2017

c.- Margen del distribuidor: Es el margen que pone la empresa distribuidora. (5% a 6%)

Costos del combustible

Respecto a los costos por uso de petróleo Residual N°6 se tiene como promedio mensual un valor de s/ 49329.00 esto implica gastos por operación, repuestos y consumos eléctricos ver tabla N° 4.10, este costo se puede eliminar con el uso del GLP. Debido a que la operación del gas no requiere constantes cambios de repuestos ni mantenimientos semanales y solo requiere de un técnico para asistir cualquier eventualidad.

TABLA N° 4.10
COSTOS OPERATIVOS POR QUEMA DE PETRÓLEO RESIDUAL

| GASTO PROMEDIO MENSUAL | |
|----------------------------------|----------------------|
| OPERACIÓN | S/. 25,500.00 |
| REPUESTOS Y ELIMINACION HOLLIN | S/. 3709.00 |
| CONSUMO ELECTRICO MOTORES | S/. 21,200.00 |
| TOTAL GASTOS POR QUEMA R6 | S/. 50,409.00 |

Fuente: Elaboración propia con datos otorgados por el cliente

TABLAN° 4.11
COSTO COMPARATIVO DE COMBUSTIBLE R6 VS GLP

| COSTOS COMPARATIVO | PROM. MENSUAL 2016 | PROM. MENSUAL 2017 |
|--------------------------------|--------------------|--------------------|
| 900 BHP R6 | S/. 476,667.70 | S/. 536,208.62 |
| 900 BHP GLP | S/. 542,792.05 | S/. 610,592.61 |
| DIFERENCIA | S/. 66,124.35 | S/. 74,383.99 |
| GASTO POR OPERACIÓN | S/. 50,409.00 | S/. 50,409.00 |
| PAGO POR EXCESO POR USO DE GLP | S/. 15,715.35 | S/. 23,974.99 |

Fuente: elaboración propia

El precio del GLP a granel de desde 3.545 a 3.76 soles por galón según Petroperú 23/08/2017. Se hacen los cálculos con un precio de s/3.6 por galón debido a que existe un gran volumen de consumo (referencia: empresas distribuidoras de GLP)

Según la tabla N° 4.11, se observa que existe un pago en exceso por el cambio de combustible, el cual sería de aproximadamente s/15,715.35 por mes (tomando como referencia el año 2016). Este pago adicional en exceso es recomendable asumirlo, debido a la necesidad y a la

disponibilidad actual del combustible GLP el cual minimizara la contaminación ambiental, con este cambio se están dejando de emitir gases de efecto invernadero los cuales se pueden certificar para la compra de bonos de carbono. (ver en:www.bancomundial.org)

- Para determinar la cantidad de gases de efecto invernadero se tiene que por cada kg de petróleo quemado se tiene 8 kg de CO₂ y por cada galón de GLP quemado se tiene 2.96 kg CO₂ (según Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero versión marzo 2011)

Cálculo de emisiones por quema de kg de combustible.

Sabemos que :

La quema de 1 kg de GLP produce 2.96 kg CO₂

0.5 gl = 1 kg GLP produce 2.96 kg CO₂

Sabemos que: 01 gl de R6 = 3.67 kg

La quema de 1 kg petróleo R6 produce 8 kg CO₂

3.67 kg = 01 gl produce 11.7 kg CO₂

- Se realizaron los cálculos para determinar las emisiones de CO₂, utilizando los consumos de combustible y los valores según CO₂ según Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero versión marzo 2011, las emisiones de CO₂ emitidas por la quema de petróleo Residual N°6 y GLP se reflejan en la siguiente tabla N° 4.12 y en la tabla N° 4.13 se calculan los

valores de los gases dejados de producir por la quema de GLP en vez del petróleo

TABLA N° 4.12
EMISIONES kg CO2 por GALON QUEMADO DE COMBUSTIBLE

| EMISIONES | Año 2014 | Año 2015 | Año 2016 | Año 2017 |
|-------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| USANDO PETRÓLEO | | | | |
| Gl.petróleo R6 consumidos año | 1,490,870.86 | 1,037,366.29 | 1,124,245.88 | 1,299,055.15 |
| CO2 emitidos por quema (kg CO2/año) | 43,771,968.45 | 30,457,074.27 | 33,007,859.04 | 38,140,259.20 |
| CO2 emitidos (kgCO2 /mes) | 3,647,664.04 | 2,538,089.52 | 2,750,654.92 | 3,178,354.93 |
| CO2 emitidos diario (kg CO2/día) | 121,588.80 | 84,602.98 | 91,688.50 | 105,945.16 |
| USANDO GLP | | | | |
| CO2 emitidos por quema (kg CO2/año) | 1162444.43 | 808843.14 | 876583.88 | 1012884.12 |
| CO2 emitidos (kgCO2 /mes) | 96870.37 | 67403.59 | 73048.66 | 84407.01 |
| CO2 emitidos diario (kg CO2/día) | 3229.01 | 2246.79 | 2434.96 | 2813.57 |

Fuente: Elaboración propia

TABLA N° 4.13
DISMINUCION DE GASES EFECTO INVERNADERO POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE

| CO2 dejado de emitir al ambiente | | | | |
|---|------------|------------|------------|------------|
| EMISIONES | Año 2014 | Año 2015 | Año 2016 | Año 2017 |
| Kg CO2 no generados o dejados de emitir diario | 118,360 | 82,356 | 89,254 | 103,132 |
| Kg CO2 no generados o dejados de emitir mensual | 3,550,794 | 2,470,686 | 2,677,606 | 3,093,948 |
| Kg CO2 no generados o dejados de emitir anual | 42,609,524 | 29,648,231 | 32,131,275 | 37,127,375 |

Fuente: Elaboración propia

Etapla IV. Aplicación de la Norma técnica peruana 321- 123 para instalaciones de GLP

- Dentro de las consideraciones según la norma NTP 321-123 “Instalaciones para consumidores directos y redes de GLP “
- Existen condiciones necesarias para la instalación de sistemas de GLP los cuales paso a resumir.

- **(5.3) Reguladores**

(5.3.1) La presión máxima deberá ser 1.0psig

(5.3.2) Los reguladores de segunda etapa deberán tener máximo una presión de salida de 14” columna de agua.

Tabla N° 4.14

Requerimientos de conexiones y accesorios para tanques usados en instalaciones diferentes a las plantas industriales

| | Accesorios | Tanques estacionarios de hasta 15,14 m ³ (4000 gal) de capacidad de agua |
|---|--|---|
| A | Válvula de llenado de doble check | R ✓ |
| B | Válvula de cierre manual para servicio vapor [véase apartado 5.4.1(e)] | R ✓ |
| C | Medidor fijo del nivel máximo de líquidos | R ✓ |
| D | Válvula de seguridad interna del tipo a resorte (véase apartado del 5.2.3.1 al 5.2.3.7) | R [véase apartado 5.4.1(a)] |
| E | Medidor de flotador | R ✓ |
| F | Válvula de no retroceso y válvula de exceso de flujo de retorno de vapor | O ✓ |
| G | Válvula de exceso de flujo de extracción de líquido comandada [véase apartados 5.4.1(b) al 5.4.1(d)] | R |

Fuente: NTP 321.123 (tabla 3)

(5.9)Tuberías accesorios y válvulas

(5.9.2)Las tuberías para GLP deben tener una presión de operación de 350 psig o una presión que sea equivalente a la

máxima presión de descarga de alguna bomba u otra fuente de alimentación al sistema de tuberías.

(5.9.3) las tuberías deberán ser:

- a) Tubos de hierro forjado - de acuerdo con ASME B36.10M
- b) Tubos de acero - acuerdo con ASTM A 53.

(5.15) vaporizadores, calentadores de tanques ...

(5.15.2) vaporizadores a fuego directo: deberán estar equipados con válvula de alivio de presión

(6) Instalación de sistema de GLP

(6.1) Ubicación de tanques

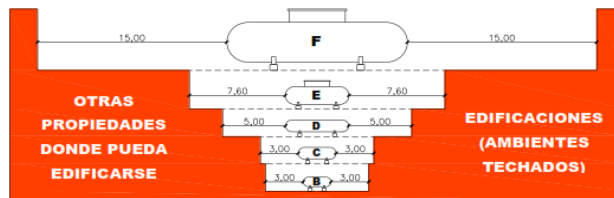
TABLA N° 4.15
DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE TANQUES, EDIFICIOS IMPORTANTES Y OTRAS PROPIEDADES

| Capacidad de agua del tanque de almacenaje de GLP | | Distancias mínimas(*) | | |
|---|----------------------|--|--|---|
| | | Tanques en Superficie ^(b) y en Techos | Tanques Enterrados o Monticulados ^(a) | Entre tanques contiguos ^(c) (m) |
| m ³ | gal | m | m | |
| <0,47 ^(d) | < 125 ^(d) | 0 ^(d) | 3 | 0 |
| 0,47 – 0,95 | 125 – 250 | 3 | 3 | 0 |
| >0,95 – 1,89 | 251 – 500 | 3 | 3 | 1 |
| >1,89 – 3,78 | 501 – 1 000 | 5 ^(e) | 3 | 1 |
| >3,78 – 7,57 | 1 001 – 2 000 | 7,6 ^(e) | 3 | 1 |
| >7,57 – 113,56 | 2 001 – 30 000 | 15 | 15 | 1,5 |
| >113,56 – 264,97 | 30 001 – 70 000 | 23 | 15 | 1/4 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes |
| >264,97 – 340,68 | 70 001 – 90 000 | 30 | 15 | |
| >340,68 – 454,24 | 90 001 – 120 000 | 38 | 15 | |
| >454,24 – 757,08 | 120 001 – 200 000 | 61 | 15 | |
| >757,08 – 3785,41 | 200 001 – 1 000 000 | 91 | 15 | |
| >3785,41 | > 1 000 000 | 122 | 15 | |

Fuente: NTP 321.123 (tabla 7)

TABLA N°4.16
RESUMEN DE SEPARACION ENTRE TANQUES Y PROP.

| TIPO DE TANQUE | CAPACIDAD DE AGUA DEL TANQUE ESTACIONARIO GLP EN GALONES (M3) | DISTANCIA MÍNIMA A EDIFICACIONES Y OTRAS PROPIEDADES (Metros) | | |
|----------------|---|---|-----------------------------------|---|
| | | Tanques en superficie y aéreos | Tanques enterrados y monticulados | Entre tanques contiguos |
| A | Menor a 125 (0.47) | 0.00 | 3.00 | 0.00 |
| B | de 125 a 250 (0.47 a 0.95) | 3.00 | 3.00 | 0.00 |
| C | de 251 a 500 (0.95 a 1.89) | 3.00 | 3.00 | 1.00 |
| D | de 501 a 1000 (1.89 a 3.78) | 5.00 (*) | 3.00 | 1.00 |
| E | de 1001 a 2000 (3.78 a 7.57) | 7.60 | 3.00 | 1.00 |
| F | de 2001 a 30000 (7.57 a 113.56) | 15.00 | 15.00 | 1.50 |
| G | de 30001 a 70000 (113.56 a 264.97) | 23.00 | 15.00 | 1/4 de la suma de los diámetros de los tanques adyacentes |



Fuente: Elaboración propia

(6.1.5) Las distancias para tanques enterrados o en montículo de 2001 gal a 30000 gal de capacidad de agua ... podrán ser reducidas a 3m.

Ninguna parte del tanque enterrado podrá ubicarse a menos de 3m de un edificio o línea de propiedad adyacente sobre la cual pueda construirse.

(6.2.3) los tanque enterrados ... ubicarse de acuerdo a lo siguiente:

(a) ... ubicarse en el exterior de los edificios.

(b) No deberan construirse edificios sobre ningun tanque enterrado...

(6.3) ubicación de las operaciones de transferencia

(b) La manguera de transferencia no deberá encaminarse por el interior o a través de ningún edificio.

(6.4.2) los tanques de GLP ...deberán ser protegidos del daño provocado por vehículos.

(6.4.6) Los tanques estacionarios... .En el caso de tanques enterrados o monticulados la frase “ GAS COMBUSTIBLE NO FUMAR” será ubicado en la zona de almacenamiento.

(6.4.10) Instalación de tanques enterrados y en montículo.

(6.4.10.1) (k) Los tanques deberán asentarse nivelados y rodearse de tierra o arena lavada de río firmemente compactada en el lugar.

(i) El material de relleno deberá estar libre de rocas y abrasivos.

(6.4.10.3) los tanques en montículo deberán instalarse como sigue:

(a) el material del montículo deberá ser tierra, arena u otro material no combustible, no corrosivo y deberá proveer un espesor de cubierta del tanque de por lo menos 0.3m

(6.5) Instalacion de los accesorios del tanque

(6.5.1.2) (a) la tubería deberá ser dimensionada para proveer la tasa de flujo específica.

(6.6.3.5) los tubos deberán tener un espesor no menor a cedula 40.

(6.6.3.6) los tubos ... deberán ser preferentemente visibles o instaladas en canaletas que permitan su inspección y fácil identificación. Los tubos ...empotrados deberán cumplir ... NTP 321.121

TABLA 4.17
TIPOS DE UNIONES PARA UNIONES METALICAS EN SERVICIO DE GLP

| Servicio | Cédula 40 | Cédula 80 |
|--|-------------------|-------------------|
| Líquido | Soldado | Roscado o soldado |
| Vapor $\leq 0,9$ MPa manométrica (≤ 125 psig) | Roscado o soldado | Roscado o soldado |
| Vapor $> 0,9$ MPa manométrica (> 125 psig) | soldado | Roscado o soldado |

Fuente: NTP 321.123 (tabla 13)

(6.6.3.13) Las tuberías en superficie deberán estar soportadas y protegidas contra daño físico contra vehículos.

(6.6.3.13) La porción de la tubería de superficie que se encuentre en contacto con un soporte o una sustancia corrosiva deberá estar protegida contra la corrosión.

(6.6.3.15) Los tubos... enterrados deberán ser instalados con un mínimo de 300 mm de cubierta... será incrementada a 460 mm si se esperan daños al tubo...

(6.8) Válvulas internas

(a) El corte automático de las válvulas internas en servicio para líquidos deberán estar provistas de accionamiento térmico (por fuego). El elemento térmico deberá encontrarse a no más de 1.5m de la válvula interna.

(b) Al menos una estación de corte remoto para válvulas internas en servicio, deberán estar a no menos de 7.6 m y a no más de 30m desde el punto de transferencia de líquido...

(c) Las estaciones para corte remoto de emergencia deberán estar identificadas por un aviso que incluya“ válvula de corte de emergencia de tanque de GLP liquido”...

(6.9 válvulas de cierre de emergencia

...tanques con una capacidad agregada de más de 4000 gl. que utilicen una línea de transferencia de líquido de 1 ½” o mayor y una línea de compensación de presión de vapor de 1 ¼” o mayor deberán estar equipadas con válvulas de cierre de emergencia.

Se deberá instalar una válvula de cierre de emergencia en las líneas de transferencia del sistema de tubería fija dentro de los 6m. de tubería lineal medidos desde el extremo mas cercano a la manguera o tubería articulada.

... el dispositivo de cierre deberá ubicarse a una distancia no menor de 7.6 m. ni 30.5 m. en la vía de salida desde la válvula de cierre de emergencia.

(6.10) Ensayo de sistemas de tubo y tuberías

Luego del montaje los tubos y tuberías (incluidas mangueras) deberán probarse y demostrar que están libres de fugas a una presión no menor a la presión de operación normal.

Para los tubos ... incluidos en el alcance de la NFPA 54, código nacional del gas combustible, la prueba de presión deberá estar de acuerdo con dicho código.

Los ensayos no deberán realizarse con llama.

(6.11) Protección contra la corrosión

Todos los equipos y componentes metálicos que se encuentren enterrados o en montículo, deberán ser recubiertos o protegidos y mantenidos para minimizar la corrosión.

(6.15.5) Protección contra la manipulación no autorizada de los sistemas de operaciones y mantenimientos.

La instalación deberá estar encerrada con una cerca de al menos 1.8m de alto del tipo industrial, de malla o un cercado de eslabón de cadena o protección equivalente.

(a) Deberá haber por lo menos dos medios de salida de emergencia desde el cerramiento.

(b) Se dispondrá de un espacio libre de al menos 1m. para permitir el acceso de emergencia a los medios de egreso requerido.

(6.17.1) Instalación de vaporizadores de fuego directo

...deberán ser instalados en el exterior, o en construcciones separadas o estructuras que cumplan con los apartados 8.2.1 y 8.2.2 o en construcciones adjuntas o habitaciones que cumplan con los apartados 8.3.1 y 8.3.2.

La construcción o estructura no deberá tener ningún drenaje desprotegido hacia alcantarillas o sumideros.

TABLA N° 4.18
SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE VAPORIZADORES A FUEGO DIRECTO Y
EXPOSICIONES

| Exposición | Distancia mínima requerida | |
|--|----------------------------|------|
| | m | pies |
| Tanque | 3,0 | 10 |
| Válvulas de cierre del tanque | 4,6 | 15 |
| Punto de transferencia | 4,6 | 15 |
| Edificio importante o grupo de edificios mas cercano o linea de propiedad adyacente sobre la que puede construirse | 7,6 | 25 |
| Edificio o habitación que albergue un mezclador aire-gas | 3,0 | 10 |
| Gabinete exterior que albergue un mezclador aire-gas | 0 | 0 |

NOTA: No se aplicará las distancias a la caseta en el cual el vaporizador de fuego directo se encuentra instalado (la medida es al mismo vaporizador).

Fuente: NTP 321.123 (tabla 14)

(6.22.3) otros requisitos de protección

(6.22.3.1) cada instalación deberá contar al menos con un extintor de polvo químico seco fabricado de acuerdo con la NTP 350.026 con una capacidad de extinción mínima de 4A:80B:C ,comprobada por un laboratorio en las pruebas de fuego indicadas en la NTP350.062...

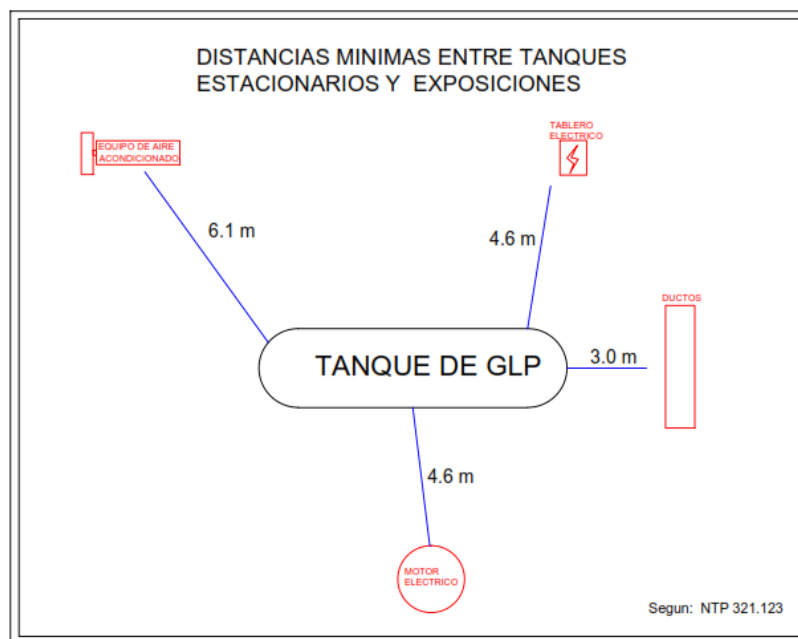
(6.22.3.3) El fuego del GLP no deberá ser apagado hasta que la fuente del gas que se esta quemando sea cortada.

Resumen de restricciones para la instalación para tanques que contienen
GLP Según la norma NTP 321-123

- Deberá estar alejada 3 metros de cualquier edificación vecina o techada.

- Deberá estar alejada a 4.6 m de motores eléctricos.
- Deberá estar a 4.6m de equipos eléctricos diversos.
- Deberá estar a 3 metros de cualquier ventana, ductos, aberturas.
- Deberá estar a 6.1 m de equipos de aire acondicionado.

DIAGRAMA N° 4.1
RESTRICCIONES ENTRE TANQUE Y EXPOSICIONES



Fuente: Elaboración propia

- Dentro de las consideraciones según la norma NTP 321-120 “Presiones de operación admisibles para instalaciones internas de gas licuado de petróleo”
 - Alta presión : mayor a 4 bar
 - Media presión: entre 0.4 bar hasta 4bar
 - Baja presión: menor o igual a 0.05 bar

Estas presiones se deben respetar y considerarlas al momento de seleccionar los reguladores de alta y baja presión.

➤ En referencia a los parámetros por índice de Bacharach (I.B) según tabla n° 4.19, con la quema de GLP se obtiene rangos de 0 es decir nulo hollín, sin embargo la norma maneja rangos de 1 como valor mínimo, por ello es muy fácil cumplir la norma con el GLP

TABLA 4.19
RELACION ENTRE INDICE DE BACHARACH Y LA CALIDAD DE LA COMBUSTION

| Indice de Bacharach | Calidad de la combustión |
|---------------------|--|
| 1 | Excelente (poco o nada de hollín) |
| 2 | Bueno (ligeramente hollín) |
| 3 | Regular (hollín algo considerable) |
| 4 | Pobre (limite aceptable de hollín) |
| 5 | Muy pobre(Abundante hollín, puede requerir varias limpiezas) |
| 6 | Extremadamente pobre(Puede haber daño en el control de chimenea) |

Fuente: NTP 350.300 (pág. 28)

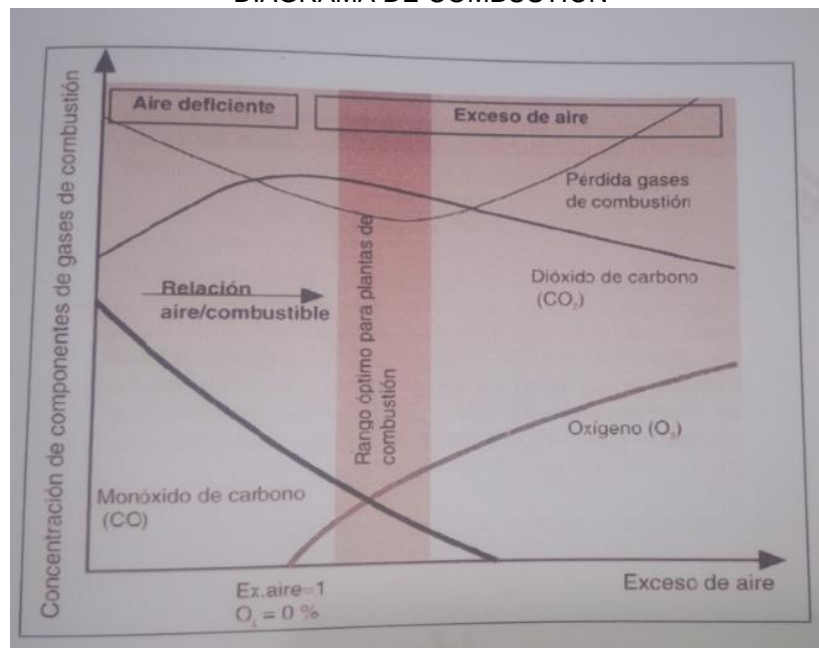
- Se deberá garantizar la eficiencia térmica según tabla, cualquiera sea las condiciones geográficas y climáticas en la zona que opere la caldera, para nuestro caso puntual la eficiencia de combustión supera el 85% ,categoría A .

TABLA N°4.20
EFICIENCIA DE CALDEROS SEGÚN NTP 350 .301

| CATEGORIA | RANGO DE EFICIENCIA TERMICA (n) |
|-----------|---------------------------------|
| A | mayor a 82% |
| B | entre 80 y 82% |
| C | entre 78 y 80% |

Fuente: NTP 350.301(pág. 03)

IMAGEN N° 4.9
DIAGRAMA DE COMBUSTIÓN



Fuente: NTP 350.301 (pág.11)

Etapa V. Diseño del sistema para GLP y análisis de la disminución de emisiones de CO₂ en los calderos.

Para el cálculo del sistema de GLP es necesario conocer la demanda del sistema.

TABLAN°4.21
CONSUMOS

DE CALDERAS

Fuente:
propia

Elaboración

De la tabla
determina
energía total
de
btu/h,
galones por
se necesitan
Es
hacer el
autonomía
máxima

| ITEM | CANT. | EQUIPO | POTENCIA | | CONSUMO | | horas por turno | | | galones | | | |
|---------|-------|---------|------------|------------|----------|--------|-----------------|--------|---------|---------------|---------|----|-------|
| | | | UNITARIA | TOTAL | UNITARIA | TOTAL | 1er | 2do | 3ro | | | | |
| | | | Btu/h | Btu/h | Btu/h | Btu/h | m³/hr | gal/hr | gal/día | | gal/mes | | |
| 1 | 1 | CALDERA | 10,043,700 | 10,043,700 | 104.62 | 104.62 | 6 | 6 | 0 | 12 | 1255 | 26 | 32642 |
| 2 | 1 | CALDERA | 20,087,400 | 20,087,400 | 209.24 | 209.24 | 6 | 6 | 0 | 12 | 2511 | 26 | 65284 |
| TOTAL | | | 30,131,100 | 30,131,100 | 313.87 | 313.87 | 12 | 12 | 0 | 24 | 3766 | 0 | 97926 |
| MAS 20% | | | 36,157,320 | 36,157,320 | 377 | 377 | | | | | 0 | | |
| | | | | | | | | | | TONELADAS AÑO | | | 2385 |

4.21 se
que la
necesaria es
36'157,320
llevado a
hora de GLP,
376.6 gl/día.
necesario
cálculo de
en su
demanda.

- Calculo de autonomía del tanque:

Se llama así a la cantidad de días que el tanque puede abastecer de combustible a la planta sin interrupciones.

$$n^{\circ} \text{ dias autonomia} = \frac{v * pc}{1.5 * n * CD}$$

Donde:

- Volumen (v) en gls del tanque considerado: 20 000 gls.
- Poder calorífico GLP (PC) : 96000
- Consumo por día (CD) calculo consumo: 361'544,400 btu/día
- Cantidad de instalaciones (n): 1

De donde se obtiene:

$$n^{\circ} \text{ dias autonomia} = \frac{20000 * 96000}{1.5 * 1 * 361'544,400} = 3.54 \text{ dias}$$

Por lo tanto la autonomía para un tanque de 20 000 gls. Es de 4 días.

- La autonomía del GLP estándar es de 7 días, sin embargo, la autonomía puede ser condicionada varios factores, tales como :
- Disponibilidad de espacios para la instalación de tanques de mayor capacidad .
- Distancias entre el centro de abastecimiento del GLP y cliente final.

De la tabla 4.22 se tiene que un tanque de 20 mil galones nos da una capacidad de vaporización de 7'624,524 btu/h al 20% de su volumen

total, lo cual es mucho menor a la necesidad del sistema, por ello se hace necesario usar equipos vaporizadores entreguen la capacidad total demandada.

TABLAN°4.22
VAPORIZACION NATURAL EN TANQUES ENTERRADOS
TANQUES INSTALADOS BAJO SUPERFICIE O SOTERRADOS

| CAPACIDAD DE VAPORIZACION NATURAL USO INTERMITENTE | | | | | | | | |
|---|--|--------|--------|---------|---------|---------|----------|----------|
| % VOL. LIQUIDO | CAPACIDAD NOMINAL DE TANQUE CILINDRICO HORIZONTAL(BTU/H) | | | | | | | |
| | 120 | 250 | 500 | 1000 | 5500 | 10000 | 20000 | 30000 |
| 50% | 6046962159 | 567822 | 881061 | 1717728 | 4757384 | 8595538 | 11436791 | 16063301 |
| 40% | 5375077475 | 504731 | 783166 | 1526870 | 4228785 | 7640479 | 10166036 | 14278490 |
| 30% | 4703192790 | 441639 | 685270 | 1336011 | 3700187 | 6685419 | 8895282 | 12493678 |
| 20% | 4031308106 | 378548 | 587374 | 1145152 | 3171589 | 5730359 | 7624527 | 10708867 |
| 10% | 3023481080 | 283911 | 440531 | 858864 | 2378692 | 4297769 | 5718395 | 8031650 |

La capacidad de vaporizacion es aproximadamente el 60% del tanque aereo

Fuente: compendio de distribuidores GLP

Para tal efecto se calcula la capacidad necesaria de los equipos vaporizadores

- **Selección de vaporizadores**

Estos equipos se determinan según la capacidad demandada en galones por hora.

Se sabe que:

$$Q = \frac{E_t * F_d}{PC}$$

Donde:

Q: capacidad requerida del vaporizador (gl/h)

E_t: Energía total requerida (btu/h) se deberá considerar el gas usado por el vaporizador para su funcionamiento.

F_d: Factor de variación de carga.

F_d=1 : Para carga rápida y fluctuante

PC: 96000 btu/gl para le GLP.

- ❖ Se tiene que la capacidad requerida para el sistema es de 36'157,320 btu/h

De donde se obtiene:

$$Q = \frac{36'157,320 * 1.2}{96000} = 451.97 \text{ gl/h}$$

A continuación se muestra la ficha técnica de vaporizadores de fuego directo.

TABLA N° 4.23
VAPORIZADORES DE FUEGO DIRECTO

Especificaciones del Vaporizador DF Series™

| | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Tipo de Vaporización: | Fuego Directo / Flujo de Paso | | | | | | | |
| Información Eléctrica: | No requiere electricidad | | | | | | | |
| Número de Modelo: | 40/40 | 80/40 | 120/60 | 160H | 320H | 480H | 640H | 800H |
| Presión de Diseño | ← 290 PSIG / 20.0 Barg → | | | | | | | |
| Conf. de Válvula de Alivio | ← 250 PSIG / 17.2 Barg → | | | | | | | |
| Presión Hidrostática | ← 435 PSIG / 29.9 Barg → | | | | | | | |
| Aprobaciones del Vaporizador: | | | | | | | | |
| ASME, UL (Estados Unidos y Canadá) | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ |
| CE, PED (DNV) | ■ | ■ | ■ | | | | | |
| Entrada de Líquido (FNPT) | ¾" | ¾" | ¾" | ¾" | 2" | 2" | 2" | 2" |
| Salida de Líquido (FNPT) | 1" | 1" | 1" | 1" | 2" | 2" | 2" | 2" |
| Capacidad de Vaporización: | | | | | | | | |
| Kg/h | 80 | 160 | 240 | 320 | 640 | 960 | 1280 | 1535 |
| [Nominal] ²US Gal/h | 40 | 80 | 120 | 160 | 320 | 480 | 640 | 800 |
| MMBTU/h | 3.6 | 7.2 | 10.9 | 14.6 | 29.1 | 43.7 | 58.2 | 72.8 |
| Salida del Quemador: | | | | | | | | |
| (,000) Kcal/h | 13.0 | 25.9 | 38.8 | 45.4 | 90.8 | 136.2 | 181.6 | 227.6 |
| (,000) BTU/h | 51.3 | 102.7 | 154.1 | 180.0 | 360.0 | 540.0 | 720.0 | 900.0 |
| Encendido del Quemador: | El encendido de 9V CD es estándar en todas las unidades | | | | | | | |
| Peso de Embarque: | 155 libras 71 Kg | 220 libras 100 Kg | 275 libras 125 Kg | 405 libras 184 Kg | 810 libras 368 Kg | 1215 libras 552 Kg | 1620 libras 736 Kg | 2025 libras 920 Kg |
| Dimensiones de Embarque: | | | | | | | | |
| Longitud | 21" | 21" | 21" | 36" | 43" | 43" | 86" | 43" |
| | 534 mm | 534 mm | 534 mm | 915 mm | 1092 mm | 1092 mm | 2184 mm | 1092 mm |
| Ancho | 22" | 35" | 35" | 36" | 48" | 68" | 39" | 108" |
| | 559 mm | 889 mm | 889 mm | 915 mm | 1219 mm | 1727 mm | 991 mm | 2743 mm |
| Altura | 42" | 42" | 52" | 68" | 72" | 72" | 72" | 76" |
| | 1067 mm | 1067 mm | 1321 mm | 1727 mm | 1829 mm | 1827 mm | 1829 mm | 1931 mm |

Fuente: catalogo vaporizadores ALGAS SDI

De la tabla N°4.23se observa que el vaporizador mas adecuado sería el modelo 160 H, sin embargo la capacidad entrega de este equipo vaporizador se considera al 70% por ello es necesario recalcular la cantidad necesaria de vaporizadores.

TABLA N° 4.24
CALCULO DE VAPORIZADORES

| Cálculo del número de vaporizadores | | potencia de equipos | | | |
|-------------------------------------|-------------------------------|---------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------------|
| cant. | Descripción de equipos | Potencia | BTU/Hr | | |
| 1 | caldera | 300 | 10,042,500.00 | | |
| 1 | caldera | 600 | 20,085,000.00 | | |
| 4 | consumo de vaporizadores 160H | 180,000.00 | 720,000.00 | | |
| | total | 900 | 30,847,500.00 | | |
| | factor 25% adicional/MMBTU | 1.25 | 38.56 | | |
| Capacidad de vaporización | | MMBTu/h | | | |
| Marca | Numero de equipos | modelo | capacidad nominal unitaria | capacidad nominal Total | capacidad Real al 70% |
| ALGAS | 4 | 160H | 14.6 | 58.4 | 40.88 |

40.88 MMBTU/H mayor a 38.56 MMBTU/H por lo tanto SI cumple el requerimiento para una operación max. De calderas.

Resultado del cálculo

El sistema requiere 4 vaporizadores de 160 gls. cada uno. para una demanda maxima de 38'560,000 btu/h

D.D.M.

Fuente: elaboración propia

- Calculo del diámetro de tubería

Para el cálculo de tuberías es necesario determinar la pérdida de carga
 Para esto se utilizaran las fórmulas de RENOARD, estas fórmulas son válidas si se cumplen simultáneamente dos condiciones:

1.- La relación entre caudal Q (m³/h) y el diámetro interior real de la tubería D (mm) es inferior a 150:

$$\text{PRIMERA CONDICION: } \frac{Q}{D} < 150$$

Fuente: Manual de curso instalaciones industriales de glp PUCP módulo 2

Donde :

Q: caudal en m³(n) /h

D: diámetro interior real de tubería en mm.

2.- El número de Reynolds, R es menor a 2'000,000

$$\text{SEGUNDA CONDICION: } R = 72000 * \frac{Q}{D} \leq 2 * 10^6$$

Fuente: Manual de curso instalaciones industriales de glp PUCP módulo 2

- **Velocidad del gas (V)**

Se debe cumplir la limitación de la velocidad en el interior de la tubería:

Para tuberías instaladas en exteriores se considera v=20 m/s

Para tuberías instaladas en interiores se considera v=10 m/s

$$V = 374 * \frac{Q}{P * D^2}$$

Donde:

P: presión absoluta media

- **Presión absoluta media (P)**

$$P = \frac{Pa + Pb}{2}$$

Donde:

Pa: presión absoluta inicial en bar.

Pb: presión absoluta final en bar. Se considera un 10% de pérdida de Carga en el tramo de media presión.

- Cálculo de diámetro de tubería aplicando las fórmulas de Renouard para media presión ($0.05\text{bar} < P < 4\text{ bar}$)

$$P_a^2 - P_b^2 = 48.6 * S * Le * Q^{1.82} * D^{-4.82}$$

Fuente: Manual de curso instalaciones industriales de glp PUCP módulo 2

Donde:

Pa y Pb : Presiones absolutas en el origen y el extremo del tramo cuya pérdida de carga se quiere hallar (bar)

S: densidad corregida, GLP mix (70/30)

Le: longitud equivalente en metros, es igual a la long. De tuberías más el equivalente por pérdidas de cargas debido a los accesorios el Tramo calculado para efectos de cálculo se puede asumir un 20% más la longitud real para tener en cuenta estas pérdidas.

Q: caudal de gas en $\text{m}^3(\text{n})/\text{h}$

D: diámetro inferior real de la tubería en mm.

- **CÁLCULOS PARA DESARROLLO DEL PROYECTO**

La longitud del recorrido desde la ubicación del tanque de almacenamiento de GLP hasta la caldera son 95 m. considerando las perdidas por accesorios tenemos una caída de 20% entonces la longitud equivalente es:

$$Le = 95m \times 1.2 = 114m \quad \dots\dots(a)$$

- La carga total (Et) de todo el sistema (btu/h)

$$Et = (\text{caldera } n^{\circ}1 + \text{caldera } n^{\circ}2) * 1.2$$

$$Et = (10043700 \text{ btu/h} + 20087400 \text{ btu/h}) * 1.2 = 36\ 157320 \text{ btu/h}$$

$$\text{Convertidos a m}^3/\text{h} : 36\ 157320 \text{ btu/h} = 376.64 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q = Et = 376.64 \text{ m}^3/\text{h} \quad \dots\dots(b)$$

- La presión de trabajo que usaremos en la red según norma será de 15psig, por lo tanto la presión del sistema en el primer tramo Pa es:

$$Pa = 15 \text{ psig} = 15 \text{ psig} + 14.7 \text{ psi (atm.)} = 2.048 \text{ bar}_{abs} \dots\dots(c)$$

$$Pb = 90\% * 2.048 \text{ bar}_{abs} = 1.84 \text{ bar}_{abs} \dots\dots(d)$$

- Reemplazando datos en la fórmula de RENOUARD y calculando el diámetro:

$$2,048^2 - 1.84^2 = 48.6 * 1.26 * 114 * 376.64^{1.82} * D^{-4.82}$$

$$D = 61.54 \text{ mm}$$

- De la tabla 4.25, se puede seleccionar el diámetro comercial de tubería según el cálculo anterior $D=61.54$ mm, la medida inmediata superior corresponde a un tubo de **2 1/2" con diámetro de 62.68 mm**, en acero sch 40.

TABLA N° 4.25
DIÁMETRO INTERIOR DE TUBERÍAS

| | COBRE | ACERO |
|-------------------------|------------------------|--------------------------|
| Diámetro nominal (pulg) | Diámetro interior (mm) | Diámetro interior Sch 40 |
| 1/4 | 8 | 9.22 |
| 1/2 | 13.8 | 15.76 |
| 3/4 | 20 | 20.96 |
| 1 | 26 | 26.64 |
| 1 1/4 | 32.1 | 35.08 |
| 1 1/2 | 38.2 | 40.94 |
| 1 3/4 | 44.3 | 46.5 |
| 2 | 50.4 | 52.48 |
| 2 1/2 | 62.62 | 62.68 |
| 3 | 74.9 | 77.92 |
| 4 | 99.2 | 102.26 |
| 5 | 128.2 | 128.2 |
| 6 | 154.08 | 161.19 |

Fuente: Elaboración propia

- Seleccionado el diámetro es necesario verificar si se cumple la primera condición:

$$\text{Primera condición} = \frac{376.64}{62.68} = 6.01 < 150 \dots \dots, \text{ok si cumple.}$$

- Verificamos si se cumple la **segunda condición, número de Reynolds (R):**

$$R = 72000 * \frac{376.64}{62.68} = 432643 < 2 * 10^6 \dots\dots, \text{ok si cumple.}$$

- Para tuberías instaladas en exteriores se considera $v=20$ m/s, es necesario calcular la velocidad y verificar si esta se cumple para tubería de 2 ½”.

$$P = \frac{2.048 + 1.84}{2} = 1.944$$

$$V = 374 * \frac{376.64}{1.944 * 62.68^2} = 18.44 \frac{m}{s} < 20 \frac{m}{s} \dots\dots, \text{ok. si cumple}$$

- **Luego de los cálculos realizados se confirma que la tubería de 2 ½” ASTM-A53 sin costura - SCH 40, es la adecuada para cubrir la demanda del sistema.**
- El mismo procedimiento para uso de Gas Natural, en el anexo titulado “Memoria de cálculo para uso de GN” se podrá ver que la misma red de 2 ½” de diámetro puede usarse con Gas Natural.

➤ **Selección de reguladores de 1ra y 2da etapa**

Sabemos que la capacidad total del sistema es de 36’157,320 btu/h

Para la selección del regulador de primera etapa es necesario saber que el equipo regulador trabaja a un 70 % de su capacidad por ello seleccionaremos un modelo que cubra la demanda del sistema, en la

tabla N° 4.26 podremos ver que el modelo 99-505 PH es el que se adecua a nuestra necesidad tanto en capacidad como en presión de salida.

TABLAN° 4.26
CARACTERÍSTICAS DE REGULADORES FISHER ALTA PRESION

| Reguladores de Alta Presión Piloteados Comerciales/Industriales | | | | | | |
|---|---|--------------------------------------|--------------------------------|--|--|--|
| NÚMERO DEL TIPO | CAPACIDADES EN BTU POR HORA / SCMH PROPANO ^(M) | TAMAÑO DE ORIFICIO, EN PULGADAS / mm | CONEXIONES DE ENTRADA Y SALIDA | RANGO DE PRESIÓN DE SALIDA, psig / bar | CONFIGURACIÓN DE PRESIÓN DE SALIDA, psig / bar | PRESIÓN DE ENTRADA MÁXIMA DE OPERACIÓN, psig / bar |
| 99-510P | 29 400 000 / 331 | 7/8 / 22 | 2 pulgadas FNPT | 7-Inches w.c. to 2 / 17 mbar to 0,14 | 1 / 69 mbar | 250 / 17,2 |
| 99F-510P | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-511P | 33 206 000 / 374 | | 2 pulgadas FNPT | 1 to 5 / 69 mbar to 0,34 | 5 / 0,34 | |
| 99F-511P | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-513P | 36 368 000 / 409 | | 2 pulgadas FNPT | 2 to 10 / 0,14 to 0,69 | 10 / 0,69 | |
| 99F-513P | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-512P | 37 950 000 / 427 | | 2 pulgadas FNPT | 5 to 15 / 0,34 to 1,0 | 15 / 1,0 | |
| 99F-512P | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-515P | 41 112 000 / 463 | | 2 pulgadas FNPT | 10 to 20 / 0,69 to 1,4 | 20 / 1,4 | |
| 99F-515P | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-903P | 44 275 000 / 498 | | 2 pulgadas FNPT | 10 to 65 / 0,69 to 4,5 | 30 / 2,1 | |
| 99F-903P | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-502PH | 50 600 000 / 570 | 1-1/8 / 29 | 2 pulgadas FNPT | 1 to 5 / 69 mbar to 0,34 | 5 / 0,34 | 300 / 20,7 |
| 99F-502PH | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-503PH | 61 668 000 / 694 | | 2 pulgadas FNPT | 2 to 10 / 0,14 to 0,69 | 10 / 0,69 | |
| 99F-503PH | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-504PH | 63 250 000 / 712 | | 2 pulgadas FNPT | 5 to 15 / 0,34 to 1,0 | 15 / 1,0 | |
| 99F-504PH | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |
| 99-505PH | 67 993 000 / 765 | | 2 pulgadas FNPT | 10 to 20 / 0,69 to 1,4 | 20 / 1,4 | |
| 99F-505PH | | | 2 pulgadas / DN 50 CL300 FF | | | |

Fuente: Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31 (pág. 34)

➤ Selección de reguladores de 2da etapa

Sabemos que la capacidad de la caldera de 300 bhp demanda de 10'043,700 btu /h. Para la selección del regulador de es necesario saber que el equipo regulador trabaja a un 70 % de su capacidad por ello seleccionaremos un modelo que cubra la demanda del sistema, en la tabla 4.27podremos ver que el modelo CS800-8CC8 que nos entrega 21.8 MM btu/h y una presión de 20 a 30 mbar siendo el adecuado a nuestra necesidad tanto en capacidad como en presión de salida.

TABLA N°4.27
 CARACTERÍSTICAS DE REGULADORES FISHER BAJA PRESION CS 800

| Reguladores Comerciales de Baja Presión | | | | | | | |
|---|--|--------------------------------------|---|--|------------------------------------|--|----------|
| NÚMERO DEL TIPO | CAPACIDADES EN BTU POR HORA / SCM ³ DE PROPANO ⁽¹⁾ | TAMAÑO DE ORIFICIO, EN PULGADAS / mm | CONEXIONES DE ENTRADA Y SALIDA, EN PULGADAS | RANGO DE PRESIÓN DE SALIDA | CONFIGURACIÓN DE PRESIÓN DE SALIDA | PRESIÓN DE ENTRADA MÁXIMA DE OPERACIÓN, psig / bar | |
| CS200IR-6EC1 | 2 500 000 / 28 | 1/2 / 12,7 | 3/4 FNPT | 10 to 14 pulgadas w.c. / 25 to 35 mbar | 11-inches w.c. / 27 mbar | 40 / 2,8 | |
| CS200IR-6EC3 | 3 800 000 / 43 | | 1 FNPT | | | | |
| CS200IR-6EC6 | 3 900 000 / 44 | | 1-1/4 FNPT | | | | |
| CS400IR-8EC6 | 6 800 000 / 76 | 3/4 / 19,1 | 1-1/4 FNPT | | | 8 to 12 pulgadas w.c. / 20 to 30 mbar | 20 / 1,4 |
| CS400IR-8EC7 | 7 600 000 / 85 | | 1-1/2 FNPT | | | | |
| CS400IR-8EC8 | 7 600 000 / 85 | | 2 FNPT | | | | |
| CS800IR-8CC7 | 10 460 000 / 118 | 1 / 25,4 | 1-1/2 FNPT | 1 to 2 psig / 0,06 to 0,14 bar | 2 psig / 0,14 bar | 30 / 2,1 | |
| CS800IR-8CC8 | 21 809 000 / 245 | | 2 FNPT | | | | |
| CS200IR-6HC1 | 3 760 000 / 42 | 1/2 / 12,7 | 3/4 FNPT | 1 to 2 psig / 0,06 to 0,14 bar | 2 psig / 0,14 bar | 40 / 2,8 | |
| CS200IR-6HC3 | 4 780 000 / 54 | | 1 FNPT | | | | |
| CS200IR-6HC6 | 5 327 000 / 60 | | 1-1/4 FNPT | | | | |
| CS400IR-8HC6 | 9 715 000 / 109 | 3/4 / 19,1 | 1-1/4 FNPT | | | 1 to 2.5 psig / 0,06 to 0,17 bar | 30 / 2,1 |
| CS400IR-8HC7 | 10 500 000 / 118 | | 1-1/4 FNPT | | | | |
| CS400IR-8HC8 | 8 775 000 / 99 | | 2 FNPT | | | | |
| CS820IR-8FC7 | 15 011 000 / 169 | 1 / 25,4 | 1-1/2 FNPT | 2 to 5.5 psig / 0,14 to 0,38 bar | 5 psig / 0,35 bar | 20 / 1,4 | |
| CS820IR-8FC8 | 21 436 000 / 241 | | 2 FNPT | | | | |
| CS400IR-8IC6 | 7 365 000 / 83 | 3/4 / 19,1 | 1-1/4 FNPT | 2.5 to 5.5 psig / 0,17 to 0,38 bar | 30 / 2,1 | | |
| CS400IR-8IC7 | 6 895 000 / 77 | | 1-1/2 FNPT | | | | |
| CS400IR-8IC8 | 7 365 000 / 83 ⁽²⁾ | | 2 FNPT | | | | |
| CS820IR-8HC7 | 15 262 000 / 171 | 1 / 25,4 | 1-1/2 FNPT | | | | |
| CS820IR-8HC8 | 16 532 000 / 186 | | 2 FNPT | | | | |

1. Capacidades con base en 10 psig / 0,69 bar y 2 pulgadas w.c. / 5 mbar de droop.
 2. Capacidades con base en 10 psig / 0,69 bar y 20% de droop.
 NOTA: Hay disponibilidad de otras combinaciones de tamaños de cuerpo, rangos de resorte y tamaño de orificios. Sírvase ver las guías de la página 37. Sírvase consultar a su distribuidor de equipos de Gas LP para más información.

Fuente: Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31 (pag. 36)

Para la caldera de 600 BHP, demanda de 20'087,400 btu/h, seleccionaremos el modelo que cubra la demanda del sistema, en la tabla 14.22 podemos ver que el modelo 299H-108 nos entrega 38.0 MM btu/h y una presión de 0.41 a 1.1 bar, siendo el adecuado a nuestra necesidad tanto en capacidad como en presión de salida.

TABLA N° 4.28
 CARACTERÍSTICAS DE REGULADORES FISHER DE BAJA PRESIÓN MOD 299H

| Reguladores Comerciales/Industriales de Baja Presión | | | | | | |
|--|--|--------------------------------------|---|---|------------------------------------|--|
| NÚMERO DEL TIPO | CAPACIDADES EN BTU POR HORA / SCM DE PROPANO | TAMAÑO DE ORIFICIO, EN PULGADAS / mm | CONEXIONES DE ENTRADA Y SALIDA, EN PULGADAS | RANGO DE PRESIÓN DE SALIDA | CONFIGURACIÓN DE PRESIÓN DE SALIDA | PRESIÓN DE ENTRADA MÁXIMA DE OPERACIÓN, psig / bar |
| S201-CNC | 21 600 000 / 243 | 1 / 25 | 2 FNPT | 9 to 18 pulgadas w.c. / 22 to 44 mbar | 11 pulgadas w.c. / 27 mbar | 25 / 1,7 |
| 299H-101 | 13 100 000 / 148 ⁽¹⁾ | 3/4 / 19 | 1-1/2 FNPT | 9 to 20 pulgadas w.c. / 22 to 50 mbar | 11 pulgadas w.c. / 27 mbar | 150 / 10,3 |
| 299H-102 | 19 700 000 / 222 ⁽¹⁾ | | 2 FNPT | | | |
| 299H-103 | 23 300 000 / 262 ⁽²⁾ | | 1-1/2 FNPT | 6 to 16 psig / 0,41 to 1,1 bar | 10 psig / 0,69 bar | |
| 299H-104 | 38 000 000 / 428 ⁽²⁾ | | 2 FNPT | 9 to 20 pulgadas w.c. / 22 to 50 mbar | 11 pulgadas w.c. / 27 mbar | |
| 299H-105 | 20 400 000 / 230 ⁽³⁾ | | 1-1/2 FNPT | | | |
| 299H-106 | | | 2 FNPT | | | |
| 299H-107 | 38 000 000 / 428 ⁽⁴⁾ | | 1-1/2 FNPT | 6 to 16 psig / 0,41 to 1,1 bar | 10 psig / 0,69 bar | |
| 299H-108 | | | 2 FNPT | | | |
| 99-501P | 49 000 000 / 552 ⁽⁶⁾ | 1-1/8 / 29 | 2 FNPT | 7 pulgadas w.c. to 2 psig / 17 mbar to 0,14 bar | 1 psig / 69 mbar | 150 / 10,3 |
| 99-502P | 50 600 000 / 570 ⁽⁶⁾ | | | 1 to 5 psig / 69 mbar to 0,34 bar | 5 psig / 0,34 bar | |
| 99-503P | 61 650 000 / 694 ⁽⁶⁾ | | | 2 to 10 psig / 0,14 to 0,69 bar | 10 psig / 0,69 bar | |
| 99-504P | 63 250 000 / 712 ⁽⁶⁾ | | | 5 to 15 psig / 0,34 to 1,0 bar | 15 psig / 1,0 bar | |
| 133L-4 | 70 875 000 / 798 ⁽³⁾ | 2 / 51 | 2 FNPT | 8.5 to 18 pulgadas w.c. / 21 to 45 bar | 14 pulgadas w.c. / 35 mbar | 60 / 4,1 |
| 133H-1 | 66 150 000 / 745 ⁽⁵⁾ | | | 1.5 to 3 psig / 0,10 to 0,21 bar | 3 psig / 0,21 bar | |

1. Capacidad con base en una presión de entrada de 10 psig / 0,69 bar, Registro Interno y 2 pulgadas w.c. / 5 mbar de droop.
 2. Capacidad con base en una presión de entrada de 20 psig / 1,4 bar mayor que la presión de salida, Registro Interno y 20% de droop.
 3. Capacidad con base en una presión de entrada de 10 psig / 0,69 bar, Registro Externo y 2 pulgadas w.c. / 5 mbar de droop.
 4. Capacidad con base en una presión de entrada de 20 psig / 1,4 bar mayor que la presión de salida, Registro Externo y 2 pulgadas w.c. / 5 mbar de droop.
 5. Capacidad con base en una presión de entrada de 10 psig / 0,69 bar, Registro Externo y 20% de droop.
 6. Capacidad con base en una presión de entrada de 20 psig / 1,4 bar mayor que la presión de salida, Registro Externo y 20% de droop.
 NOTA: Hay disponibilidad de rangos de resorte y estilos de cuerpo adicionales. Sírvase consultar a su distribuidor de equipos de Gas LP para más información.

Fuente: Gas LP Guía para el Comprador de Equipos LP-31 (pag. 40)

TANQUE DE GLP

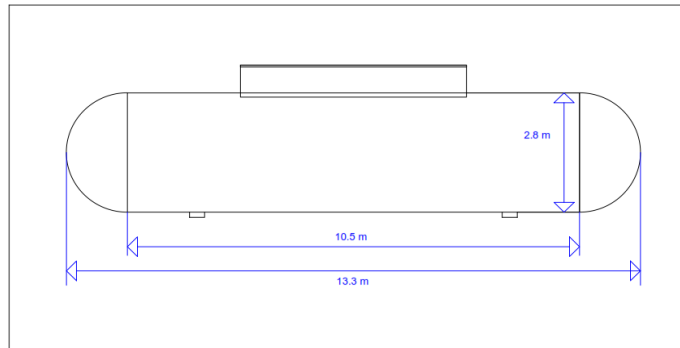
Volumen de tanque seleccionado por la capacidad de autonomía será de 20000 gls.

Determinada la capacidad del tanque solicitan las medidas de este al proveedor de gas, obteniéndose:

Longitud total : 13.3 m

Diámetro: 2.8m

DIAGRAMA N° 4.2
MEDIDAS DEL TANQUE 20000 gl. Para GLP



Fuente: Elaboración propia

La forma de instalación deberá ser soterrado debido al espacio disponible. Los equipos auxiliares deberán ser :

cuatro vaporizadores de 160 gl y un decantador de 60 gl.

Calculo de protección catódica

TABLA N° 4.29
DATOS DEL TANQUE SELECCIONADO

Datos del tanque

| | |
|----------------------------------|--------|
| capacidad (gl.) | 20000 |
| diámetro (m) | 2.8 |
| longitud (m) | 13.3 |
| Área superficie del tanque (m2) | 30.7 |
| Área superficie del tanque (ft2) | 333.23 |

Características del sistema según norma

| | |
|--|--------|
| % del deterioro del recubrimiento del tanque | 20% |
| densidad de corriente del acero desnudo (mA/ ft2) tabla NACE | 0.4 |
| densidad del acero recubierto (mA/ ft2) tabla NACE | 0.1 |
| vida útil en años | 20 |
| ánodo Magnesio (peso) | 17 lbs |

Fuente: Elaboración propia

- **Calculo del área de superficie**

$$\text{area} = [\pi * D * (\text{long. total} + D)] * 1.1$$

reemplazando:

$$\text{area} = [\pi * 2.8 * (13.3 + 2.8)] * 1.1 = 155.79 \text{ m}^2$$

$$\text{Área} = 1686.04 \text{ ft}^2$$

- **Calculo de corriente requerida (Ireq.)**

$$I \text{ req.} = \% \text{ deterioro} * \text{Area superf. tanque} * \text{densidad corriente}$$

- Corriente para areas desnudas:

$$I \text{ req. area desnuda} = 0.2 * 1686.04 * 0.4 = 0.135 \text{ mA}$$

- Corriente para areas recubiertas:

$$I \text{ req. area desnuda} = 0.2 * 1686.04 * 0.1 = 0.034 \text{ mA}$$

$$\text{Total corriente requerida} = 0.169 \text{ mA}$$

CÁLCULO DEL NUMERO DE ANODOS DE MAGNESIO

Sabiendo que:

TABLA N° 4.30
DATOS DEL ANODO REQUERIDO

| | |
|--|-------------|
| Factor de magnesio (tabla galvanotec) | 17.4 |
| Corriente requerida | celda H- 25 |
| Factor de utilización (tabla galvanotec) | 0.85 |
| Factor de consumo (tabla galvanotec) | 0.5 |

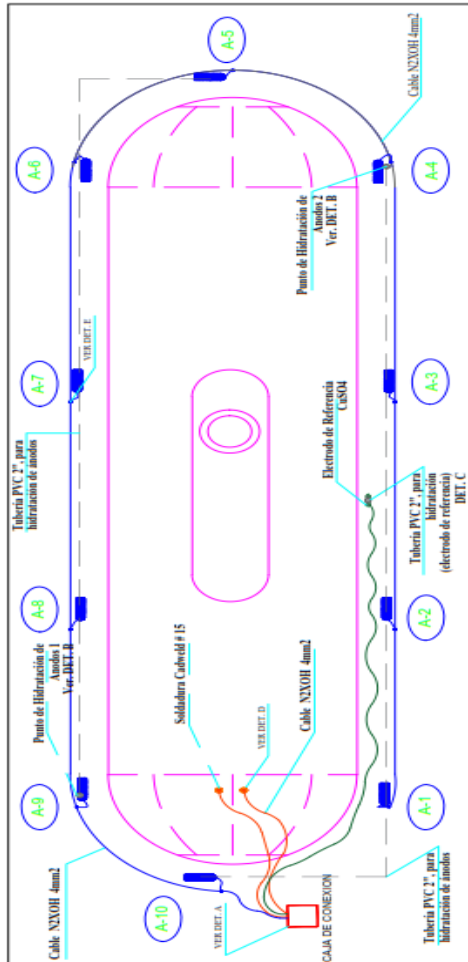
Fuente: Elaboración propia

$$N^{\circ} \text{ ANODOS} = \frac{\textit{vida prom} * \textit{factor Mg} * \textit{corriente req.}}{\textit{factor util} * \textit{factor cons.} * \textit{peso del anodo libras}}$$

$$N^{\circ} \text{ ANODOS} = \frac{20 * 17.4 * 0.169}{0.85 * 0.5 * 17} = 8.14$$

Por lo tanto el número de ánodos será de 09 ánodos.

DIAGRAMA N° 4.3
DISTRIBUCION DE ANODOS



Fuente: Elaboración

**Uso del GLP en
del petróleo R6**

Con el uso del
tranquilamente se
alcanzar los
mínimos exigidos

propia

reemplazo

GLP

puede

valores

de la norma

técnica e incluso mejorarlos, pues debido al estado del GLP, este se quema en su totalidad sin generar partículas sólidas y con bajos valores en emisión de gases contaminantes, adicionalmente la frecuencia de mantenimientos de las calderas por acumulación de inquemados es nula, pasando a generar costos insignificantes de mantenimiento por el lado del fuego.

A continuación se presentan valores analizados en caldera que usa GLP, donde se observa que las emisiones de gases antes de la calibración se

conservan dentro de los rangos aceptados por la norma NTP 350.301 y ASTM 6522

IMAGEN N° 4.10

Parametros de combustion

REGULACION DE LA COMBUSTION GLP

NOV.2017

| ANALISIS | Quemador | temp.Chimenea (°C) | | | O2 (%) | | | ppm CO | | |
|----------|--------------|--------------------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|
| | | minima | media | maxima | minima | media | maxima | minima | media | maxima |
| ANTES | BALTUR BG250 | 205 | 214 | 231 | 5 | 5.5 | 4.9 | 115 | 101 | 170 |
| DESPUES | BALTUR BG250 | 198.3 | 209.2 | 215 | 5 | 6 | 5.3 | 100 | 38 | 70 |

NOV.2017

| ANALISIS | Quemador | CO2 (%) | | | Eficiencia (%) | | | exc. Air (%) | | |
|----------|--------------|---------|-------|--------|----------------|-------|--------|--------------|-------|--------|
| | | minima | media | maxima | minima | media | maxima | minima | media | maxima |
| ANTES | BALTUR BG250 | 9 | 9.5 | 12 | 86 | 84 | 87 | 16 | 18 | 15 |
| DESPUES | BALTUR BG250 | 10.90 | 11 | 11.2 | 87 | 84 | 87 | 14 | 15 | 13 |

Fuente: Doña Isabel S.A.C – análisis de caldera de 250 BHP

Etapa VI. Planos ubicación de equipos y recorrido de redes.

Ver anexo 01

4.3 Población y muestra

Población : es un conjunto de individuos de la misma clase, limitada por el estudio. Según TAMAYO T. y TAMAYO M. (1797), “ La población se define como la totalidad del fenómeno a estudiar donde las unidades de población posee una característica común la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación (P. 114)

Muestra: Es la que puede determinar la problemática ya que es capaz de generar los datos con los cuales se identifican las fallas del proceso. Según TAMAYO T. y TAMAYO M. (1997), afirma que la muestra “ es el grupo de individuos que se toma de la población, para estudiar un fenómeno estadístico” (P. 38)

- La población queda delimitada por las dos calderas y el personal de mantenimiento y la necesidad de eliminar la contaminación ambiental por efectos de los inquemados, por lo tanto no será necesario una muestra, se podrá obtener información de los análisis realizados a las calderas.

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

TABLA N° 4.4.1
TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

| Técnicas | Instrumentos |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ➤ Revisión del historial de consumos de combustibles y generación de inquemados. ➤ Análisis de combustión | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Monitoreos del consumo de combustible . ➤ Analizador de combustión y Termómetro laser digital |

Fuente: Elaboración propia

4.5 Procesamiento de recolección de datos

La información obtenida de manera manual por parte del responsable de la planta, quien nos facilitó, datos técnicos de las calderas, horarios de trabajo y los registros de consumo de combustible, análisis de gases una

de las calderas los mismos que se reflejan en la tabla N° 4.7 (ver página 68) donde se observa que las emisiones gaseosas superan en la mayoría de casos los límites permisibles, estos datos fueron tabulados para hacer comparaciones del uso de ambos combustibles.

Se hicieron visitas a la planta para tomar información y hacer un análisis de lo que origina la deficiencia en la quema del combustible ver tabla N° 4.8 (ver página 69) información relevante para optar por el cambio de combustible que solicita el ente fiscalizador, DIGESA y su política de salud ambiental.

En el gráfico N° 4.1 (página 59) se puede ver el consumo promedio de combustible desde el año 2014 al año 2017 se van reduciendo debido a demanda de vapor de la planta, dato que nos sirve para estimar las diferencias entre costos del petróleo R6 y el GLP.

En la tabla N° 4.2 (ver página 59) tenemos los precios del petróleo R6 obtenidos de la OSINERMIN, datos que son útiles para determinar los costos del petróleo año por año reflejados en la tabla N° 4.4.2

TABLA N° 4.4.2
COSTO DE COMBUSTIBLE EN CALDERAS DE PETRÓLEO

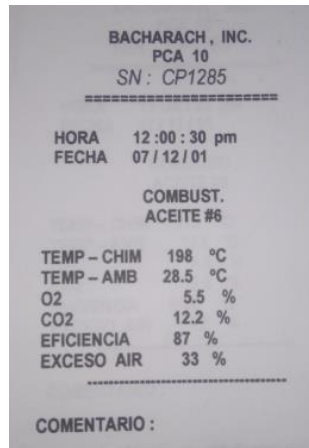
| Caldera | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2014 | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2015 | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2016 | COSTO MES PROMEDIO EN COMBUSTIBLE 2017 |
|---------|--|--|--|--|
|---------|--|--|--|--|

| | | | | |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 300 BHP | S/. 213,132.57 | S/. 175,026.86 | S/. 157,486.78 | S/. 169,594.54 |
| 600 BHP | S/. 426,699.51 | S/. 301,297.16 | S/. 304,390.90 | S/. 325,120.01 |
| Costo Mes promedio | S/. 639,832.08 | S/. 476,324.02 | S/. 461,877.68 | S/. 494,714.55 |

Fuente: Elaboración propia con datos del cliente

Se muestran los tickets de las tomas de análisis de gases realizadas con un analizador de combustión de la marca TESTO modelo 320, este ticket es la muestra los índices obtenidos en calderas a GLP.

IMAGEN N° 4.11
TICKET DE ANÁLISIS COMBUSTIÓN BAJA PARA PETRÓLEO R6



Fuente: Información recolectada referencial

IMAGEN N° 4.12
TICKET DE ANÁLISIS COMBUSTIÓN ALTA PARA PETRÓLEO R6

| BACHARACH, INC. | |
|-----------------|-------------|
| PCA 10 | |
| SN : CP1285 | |
| ===== | |
| HORA | 12:30:32 pm |
| FECHA | 07/12/01 |
| COMBUST. | |
| ACEITE #6 | |
| TEMP - CHIM | 213 °C |
| TEMP - AMB | 23.5 °C |
| O2 | 4.0 % |
| CO2 | 13.3 % |
| EFICIENCIA | 86.8 % |
| EXCESO AIR | 22 % |
| ----- | |
| COMENTARIO : | |

Fuente: Información recolectada referencial

De la tabla N° 4.6 (página 67) se comparó y observo que los valores obtenidos salen del rango permisible para quema de petróleo R6.

Debido a la hermeticidad que se mantiene en la empresa no se puede tener acceso absoluto a este tipo de información.

4.6 Procesamiento estadístico y análisis de datos

La determinación del índice de contaminación se reflejó en la tabla N° 4.7 (página 68), donde claramente se refleja la variación de emisiones que salen del rango permisible, debido a las variables que maneja la quema de combustible líquido R6, siendo un dato sumamente importante para definir el cambio.

Se analizaron los datos recibidos y se determina la demanda de combustible GLP, lo que define la capacidad del tanque, cantidad de equipos auxiliares a utilizar y el diámetro de tubería; todos estos datos

procesados se realizan en una hoja de cálculo aplicando las fórmulas de RENOARD para uso de GLP.

En referencia a la ubicación de los equipos para almacenamiento y procesamiento de GLP dentro de la planta, fue necesario hacer visitas a la planta de esta manera definir los espacios para la ubicación del tanque GLP.

Se evalúa la cantidad de emisiones de CO₂ las cuales son de gran importancia y generan gran impacto en la reducción de la contaminación ambiental (tabla N° 4.12)

CAPITULO V

RESULTADOS

De los análisis de combustión (tabla N° 4.7 pag.68) se observa:

Excesos en CO₂: Fuera de rango permisible (12.5 a 13.5%)

Excesos en O₂: Fuera de rango permisible (2 a 6%)

Excesos en CO ppm: Fuera de rango permisible (100)

Excesos en I.B: Fuera de rango permisible (1 a 3)

Todos los resultados después de unas semanas de la calibración, quedan fuera de rango debido a la suma de falta de precisión de los sistemas de control.

A esto se suma la cantidad de hollín retirado de la zona de calderas (ciclón), **tres cilindros semanales** y los valores de presión y temperatura del combustible que no se mantienen dentro de los rangos para lograr una adecuada atomización del mismo ver tabla N°4.8 (página 69)

IMAGEN N° 5.0
CICLON EN CALDERAS RECEPCION Y ALMACENAJE DE HOLLIN



Fuente: Elaboración propia

TABLA N° 5.1
EMISION DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

| Emisión de gases de efecto invernadero - kg CO2/gl de combustible | | | | |
|---|----------|----------|----------|----------|
| Emisiones diarias | año 2014 | año 2015 | año 2016 | año 2017 |
| Emitidos con petróleo | 121,589 | 846,03 | 91,689 | 105,945 |
| Emitidos con GLP | 3,229 | 2,247 | 2,435 | 2,814 |
| Dejado de emitir por día si hubiera cambiado de combustible | 118,360 | 82,356 | 89,254 | 103,131 |

Fuente: Elaboración propia

Del dimensionamiento de redes de tuberías, equipos y ambientes; como resultado de los cálculos y selección de equipos tenemos cálculos del diámetro de tubería, tipo de unión, y equipos auxiliares para la vaporización y decantación del GLP; así como el sistema de regulación para la primera y segunda etapa del GLP los cuales de detállenla a continuación:

- **Primera condición, relación entre caudal Q (m3/h) y el diámetro interior real de la tubería D (mm) es inferior a 150:**

$$\frac{376.64}{62.68} = 6.01 < 150 \dots\dots, \text{ok si cumple.}$$

- **Segunda condición, numero de Reynolds, R es menor a 2'000,000**

$$R = 72000 * \frac{376.64}{62.68} = 432643 < 2 * 10^6 \dots\dots, \text{ok si cumple.}$$

- **Presión absoluta media (P)**

$$P = \frac{2.048 + 1.84}{2} = 1.944$$

- **Velocidad del gas (V) para tuberías exteriores**

$$V = 374 * \frac{376.64}{1.944 * 62.68^2} = 18.44 \frac{m}{s} < 20 \frac{m}{s} \dots \dots, \text{ok. si cumple}$$

TABLA N° 5.2
RESULTADOS

| Selección de redes y tanque | |
|------------------------------------|-------------|
| diámetro de tubería | 2 1/2" |
| tubería ASTM A53 sin costura | acero sch40 |
| tipo de empalmes | soldado |
| tipo de unión | bridada |
| Pintura de tubería según norma | amarillo |
| selección de vaporizadores | |
| marca de vaporizador | ALGAS SDI |
| capacidad de vaporizadores (gl.) | 160 |
| Modelo de vaporizador | 160H |
| cantidad de vaporizadores | 04 |
| cantidad de decantadores | 01 |
| capacidad de decantador (gl.) | 60 |
| Tipo de montaje de tanque GLP | soterrado |
| volumen de tanque GLP (gl.) | 20000 |

Fuente: Elaboración propia

TABLA N° 5.3
SELECCIÓN DE REGULADORES

| | |
|------------------|---------------------------------|
| PRIMERA ETAPA | CARACTERISTICAS DE REGULADOR |
| | MARCA : FISHER |
| | MODELO: 99-505 PH |
| | CONEXION : 2" X 2" |
| | PRESION DE SALIDA: 10 a 20 psi |
| | CAPACIDAD : 67 993 000 btu/h |
| SEGUNDA ETAPA | CARACTERISTICAS DE REGULADOR |
| | MARCA : FISHER |
| | MODELO: CS800IR-8CC8/299H-108 |
| | CONEXION : 2" X 2" |
| | PRESION DE SALIDA: 20- 30mbar |
| | CAPACIDAD :21. 81 / 38.0MMbtu/h |

Fuente: Elaboración propia

Del análisis para determinar la reducción de emisiones de CO₂ en los calderos tenemos que:

Usando el GLP, se dejaría de emitir :

Entre 100 a121 toneladas de CO₂ por día.

Entre 2500 a 3600 toneladas de CO₂ por mes

Entre 30 mil a 36 mil toneladas de CO₂ por año

Asi mismo existirá un control adecuado de las emisiones de gases por la quema del combustible GLP.

IMAGEN N° 5.1
ANÁLISIS DE COMBUSTIÓN EN CALDERA DE GLP
Parametros de combustion

REGULACION DE LA COMBUSTION GLP NOV.2017

| ANALISIS | Quemador | temp.Chimenea (°C) | | | O2 (%) | | | ppm CO | | |
|----------|--------------|--------------------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|
| | | minima | media | maxima | minima | media | maxima | minima | media | maxima |
| ANTES | BALTUR BG250 | 205 | 214 | 231 | 5 | 5.5 | 4.9 | 115 | 101 | 170 |
| DESPUES | BALTUR BG250 | 198.3 | 209.2 | 215 | 5 | 6 | 5.3 | 100 | 38 | 70 |

NOV.2017

| ANALISIS | Quemador | CO2 (%) | | | Eficiencia (%) | | | exc. Air (%) | | |
|----------|--------------|---------|-------|--------|----------------|-------|--------|--------------|-------|--------|
| | | minima | media | maxima | minima | media | maxima | minima | media | maxima |
| ANTES | BALTUR BG250 | 9 | 9.5 | 12 | 86 | 84 | 87 | 16 | 18 | 15 |
| DESPUES | BALTUR BG250 | 10.90 | 11 | 11.2 | 87 | 84 | 87 | 14 | 15 | 13 |

Fuente: Empresa Gasmisea S.R.L –Análisis de caldera pirotubular de 250 BHP

CAPITULO VI

DISCUSION DE RESULTADOS

6.1 Contrastación de hipótesis con los resultados

El índice de contaminación ambiental generada por la quema de petróleo R6 queda demostrada con los registros del análisis de combustión y con los datos registrados durante la inspección realizada IN SITU, donde se pudo ver que los valores y niveles de emisiones gaseosas, en la mayoría de mediciones, están fuera de los rangos permisibles por la norma, siendo esto un detonante a la hora de tomar la decisión para el cambio de combustible por otro mas amigable con el medio ambiente.

El GLP es un combustible que no emite partículas sólidas como producto de su combustión, con el GLP se estaría eliminando el hollín o cenizas que producía la quema de combustible petróleo residual, así mismo los gases de combustión para este combustible son mejor controlados ya que el GLP mantiene sus propiedades en estado gaseoso, lo que no ocurre con el petróleo, pues este al ser calentado y tener una ligera variación en su temperatura genera emisión de partículas sólidas hollín para una misma regulación.

Por otra parte el encendido de una caldera con petróleo residual genera contaminación, debido al petróleo frio acumulado en las tuberías (petróleo que normalmente se debe purgar quemándolo durante el encendido inicial de la caldera)

El correcto dimensionamiento de las redes de gas GLP evita que existan fallas de funcionamiento de la caldera, esto se refleja en la producción de vapor de la máquina. Kg vapor /hr cumpliendo así la NTP 321.123 y NTP 321.120

El determinación y cálculo de la disminución de emisiones de CO₂ por la quema del GLP es alentador y aporta significativamente a la no contaminación del medio ambiente.

6.2 Contrastación de resultados con otros estudios similares

De la tesis nacional de “MELÉNDEZ GÓMEZ, SIXTO ANTONIO” Conversión a gas natural seco de una caldera pirotubular con potencia de 500 BHP que trabaja con diésel – 2.

se nota que las condiciones de la caldera a intervenir trabaja a condiciones similares para ambos combustibles gaseosos, pues el GN y el GLP tienen comportamientos y efectos muy parecidos en su transferencia de calor y se hace necesario instalar mecanismos que retengan los gases de combustión en el interior de la caldera, para esto se pueden usar turbulentes que son platinas metálicas que se insertan al interior de los tubos de fuego de la caldera con el objetivo de aumentar la permanencia de los gases al interior de los tubos y caldera.

Dejar de quemar el petróleo residual y reemplazarlo por gas, estaría aportando con el MDL, certificar para obtener los bonos de carbono es

otro beneficio que trae el cambio, , así mismo con este cambio la empresa podría estar dando los primeros pasos para una certificación ISO 14000.

Los valores alcanzados con la quema del nuevo combustible GLP en cuanto a disminución de kg de CO₂ son bastante alentadores y garantizan el cumplimiento de la política de salud ambiental 2011 -2020 de DIGESA.

De la tesis nacional de JAMANCA ECHEVARRIA , JOHN YENER; MEREGILDO MARINES, GEORGE ANIBAL. Estudio y diseño de ampliación de un grifo a estación de servicio con gasocentro de glp de uso vehicular de 3200 galones de capacidad. Sirvió de guía para el cálculo del sistema de protección catódica del tanque, sin embargo no detalla claramente la forma del montaje de los ánodos, referente al diseño del tanque no se hace necesario pues en la actualidad fabricantes nacionales así como importadores de tanques para GLP, ofrecen estándares a costos muy competitivos.

De la tesis internacional de ANDRÉ SARMIENTO, OSCAR BLADIMIR.
Diseño y análisis económico de una instalación de gas licuado de petróleo aplicada al edificio Millenium de la ciudad de Loja

Los factores de corrección a la hora de calcular el tamaño del sistema de GLP es determinante para garantizar un buen diseño del sistema. No se usaron los factores aquí planteados pero se consideraron otros similares.

De la tesis de SALAZAR VILLALVA, VANESSA M. Y. MARTINEZ URDIALES, GIOVANNYE. **Modelo para la determinación del tamaño optima de un tanque estacionario de almacenamiento de GLP aplicado al negocio de comercialización al granel.**

Se consideró importante la autonomía del GLP, pues depende de ello la continuidad de la producción de la planta. Sin embargo existen otras limitaciones que atentan contra la autonomía que son las normas para ubicar tanques de GLP y el cumplimiento de ellas lo cual puede hacer que la autonomía sea inferior a lo recomendado.

- PRESUPUESTO

TABLA N° 6.1
INVERSION TOTAL

| | | |
|--|-----|----------------|
| MATERIALES MECANICOS | | S/. 55,000.00 |
| MANO DE OBRA POR INSTALACION | | S/. 35,000.00 |
| EQUIPAMIENTO (TANQUE -VAP-DEC-REG) | | S/. 211,000.00 |
| OBRA CIVIL | | S/. 125,000.00 |
| SUB- TOTAL | | S/. 426,000.00 |
| GASTOS GENERALES | 10% | S/. 42,600.00 |
| UTILIDADES | 5% | S/. 21,300.00 |
| COSTO SUBTOTAL | | S/. 489,900.00 |
| IGV 18% | | S/. 88,182.00 |
| COSTO TOTAL | | S/. 578,082.00 |

Fuente: Elaboración propia

6.3 Planos de instalación

Ver anexo 01

Planos isométricos

Ver anexo 02

Planos de vista de planta

Ver anexo 03

CAPITULO VII

CONCLUSIONES

- Se modificó el sistema de combustión de las calderas pirotubulares de 300 y 600 BHP de quemar petróleo residual a GLP logrando disminuir la contaminación ambiental.

a.- Se determinó el índice de contaminación ambiental del sistema de petróleo residual. Observando que la generación de inquemados y la emisión de gases contaminantes siempre exceden los límites máximos permisibles debido a deficiencias en los controles del combustible. (Tabla N°4.7)

b.-Se dimensionaron las redes de tuberías, equipos y se hallaron los ambientes adecuados para ubicar equipos para el cambio de combustible de quemar petróleo residual a quemar GLP cumpliendo las NTP 321.123 y NTP 321.121

Obteniendo de los cálculos una red de 2 ½" de acero sch40 soldada

con la implementación e instalación de un tanque soterrado de veinte mil galones y cuatro vaporizadores de 160 gl.

c.- Se analizó y se determinó la disminución de emisiones de CO₂ en las calderas, obteniendo volúmenes ahorros en emisiones de significativos según tabla N°4.13, aportando al cuidado del medio Ambiente.

CAPITULO VIII

RECOMENDACIONES

- Debido a los cambios repentinos de la NTP 321-123 es necesario hacer las consultas a OSINERGMIN y trabajar con las normas de actual vigencia.
- La selección del diámetro de tubería se debe manejar con bastante criterio pues un incremento en la presión de la red puede generar cambios sustanciales en este, también se debe considerar el tipo de material a utilizar dependiendo de los diámetros y el tipo de montaje, ya que para tuberías mayores a 2" no es rentable el uso de material de cobre.

CAPITULO IX

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ANDRÉ SARMIENTO, OSCAR BLADIMIR. **Diseño y análisis económico de una instalación de gas licuado de petróleo aplicada al edificio Millenium de la ciudad de Loja.** Tesis de grado título Ingeniero Mecánico. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil Ecuador. 2005.

CASTILLO NEIRA, PERCY. **Ahorro de energía en la operación de calderos industriales. La Molina ,Perú. Servicios integrados S.A..1989**

ENGINEERED CONTROLS INTERNATIONAL, INC. **Catalogo L-102-SV Equipo de gas LP y Amoniaco Anhidro.** EE.UU. 2003.

ENGINEERED CONTROLS INTERNATIONAL, INC. **ManualL-592 Manual deservicio para el instalador de Gas – LP..** EE.UU.1962.

ESPINOZA MONTES CIRO. **Metodología de investigación tecnológica,** Huancayo, Perú. 2010.

INDECOPI, **NTP 350.301 Estándares de eficiencia térmica y etiquetado,** Lima, Perú. 2009

INDECOPI, **NTP 321.120Presiones de operación admisibles para instalaciones internas de gas licuado de petróleo,** Lima, Perú. 2007

INDECOPI, **NTP 321.121 Instalaciones internas de G.L.P para consumidores directos y redes de distribución**, Lima, Perú. 2013.

INDECOPI, **NTP 321.123 Instalaciones para consumidores directos y redes de distribución**, Lima, Perú. 2012.

JAMANCA ECHEVARRIA, JOHN YENER; MEREGILDO MARINES, GEORGE ANIBAL. **Estudio y diseño de ampliación de un grifo a estación de servicio con gasocentro de glp de uso vehicular de 3200 galones de capacidad**. Tesis para optar el título profesional de ingeniero en energía. Nuevo Chimbote – Perú 2017.

MELÉNDEZGÓMEZ, SIXTO ANTONIO. **Conversión a gas natural seco de una caldera pirotubular con potencia de 500 BHP que trabaja con diésel – 2**. Tesis de grado ingeniero de petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. 2006

REGLAMENTO NACIONAL DE EDIFICACIONES, editorial MEGABYTE, Lima, Perú. 2013

SALAZAR VILLALVA, VANESSA M.Y. MARTINEZ URDIALES, GIOVANNYE. **Modelo para la determinación del tamaño optima de un tanque estacionario de almacenamiento de GLP aplicado al negocio de comercialización al granel**. Tesis de grado título Magister en control de operaciones y gestión logística. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador. 2011.

TAFUR PORTILLA, RAUL. **La tesis universitaria.** Lima 13,Peru, Editorial Mantaro,. Primera edición, 1995.

ANEXOS

PLANOS DE INSTALACIÓN

PLANO ISOMÉTRICO DE REDES

PLANO VISTA DE PLANTA

PLANO DE PROTECCIÓN CATÓDICA

MEMORIA DE CÁLCULO PARA USO DE GN

MATRIZ DE CONSISTENCIA