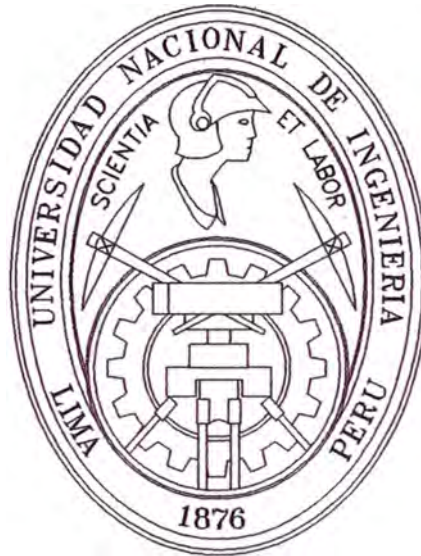


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**SUSTITUCION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS Y GLP
POR GAS NATURAL EN LAS CALDERAS, REACTORES Y
SECADORES DE AIRE DE UNA PLANTA QUIMICA**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO**

RICARDO ALEJANDRO BRAVO BALDEON

PROMOCION 1986-I

LIMA-PERU

2010

El presente trabajo se lo dedico a mis padres y a mi familia por el apoyo incondicional que me brindan para alcanzar mi desarrollo profesional, mi esfuerzo y dedicación para superarme día a día es por ellos y para ellos.

Agradezco a Dios, porque su presencia me brinda la fortaleza para seguir adelante

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I: INTRODUCCION	
1.1 Antecedentes	5
1.2 Objetivo	7
1.3 Limitaciones	7
1.4 Justificación	7
1.5 Proceso productivo	9
1.6 Proyectos de mejoras	10
1.6.1 Sustitución de diesel N° 2 por kerosene industrial	10
1.6.2 Uso racional de la energía	11
CAPITULO II: FUNDAMENTOS TECNICOS Y DE INGENIERIA	
2.1 Gas natural. Proceso de combustión	17
2.2 Bases y criterios técnicos	34
2.2.1 Normativa	34
2.2.2 Consideraciones técnicas	36
2.2.3 Pruebas y certificaciones	37
2.3 Equipamiento térmico	38

2.3.1	Generación de vapor de procesos	38
2.3.1.1	Caldera de vapor N° 1	38
2.3.1.2	Caldera de vapor N° 2	39
2.3.1.3	Caldera de vapor N° 3	39
2.3.2	Reactores a fuego directo	40
2.3.2.1	Reactor a fuego directo N° 1	40
2.3.2.2	Reactor a fuego directo N° 2	40
2.3.3	Secador de aire	41
2.3.3.1	Horno secador N° 1	41
2.4	Instalaciones internas. Componentes	41
2.4.1	Estación de regulación y medición	41
2.4.1.1	Filtro de gas	42
2.4.1.2	Reguladores de presión, tipos y selección	43
2.4.1.3	Válvula de interceptación por seguridad (por bloqueo)	44
2.4.1.4	Válvula de seguridad por alivio	45
2.4.1.5	Medidores de caudal	46
2.4.1.6	Corrector de volumen por temperatura y presión	47
2.4.2	Redes internas	47
2.4.2.1	Red interna de distribución principal	47
2.4.2.2	Red interna de distribución secundaria	47
2.4.1.4	Sistemas de combustión	49

CAPITULO III: CALCULO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

3.1	Estudios previos a la conversión	51
3.2	Cobertura de la implementación	51
3.3	Información general del equipamiento	52
3.4	Cálculo del flujo requerido de gas natural	53
3.5	Dimensionado de las tuberías	56
3.6	Redes internas de gas natural	62
3.7	Selección de equipos	63
3.7.1	Estación de regulación de presión y medición	64
3.7.2	Sistema de combustión para las calderas	66
3.7.2.1	Tren de regulación y quemador de las calderas N° 1 y 2	66
3.7.2.2	Tren de regulación y quemador de la caldera N° 3	67
3.7.3	Sistema de combustión para los reactores	68
3.7.4	Sistema de combustión para el horno secador	69
3.8	Especificaciones de los materiales	70

CAPITULO IV: EVALUACION ECONOMICA

4.1	Costos de capital: Equipos e instalaciones	72
4.2	Costos de operación	73
4.2.1	Costo por consumo de combustibles	73
4.2.2	Ahorro económico	74

4.3 Análisis costo beneficio	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFIA	80
ANEXOS	82
PLANOS	90

PROLOGO

El presente informe de reemplazo de combustibles derivados del hidrocarburos por gas natural seco aplicado a los quemadores de las calderas, reactores y secadores de aire, se enfoca en el diseño de una red de tuberías internas para el transporte de gas natural y la selección de los equipos y sistemas de combustión para reemplazar los sistemas de combustión de los equipos que usan petróleo diesel N° 2, petróleo residual 500 y gas licuado de petróleo.

En el primer capítulo se hace una introducción a las perspectivas del gas natural y su influencia en la competitividad de las empresas, se definen los objetivos del proyecto, la descripción del proceso productivo referente al uso de los combustibles como energía térmica, las características de los equipos que se van a reemplazar sus sistemas de combustión y los proyectos de mejora que con respecto al mejor uso de la energía calorífica.

En el segundo capítulo se hace una presentan los fundamentos técnicos y de ingeniería que sustentan el diseño de una red de tuberías internas de gas natural, describiendo las consideraciones y criterios técnicos basados en normas y estándares nacionales e internacionales para un buen diseño de la red.

En el tercer capítulo se presentan los cálculos para el dimensionado de la red de tuberías internas, la selección de equipos a utilizarse y las especificaciones de los materiales para el proyecto.

En el cuarto capítulo se presenta la inversión que demanda el desarrollo y ejecución del proyecto de reemplazo de combustibles derivados de hidrocarburos por gas natural, el cálculo del ahorro que se obtendrá al emplear gas natural como fuente de energía térmica y la evaluación económica del proyecto, con los resultados que demuestran el beneficio de su aplicación.

Finalmente se exponen las conclusiones del informe.

Quiero expresar mi agradecimiento a la empresa que depositó su confianza en mi persona para el desarrollo del presente informe y a mi equipo de trabajo de la empresa por su apoyo constante en el logro de las metas trazadas; también mi agradecimiento sincero al Ingeniero Walter Galarza Soto, asesor de mi informe de suficiencia profesional, por sus consejos y apoyo en desarrollo del presente trabajo.

CAPITULO I

INTRODUCCION

Por años, la utilización de combustibles fósiles se ha convertido en una de las causas principales de la amenaza del cambio climático. El empleo de estos combustibles es responsable de las tres cuartas partes de las emisiones humanas de gases de efecto invernadero y cuya acumulación sigue incrementando su concentración en la atmósfera. Los patrones de utilización de combustibles fósiles ha llevando a nuestro planeta por un camino insostenible que amenaza el clima mundial.

Con la llegada del gas natural de Camisea a Lima y la conexión a la red Gambeta del primer cliente industrial a fines del mes de Julio del año 2004, se da inicio en el Perú a la era de uso industrial del gas natural como una alternativa viable frente a otros combustibles, a partir de este hito trascendental para las industrias del país, el consumo del gas natural ha ido creciendo de forma sostenida en estos últimos años, trayendo consigo una corriente de adaptación tecnológica frente a esta nueva fuente de energía limpia y económica.

Con el GNS se obtendrá una tecnología de combustión limpia, con una mejor eficiencia de transferencia de calor y facilidad de regulación del régimen de la llama en un rango amplio; reducción de costos de mantenimientos preventivos y correctivos; eliminación de los tanques de almacenamiento de combustibles

derivados del petróleo y disposición de los espacios que ocupan estos activos; eliminación de trasegados y control de combustibles líquidos; eliminación de costos de transporte, de mano de obra directa e indirecta para las operaciones de recepción, almacenamiento y gestión de inventarios; eliminación de los gastos financieros por la compra al contado de los combustibles derivados del petróleo para stock y, una actitud responsable con el medio ambiente al contribuir a mitigar el efecto invernadero y la polución por la reducción de emisiones a la atmósfera. El factor económico establecidos por precios y costos del gas natural frente a los combustibles derivados de hidrocarburos, define una opción real para el aprovechamiento de esta tecnología, por lo que es de suma importancia tener los conocimientos y criterios adecuados y convenientes para comparar el uso de los combustibles bajo el marco de una evaluación técnico-económica objetiva y realista.

En el ámbito tecnológico es preciso remarcar que el cambio tecnológico que apunta a mejorar el proceso de combustión con una nueva fuente energética constituye una herramienta fundamental para mejorar el desempeño de los equipos de combustión. Además, este cambio tecnológico trae consigo la innovación organizacional que apunta al logro de calidad total, la mejora de la productividad y el desarrollo e implementación de estrategias competitivas que se transformarán en pasos de acción para la creación de ventajas competitivas sostenibles.

El propósito de este informe de suficiencia profesional es mostrar de manera concisa y ordenada la aplicación de los conocimientos de Ingeniería y los conceptos fundamentales para utilizar en forma segura y eficiente el gas natural como fuente de energía para la generación de vapor y calor en los diferentes procesos de aplicación industrial, bajo el marco legal vigente en nuestro país y sustentado en

normas y estándares internacionales que reglamentan el uso del gas natural en las industrias en el mundo y a la que tenemos acceso gracias a la globalización.

El proyecto integral de reemplazo de combustibles derivados del petróleo por gas natural seco (GNS) en las calderas, reactores y secadores de aire de la planta, consiste en diseñar y construir la red de tuberías internas y, seleccionar el equipamiento para reemplazar los equipos que utilizan petróleo diesel N° 2, petróleo residual 500 y gas licuado de petróleo por gas natural seco en dos calderas pirotubulares de 100 BHP cada una, una caldera pirotubular de 200 BHP, dos quemadores de 200,000 Kcal/Hr para reactores a fuego directo, un quemador del secador de aire de 500,000 Kcal/Hr. y la proyección para el sistema de combustión del nuevo secador de aire de 575,000 Kcal/Hr .

El desarrollo, ejecución y puesta en marcha de este proyecto tendrá una duración de 4 meses con una inversión de **US\$ 197,658.00 dólares americanos**, lo cual nos llevará a obtener un ahorro anual ascendente al monto de **US \$ 285,193.00 dólares americanos** como consecuencia de la reducción de los costos operativos por consumo de combustibles, determinando un retorno de la inversión en un periodo de **ocho meses y medio**.

1.1 ANTECEDENTES

La situación actual de nuestra empresa se presenta como dependiente de los combustibles derivados del petróleo, lo cual nos ha restado competitividad debido al incremento en los precios de los combustibles derivados de hidrocarburos registrados en los años 2008-2009 y las exigencias normativas con respecto a las emisiones al medio ambiente de productos contaminantes

originados por el uso de estos combustibles, lo cual nos obliga a invertir en equipos para el cumplimiento de estas obligaciones.

El factor económico establecido por los precios de los combustibles y los costos energéticos, define las opciones reales para seleccionar la fuente de energía a usar, resultando de gran importancia tener los conocimientos y criterios a utilizar en la evaluación técnico-económica para una buena elección, sin dejar de lado la importancia del factor ecológico. Con la instalación de las redes matrices del gas natural en las zonas industriales, se apertura una nueva opción energética para las industrias que lo requieran.

El deseo de aprovechar los beneficios esta nueva tecnología a favor de la calidad y productividad, nace de la necesidad de mejorar la competitividad de la empresa ante el reto de la globalización; su aplicación en la creación y desarrollo de nuevos procesos y productos con mayor valor agregado hará que se maximicen: el valor de la empresa, la productividad y el retorno de la inversión, logrando de un posicionamiento sólido en el sector en que se desenvuelve. Una estrategia tecnológica como la del cambio al gas natural como fuente energética, nos va a permitir tener una ventaja competitiva para enfrentar con éxito las nuevas exigencias del mercado. El crecimiento sostenido de las empresas y del país depende de la creación eficiente de valor de sus empresas. Es esta creación de valor (producción con valor agregado) nos permitirá ser competitivos en calidad y precios en los ámbitos nacional e internacional.

1.2 OBJETIVO

Este proyecto tiene como objetivo reducir el costo de la utilización de energía para la generación de vapor y calor que utilizan los procesos productivos y la reducción del nivel de emisiones al medio ambiente.

1.3 LIMITACIONES

Se circunscribe a las normativas legales y estándares internacionales que se aplican para la selección de materiales, equipos y accesorios que se utilizan en una instalación industrial de gas natural.

Se explica también el procedimiento y consideraciones a tomar en cuenta para el dimensionado y diseño de la red interna de gas natural y finalmente un cuadro comparativo económico de las ventajas del uso de gas natural.

1.4 JUSTIFICACION

Las exigencias de optimización de costos operativos, calidad de producción y protección ambiental, enmarcados ante el reto de la globalización e internalización de las empresas, plantean la necesidad de buscar alternativas energéticas de menor costo y la aplicación de tecnología adecuada.

Teórica

Se efectuará el estudio y análisis de la situación actual, marco legal, tendencias de crecimiento, innovación tecnológica, investigación y desarrollo de la ingeniería del proyecto.

Metodológica

El presente informe suficiencia profesional se desarrollará de acuerdo al estándar metodológico presentado por la FIM y, al empleo de tablas de ingeniería y fórmulas de cálculos de los libros de la bibliografía y su procesamiento mediante software y programa Microsoft Excel XP versión 2007.

Práctica

Según el objetivo del presente informe de suficiencia profesional, la ejecución del presente informe muestra en forma sencilla, los pasos a seguir para el diseño de una red de tuberías internas de gas natural, exponiendo soluciones concretas a problemas competitividad y productividad mediante el uso de una fuente de energía barata y limpia.

Económica

El uso del gas natural como combustible posee grandes ventajas económicas al compararse con otros combustibles utilizados en el sector industrial, debido a que su costo por unidad energética es menor que los demás combustibles; el reemplazo de combustibles derivados del petróleo por gas natural va a generar un beneficio económico importante en la facturación anual por consumo de combustible y permitirá recuperar la inversión por cambio de fuente energética en un corto periodo de tiempo.

1.5 PROCESO PRODUCTIVO

Para la elaboración de los diferentes productos de nuestra planta, se utiliza la energía calorífica en forma de vapor y como gases de combustión en forma directa, las cuales se obtienen a partir de los siguientes procesos:

- Con el calor generado por la combustión del petróleo residual 500 en las calderas pirotubulares, se genera vapor saturado a 135 psi, el cual se transporta por una red tuberías a los diferentes puntos de consumo de las unidades de producción en la planta.

- La combustión del petróleo diesel N° 2 en los hogares de cada uno de los reactores a fuego directo genera gases de combustión a una temperatura de 350 °C y en la cantidad necesaria para aportar calor al proceso productivo a través de la zona encamisetada en la parte inferior del reactor.

- La combustión del gas licuado de petróleo en la cámara de combustión del horno secador de aire genera gases de combustión que se mezcla con el aire fresco en la cámara de mezcla del horno secador, formando una mezcla aire-gases de combustión a una temperatura de 90 °C y humedad relativa de 30%, la cual circula en contraflujo con el producto que ingresa al horno secador, permite obtener un producto granulado con bajo contenido de humedad.

1.6 PROYECTOS DE MEJORAS

Con la finalidad de mejorar la competitividad y productividad de la empresa, es una constante la búsqueda de fuentes de ahorros o eliminación de desperdicios, en toda la cadena productiva.

Entre los proyectos de mejora en lo que respecta al consumo de combustibles se mencionan los siguientes:

1.6.1 Sustitución de diesel N° 2 por kerosene industrial

Por el alza de precios en el petróleo diesel N° 2, en marzo año 2004, se reemplazó el uso de petróleo diesel N°2 de los quemadores de los reactores a fuego directo por kerosene industrial, este proyecto de mejora permitió obtener un ahorro anual de S/. 26,154.96 nuevos soles. En el cuadro 1.1 se muestra el cálculo del costo de la energía del kerosene y el petróleo diesel N° 2 para el mes de marzo del 2004 y en el cuadro 1.2 se muestra el cálculo del ahorro que se obtiene.

Cuadro 1.1 Costo de la energía del diesel 1 y diesel 2 al 03.2004

CALCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA DEL KEROSENE Y DEL DIESEL N° 2 (año 2004)		
CARACTERISTICA	Kerosene	Diesel Nro. 2
1. Densidad Kg / m ³	810.00	870.00
Densidad Kg/gal	3.0661	3.2932
2. Punto de inflamación °K	316.00	325.00
3. Poder calorífico KJ/kg	43,719.50	41,978.31
Poder calorífico KJ/gal	134,048.36	138,242.97
4. Precio sin IGV (S/. / gal)	3.50	4.27
5. Costo energía (S/. / GJ)	26.11	30.89

Cuadro 1.2 Cálculo del ahorro anual por cambio de combustible

CALCULO DEL AHORRO ANUAL POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE		
Consumo promedio mensual Diesel N° 2 Año 2003	galones	3,300.00
Energía generada por el consumo promedio mensual de diesel N° 2 - Año 2004	GJ	456.20
Costo mensual de la energía generada con diesel N° 2 - Año 2003	\$/.	14,091.00
Costo mensual de la energía generada con kerosene - Año 2003	\$/.	11,911.42
Ahorro mensual obtenido por cambio de combustible	\$/.	2,179.58
Inversión	\$/.	0.00
Ahorro neto mensual	\$/.	2,179.58
Ahorro anual	\$/.	26,154.96

Este proyecto de mejora se mantuvo vigente hasta el mes de noviembre del 2006, en el que ante un mayor costo de la energía con kerosene, se optó por utilizar el petróleo diesel N° 2 para la combustión de los quemadores de los reactores a fuego directo.

1.6.2 Uso racional de la energía

Este proyecto de mejora para reducir el consumo de combustibles en la planta química consta de dos partes:

La primera parte se enfoca a reducir los tiempos de operación de las calderas de vapor durante el día, apagando la caldera de 200 BHP en las etapas de los procesos productivos que no requieren calor y/o reduciendo la presión de generación del vapor de 135 psi a 100 psi

por ser suficiente para los procesos productivos. Con estas acciones se logra reducir el tiempo de operación de la caldera de vapor N° 3 en 3.0 horas/día y la caldera de vapor N° 1 en 1.0 horas/día.

La segunda parte busca reducir el consumo de combustibles mediante el incremento de la eficiencia en la combustión de los quemadores en las calderas, reactores a fuego directo y secadores de aire.

En el siguiente cuadro 1.3 se detallan los datos preliminares para el proyecto¹

Cuadro 1.3 Estadísticas del consumo de combustibles año 2004

DATOS PRELIMINARES PARA EL PROYECTO DE MEJORA:		
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL R-500	12,420.00	gln /mes
COSTO DEL PETROLEO R-500	2.04	\$/ gln
HORAS DE TRABAJO SEMANAL	135.00	Hora /sem
PROMEDIO HORAS DE TRABAJO	585.00	Hora / mes
CONSUMO PROMEDIO HORARIO R-500	21.23	gln / hora
GASTO PROMEDIO HORARIO R-500	43.31	\$/ hora
GASTO PROMEDIO MENSUAL R-500	25,336.80	\$/ mes
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL D-2	3,240.00	gln /mes
COSTO DEL PETROLEO D-2	4.27	\$/ gln
GASTO PROMEDIO MENSUAL D-2	13,834.80	\$/ mes
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL GLP	2,230.00	gln /mes
COSTO DEL PETROLEO GLP	2.76	\$/ gln
GASTO PROMEDIO MENSUAL GLP	6,154.80	\$/ mes
GASTO MENSUAL TOTAL EN COMBUSTIBLES	\$/ 45,326.40	

¹ Estadísticas de la empresa año 2004

A) Cálculo del ahorro por reducción en el tiempo de utilización de las calderas de vapor.

A partir de los datos de consumo nominal de las calderas de vapor 1 y 3 que funcionan en paralelo para abastecer la red de distribución de vapor en la planta, se tiene:

- Consumo nominal de la CV3-1412 = 62.10 gln/Hr
- Consumo nominal de la CV1-1412 = 31.70 gln/Hr

$$\text{Consumo nominal total} = 93.80 \text{ gln/Hr}$$

De las estadísticas de consumo del cuadro 1.3, se tiene que el promedio de consumo de petróleo residual 500 es: 21.23 gln/Hr

Con estos valores calculamos un factor de consumo, que al aplicarlo al consumo nominal de cada caldera se obtiene el consumo de cada

$$\text{➤ Consumo de CV1-1412} = \frac{21.23}{93.80} \times 31.70 = 7.175 \text{ gln/Hr}$$

$$\text{➤ Consumo de CV3-1412} = \frac{21.23}{93.80} \times 62.10 = 14.056 \text{ gln/Hr}$$

Con estos valores calculamos el ahorro obtenido por la reducción de tiempos de operación de las calderas de vapor, siendo:

$$\text{Ahorro en la CV1-1412} = 7.175 \times 2.04 \times 1 = 14.637 \text{ S./día}$$

$$\text{Ahorro en la CV3-1412} = 14.056 \times 2.04 \times 3 = 86.023 \text{ S/./día}$$

$$\text{Total ahorrado en reducción tiempo de operación} = 100.660 \text{ S/./día}$$

$$\text{Ahorro anual por reducción de tiempos operación} = 100.66 \times 6 \times 52$$

$$\text{Ahorro anual por reducción de tiempos operación} = \text{S/ } 31,405.92$$

B) Cálculo del ahorro en combustibles por incremento de la eficiencia de los equipos de combustión.

En esta etapa se identificó que las calderas, reactores a fuego directo y secadores de aire operan con una baja eficiencia de combustión, lo cual se observa en el cuadro 1.4 elaborado a partir de datos reportados de los análisis semestrales de combustión y emisiones que la empresa SGS del Perú ejecuta en la planta química.

Cuadro 1.4 Reportes de los análisis de combustión

Eficiencia de combustión de los quemadores a Gas Natural												
Fecha de medición	EQUIPOS											
	CV1-1412		CV2-1412		CV3-1412		HR1-3138		HR2-3138		HS1-4040	
	Inicio	Final	Inicio	Final	Inicio	Final	Inicio	Final	Inicio	Final	Inicio	Final
17.10.02	60.50%	74.20%	67.60%	78.70%	64.30%	76.50%	69.20%	80.30%	67.60%	76.90%	71.10%	79.30%
17.05.03	67.50%	75.60%	65.60%	74.10%	69.20%	74.20%	71.50%	79.60%	70.50%	80.50%	63.80%	80.30%
02.10.03	67.50%	78.00%	67.30%	76.80%	71.20%	77.80%	73.40%	79.80%	71.70%	81.40%	70.30%	79.50%
05.12.03	70.90%	78.50%	41.50%	72.70%	72.20%	72.50%	72.20%	78.30%	76.90%	82.10%	67.40%	78.70%
11.03.04	69.30%	81.10%	63.60%	78.30%	67.30%	78.90%	67.80%	80.70%	69.30%	80.70%	70.10%	80.10%
17.06.04	71.50%	79.60%	65.80%	76.30%	71.60%	79.20%	63.10%	81.60%	72.20%	79.60%	66.30%	79.70%
Promedio	67.87%	77.83%	61.90%	76.15%	69.30%	76.52%	69.53%	80.05%	71.37%	80.20%	68.17%	79.60%
Max. Prom.	79.30%		77.53%		78.10%		80.60%		81.18%		79.90%	

Fuente: SGS del Perú

Inicio: Mediciones en las condiciones como se encuentra el equipo

Final: Mediciones luego de ajustar las condiciones de operación del equipo

Para ajustar los parámetros de la combustión y alcanzar la mayor eficiencia de la combustión durante la operación de las calderas de vapor, reactores a fuego directo y secador de aire de la planta, se adquirió un equipo analizador de gases de combustión marca BACHARACH, Modelo PCA2, tal como se muestra en la figura N° 1.1.



Figura 1.1 Analizador de gases portátil

Este analizador de gases portátil nos ha permitido operar los equipos de combustión en su punto de mayor eficiencia, logrando significativos ahorros en el consumo de combustibles.

Con los datos de las eficiencias máximas logradas luego del ajuste de los parámetros de la combustión, se calcula el ahorro que se obtiene en esta parte del proyecto, los mismos que se muestran en el cuadro 1.5 de la siguiente página.

Cuadro 1.5 Ahorro por mejora de eficiencia

EQUIPO		Eficiencia	Máx. Eficiencia	Incremento de	Gasto mensual	Ahorro mensual
NOMBRE	CODIGO	actual	alcanzada	eficiencia	combustibles	S/.
Caldera de vapor N° 1	CV1-1412	67.87%	79.30%	0.1442	8,562.65	1,234.55
Caldera de vapor N° 2	CV2-1412	61.90%	77.53%	0.2015	0.00	0.00
Caldera de vapor N° 3	CV3-1412	69.30%	78.10%	0.1127	16,774.15	1,890.05
Reactor a F.D. N° 1	HR1-3138	69.53%	80.60%	0.1373	6,917.40	949.78
Reactor a F.D. N° 2	HR2-3138	71.37%	81.18%	0.1208	6,917.40	835.83
Horno secador N° 1	HS1-4040	68.17%	79.90%	0.1469	6,154.80	903.83

Ahorro mensual por mejora de eficiencia = S/. **5,814.04**

Ahorro anual por mejora de eficiencia = 5814.04 x12 = 69,768.48

Cálculo del ahorro por uso racional de la energía:

31,405.92 +

69,768.48

S/. 101,174.40 -

Inversión en equipo = S/. 17,645.00 (Equipo analizador)

S/. 83,529.40

Ahorro anual neto por uso racional de energía: S/. 83,529.40

Ahorro total anual por mejoras (años 2004 - 2005):

Por sustitución de combustible D-2: 26,154.89 +

Por uso racional de energía: 83,529.40

109,684.29

Ahorro total anual por mejoras: S/. 109,684.29

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TECNICOS Y DE INGENIERIA

2.1 GAS NATURAL. PROCESO DE COMBUSTION

Gas Natural

El Gas Natural proviene de acumulaciones subterráneas producidas por una prolongada descomposición bacteriana de la materia orgánica, se compone de una mezcla de gases y en determinadas condiciones algunos de los gases que lo componen se encuentran en forma líquida.

El gas natural se presenta en los pozos de petróleo conociéndose como gas asociado y también se presenta en yacimientos de gas natural conociéndosele como gas no asociado; caracterizándose en ambos casos por su alto contenido de gas metano en relación a los otros gases que lo componen; siendo mayor el contenido de metano en los pozos de los yacimientos no asociados. Se distribuye a grandes distancias por medio de tuberías (gasoductos). Debido a sus excelentes propiedades de combustión y a su carácter de fluido, el gas natural es muy apreciado como combustible para usos domésticos, comerciales e industriales; desempeñando importantes funciones en la producción de petróleo, es la fuente de la que se derivan

grandes cantidades de hidrocarburos líquidos muy útiles y se utiliza como materia prima en la fabricación de gran variedad de productos.

El gas natural no es tóxico, pero una combustión con defecto de O_2 puede provocar la formación de CO , que es tóxico. Sin embargo, cualquier gas aunque no sea tóxico que se mezcle con el aire, diluyendo su contenido en oxígeno, puede producir trastornos, llegando a la muerte por asfixia. Los síntomas de asfixia incluyen mareo fatiga, náuseas, dolor de cabeza y respiración irregular. El gas que se puede salir por una fuga se diluye con el aire circundante y podrá encenderse en presencia de un punto de ignición si la composición de la mezcla está comprendida dentro de los límites de inflamabilidad.

Como fuente de calor en la industria, el gas natural cubre un amplio campo de aplicación, desplazando al petróleo o al carbón con ventajas económicas y ambientales. El empleo del gas natural para la generación de vapor en calderos está ampliamente difundido en el mundo y la conversión de un caldero a este combustible es bastante simple. La principal ventaja industrial en la utilización del gas natural es su "Eficiencia Térmica" que se puede explicar por el hecho de reemplazarse las tuberías de vapor, que van a un punto de uso determinado, por aparatos individuales que producen calor directamente en el punto de uso y en el momento que se requiera. Se encienden cuando se necesita, lográndose así una economía que es imposible de obtener con una red a vapor que tiene pérdidas de calor en su recorrido. Esta eficiencia térmica permite una mejor regulación de temperaturas e incluso regular temperaturas diferentes para puntos diferentes

con lo cual se contribuye a una mejor calidad del producto y una economía energética que redundará en un menor costo.

Una red de distribución de gas natural en una industria, con dispositivos individuales para producir calor en el punto requerido y a la temperatura requerida, ofrece más ventajas que un sistema de redes a vapor.

En lo referente al uso de la energía en el mundo, el gas natural participa con un 23% en el consumo energético total, siendo la participación de otros combustibles en el consumo energético mundial los siguientes:

1. Petróleo 40%
2. Carbón 27%
3. Gas 23%
4. Nuclear 7%
5. Hidráulica 3%

Propiedades del gas natural de Camisea

Las propiedades del gas natural son particulares dependiendo de cada yacimiento y están relacionados con la composición del mismo. El cuadro N° 2.1 muestra la composición del gas natural procedente del yacimiento de Camisea.

Cuadro 2.1 Composición del gas natural de Camisea

METANO	CH ₄	95.08 %	GAS
ETANO	C ₂ H ₆	2.14 %	GAS
PROPANO	C ₃ H ₈	0.29 %	GAS LICUABLE
BUTANO	C ₄ H ₁₀	0.11 %	GAS LICUABLE
HEXANO	C ₆ H ₁₄	0.01 %	LIQUIDO
NITROGENO	N ₂	1.94 %	GAS
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	0.39 %	GAS

FUENTE: DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS MEM

Temperatura de inflamación e ignición

La temperatura de inflamación es la mínima temperatura en condiciones normales a la cual un combustible comienza a emitir vapores que pueden inflamarse ante una fuente de calor.

La temperatura de ignición conocida también como temperatura de autoignición o autoencendido es la mínima temperatura a la que debe ser calentado un combustible en presencia de aire para que pueda iniciar y mantener una combustión independiente de la fuente de calor. Esta característica de las sustancias limita la temperatura máxima superficial de los equipos eléctricos que pueden entrar en contacto con ella. La temperatura de autoinflamación del gas natural resulta relativamente alta y se explica porque el metano constituye una molécula perfecta que requiere un esfuerzo notable para disociarse antes de reaccionar y desencadenar la ignición, en el cuadro 2.2 se indican los valores para algunos combustibles.

Cuadro 2.2 Temperaturas de inflamación e ignición de combustibles

Combustible	Temperatura de inflamación °K	Temperatura de ignición °K
Kerosene	316	501
Petróleo diesel N° 2	325	530
Petróleo industrial N° 6	338.5	681
Petróleo residual 500	338.5	681
Gas licuado de petróleo (95% propano)	165.5 a 171.6	> 673
Metano ²	111.9	923

FUENTE: REFINERIA LA PAMPILLA - REPSOL

Rango de inflamabilidad

Es la proporción en la cual un gas combustible está mezclado con el oxígeno del medio ambiente para que pueda inflamarse; esta proporción está determinada por una cantidad mínima llamada límite inferior y una cantidad máxima llamada límite superior de inflamabilidad.

Cuadro 2.3 Límites de inflamabilidad de gases combustibles

Combustible	Aire		Oxígeno	
	Límite inferior (%)	Límite superior (%)	Límite inferior (%)	Límite superior (%)
Metano	5.0	15.0	5.0	60.0
Propano	2.37	9.50	2.30	45.00
Hidrógeno	4.00	74.20	4.00	94.00
Gas natural	5.00	15.0		
GLP	1.80	9.50		
Gases de coke	4.50	31.50		

FUENTE: GUIA DE INGENIERIA ECLIPSE-PREMAC, PAG. 3.1

² Manual del Ingeniero mecánico, segunda edición en español, Tabla 10, pag. 9-99

Densidad relativa

La densidad relativa en los combustibles gaseosos es la relación que existe entre la densidad de un gas y la densidad del aire. Si tiene un valor mayor que 1 indicará que el gas es más pesado que el aire y por lo tanto se acumulará en los niveles más bajos. Por el contrario, si un gas presenta una densidad relativa inferior a 1, éste tenderá a desplazarse hacia los niveles más altos o a dispersarse en la atmósfera. En el cuadro 2.4 se muestran algunos valores.

Cuadro 2.4 Densidad relativa de gases combustibles

Combustible	Densidad (Kg/m ³)	Densidad relativa
Acetileno	1.121	0.91
GLP ³	535 a 288 °K	1.5 a 273 °K
Gas Natural	0.737	0.61
Hidrógeno	0.086	0.07

FUENTE: GUIA DE INGENIERIA ECLIPSE-PREMAC, PAG. 3.1

Poder calorífico

Se define como la cantidad de calor que libera la combustión de un combustible. **El poder calorífico superior** se define como la combustión completa de un Kg de combustible cuando éste y el oxígeno se encuentran a 25 °C y los productos de combustión terminan a la misma temperatura; mientras que **el poder calorífico inferior** es igual al poder calorífico superior

³ PUBLICACION DE REFINERIA LA PAMPILLA – REPSOL del 01.06.2007

menos el calor liberado por la condensación del agua en los productos de la combustión.

Cuadro 2.5 Poder calorífico de combustibles

Combustible	Poder calorífico neto	
	Kcal / Kg	KJ /Kg
Kerosene	10,442.22	43,719.50
Petróleo diesel N° 2	10,026.35	41978.31
Petróleo industrial 6	9,831.21	41,161.30
Petróleo industrial 500	9,742.16	40788.50
GLP	12,079.90	50,576.10

FUENTE: REFINERIA LA PAMPILLA - REPSOL

Índice Wobbe

Esta característica da una referencia de la posibilidad de usar distintos gases intercambiables en el mismo quemador sin efectuar ajustes. Son varias las condiciones que deben cumplir los diferentes gases para ser intercambiables. Sin embargo, dependiendo del quemador, las condiciones de intercambiabilidad se reducen a un número pequeño. El índice de Wobbe se define como el cociente entre el poder calorífico y la raíz cuadrada de la densidad relativa; este índice está relacionado con la potencia calorífica que un gas produce en un quemador determinado.

$$w = \frac{\text{Poder Calorífico}}{\sqrt{\delta}}$$

De acuerdo al número de Wobbe, los combustibles gaseosos se agrupan en diferentes familias. La Norma española UNE 60.002 clasifica a los gases combustibles en las siguientes familias:

a) Primera familia:

Índice de Wobbe entre 5.700 a 7.500 Kcal /m³(n). Pertenecen a esta familia el gas manufacturado, el gas de coquería, y el gas de mezcla hidrocarburo-aire de bajo índice de Wobbe.

b) Segunda familia.

Índice de Wobbe comprendido entre 9.680 y 13.850 Kcal/m³(n). Pertenecen a esta familia los gases naturales y las mezclas hidrocarburo-aire de alto índice de Wobbe (aire propanado).

c) Tercera familia

Índice de Wobbe comprendido entre 18.500 y 22.070 Kcal/m³(n)

Pertenecen a esta familia los GLP (gases licuados del petróleo), propano, butano.

Medición del volumen del gas natural

El volumen de un gas varía considerablemente con su temperatura y presión. Pero además, también varían sus condiciones de medición, ya que se puede medir el volumen de un gas seco o saturado con vapor de agua. Las unidades de volumen comúnmente utilizadas son las siguientes:

- **Metro cúbico estándar (sm³):** Medido seco a 15 °C y a una presión de 760 mm de columna de mercurio.
- **Metro cúbico normal (nm³):** Medido seco a 0 °C y a una presión de 760 mm de columna de mercurio.
- **Pie cúbico estándar (SFC):** Medido saturado con vapor de agua a 60 °F y a una presión de 30 pulgadas de columna de mercurio.

Aplicaciones industriales

El gas natural representa para la industria una fuente energética con grandes ventajas sobre otras fuentes, tanto por su bajo costo como por su calidad y limpieza. La utilización del gas natural para el desarrollo de un país involucra no sólo el gas natural en sí, también comprende los líquidos que trae consigo, tales como el gas licuado de petróleo (GLP), el etano y otros como el hexano y la gasolina natural.

El gas natural puede utilizarse como combustible o como insumo para obtener otros productos. Como combustible su uso más generalizado es en centrales térmicas generadoras de electricidad. Otro uso en la industria se da en hornos y calderas de vapor. En nuestro país, la utilización del gas natural en centrales térmicas representa un 50% de su mercado, utilizándose dos tipos de generadores. Uno de los cuales se denomina de ciclo simple y en este caso el gas se quema para producir vapor, el cual impulsa una turbina que es la generadora de electricidad, luego los gases de la turbina escapan a la atmósfera. En la tecnología de generación de electricidad mediante una turbina de ciclo simple la eficiencia es del orden del 35%. En caso de

utilizarse la tecnología del ciclo combinado la eficiencia es de 60%. En ésta, los gases de escape producidos por la combustión se recuperan y retornan a una caldera a vapor que a su vez genera electricidad.

Combustión y termodinámica de los combustibles

La combustión es un conjunto de reacciones de oxidación con desprendimiento de calor, que se producen entre dos elementos: el **combustible**, que puede ser un sólido (Carbón, Madera, etc.), un líquido (Gasóleo, Fuel-Oil, etc.) o un gas (Natural, Propano, etc.) y el **comburente**, Oxígeno. La combustión se caracteriza por ser un proceso de oxidación rápido y con presencia de una llama estable. Para que la combustión tenga lugar han de coexistir los siguientes tres factores:

- Combustible.
- Comburente.
- Energía de activación.

Estos tres factores se representan en el denominado triángulo de combustión y si faltara alguno de los vértices la combustión no puede llevarse a cabo. El comburente universal es el oxígeno, por lo que en la práctica se utiliza el aire como comburente, ya que está compuesto, prácticamente, por 21% Oxígeno (O₂) y 79% Nitrógeno (N₂). La energía de activación es el elemento desencadenante de la reacción de combustión; en los quemadores habitualmente suele obtenerse mediante una chispa eléctrica entre dos electrodos.

La mayoría de los combustibles, al margen de que sean sólidos, líquidos o gaseosos, están compuestos, básicamente, por Carbono (C) e Hidrógeno (H); además de estos componentes principales tienen otros como Azufre (S), Humedad (H₂O), Cenizas, etc. Las reacciones que producen por los componentes fundamentales de los combustibles (C, H) están dadas por:



En la práctica los combustibles pueden definirse de la forma **C_xH_y**, dando lugar a las siguientes reacciones:



Tipos de combustión

El objetivo fundamental de la combustión es la de conseguir la oxidación total del carbono y del hidrógeno para formar el dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O) con lo cual se produce la máxima energía en forma de calor y se minimizan los efectos contaminantes. En función a los productos de la combustión se clasifica en:

➤ **Combustión completa**

Conduce a la **oxidación total** de todos los elementos que constituyen el combustible. En el caso de hidrocarburos:

- Carbono CO₂

- Hidrogeno H₂O
- Azufre SO₂
- Nitrógeno N₂

El Nitrógeno se considera como masa inerte, si bien a las altas temperaturas de los humos pueden formarse óxidos de nitrógeno en pequeñas proporciones (del orden de 0,01%).

➤ **Combustión incompleta**

Los componentes del combustible no se oxidan totalmente por lo que aparecen los denominados **inquemados**, tales como el CO y H₂; otros posibles inquemados son carbono, restos de combustible, etc.

➤ **Combustión estequiométrica**

Es la Combustión Completa realizada con la cantidad estricta de oxígeno; es decir, el aire empleado en la combustión es el mínimo necesario para contener la cantidad de oxígeno correspondiente a la oxidación completa de todos los componentes del combustible. La expresión de esta combustión viene dada por:



En este caso $0,21 \cdot n = x + (y/4)$, siendo el calor generado el correspondiente a la combustión completa. La combustión estequiométrica prácticamente es irrealizable, lo que obliga a operar con excesos de aire con el fin de lograr combustiones completas.

El calor producido en la combustión completa es independiente del exceso de aire, pero el aprovechamiento de este calor es tanto menor cuanto mayor es el exceso de aire con el que se trabaja, ya que una parte del calor de la combustión se utiliza en calentar a los humos y éstos aumentan con el exceso de aire; por todo ello, en la práctica se buscan combustiones completas con los menores excesos de aire posibles; esto se consigue con una adecuada puesta a punto de los elementos que intervienen en la combustión (líneas de combustible, quemadores, calderas y chimeneas) y un correcto mantenimiento.

Para obtener una correcta combustión debe lograrse una buena mezcla del combustible con el aire; en este sentido los combustibles gaseosos presentan mayor facilidad de mezcla que los líquidos y éstos a su vez mayor facilidad que los sólidos; por este motivo pueden obtenerse menores excesos de aire con los combustibles gaseosos.

Combustión con gas natural

El modelo que se utiliza para el análisis de la combustión del gas natural se basa en el metano, por ser el principal componente del mismo y como oxidante el aire. La mayor temperatura que pueden alcanzar los productos de la combustión es la temperatura adiabática de la llama (sin pérdidas de calor hacia el medio), es decir la que se obtiene si todo el calor desarrollado durante el proceso de combustión se utiliza íntegramente para calentar los productos de la misma.

Calor disponible y eficiencia del proceso

Los productos de la combustión poseen una energía térmica de acuerdo a su temperatura, siendo ésta la cantidad de energía que puede ser convertida en energía útil, la cual es mayor cuanto más frío salen los gases producidos en la combustión. El calor que puede obtenerse en una combustión es el correspondiente al Poder Calorífico del combustible (PCI ó PCS), habitualmente referido al PCI. Al realizar la combustión, una parte del calor producido se pierde, asociado a los productos de la combustión; estas pérdidas se pueden agrupar en dos tipos:

- **Pérdidas por inquemados (Q_i)**

Corresponden al poder calorífico de los productos de la combustión que no han sido totalmente oxidados. Únicamente se presentan en el caso de combustiones incompletas, siendo más altas cuanto mayor sea la cantidad de inquemados.

- **Entalpía de los productos de la combustión (Q_{hs})**

Corresponde al calor utilizado en calentar los humos hasta la temperatura a la cual escapan por la chimenea, ya que a partir de ese punto el calor que llevan no se recupera. Estas pérdidas son mayores cuanto más altas sean las temperaturas de humos. También aumentan con el exceso de aire, ya que con el mismo aumenta el volumen de humos que transportan mayor cantidad de calor.

$$\eta_c = \frac{PCI - Q_i - Q_{hs}}{PCI}$$

$$\eta_c = 1 - Q_i/PCI - Q_{hs}/PCI = 1 - q_i - q_{hs}$$

Con el fin de obtener el máximo rendimiento de combustión posible, ésta debe ajustarse de modo que se logre la combustión completa con el menor exceso de aire posible. Además, el gasto de combustible debe ajustarse de modo que se obtengan las temperaturas de humos más bajas posibles, produciendo la potencia necesaria para el servicio

Emisión de gases de combustión e impacto ambiental

A la hora de seleccionar el combustible y de optimizar el proceso de combustión se deben considerar aspectos relacionados con la emisión de agentes polucionantes. Las normas actuales restringen estas emisiones, y de hecho uno de los factores más importantes en el diseño de dispositivos de combustión en la actualidad reside en el control de emisiones contaminantes.

Estas emisiones tienen diversos efectos perniciosos:

- Afectan al equilibrio de la atmósfera terrestre: efecto invernadero, desaparición de la capa de ozono, alteración de la meteorología, etc.
- Afectan a la salud humana
- Afectan a la vida animal y vegetal
- Ensucian y deterioran: edificios, vehículos, etc.

Con relación a los combustibles derivados de hidrocarburos, las principales causas de contaminación son:

➤ **Contaminación debido al carbono**

La combustión completa del carbono produce CO_2 que es el principal contribuyente al efecto invernadero. Este componente es una consecuencia inevitable de la combustión. Si la combustión del carbono no es completa se produce CO , gas tóxico que en concentraciones elevadas puede provocar incluso la muerte, por lo que se debe evitar al máximo.

La mejor forma de reducir el efecto de estos agentes es la de tratar de conseguir combustiones completas que no produzcan CO , y la de obtener los mayores rendimientos de combustión de modo que se consuma el mínimo combustible necesario, produciendo así la menor cantidad de CO_2 ; otra manera es seleccionar combustibles con menor producción de CO_2 para la misma energía, el mejor en este aspecto es el Gas Natural.

➤ **Contaminación debido al azufre**

El azufre está presente en los combustibles en proporciones variables; la oxidación del azufre puede producir SO_3 , este en contacto con el agua de la combustión o de la atmósfera puede dar lugar a ácido sulfúrico (H_2SO_4) condensado que acompaña a las gotas de lluvia, dando lugar a lo que se conoce como "Lluvia ácida". Para combatir este problema debe tratar de utilizarse combustibles con mínima

presencia de azufre; en este sentido la normativa de combustibles fija la cantidad máxima de Azufre que los mismos pueden contener.

Otro efecto pernicioso a tener en cuenta es la posibilidad de condensaciones ácidas en los dispositivos de combustión (calderas, chimeneas) si las temperaturas son suficientemente bajas, esto limita la temperatura de expulsión de los gases de la combustión. A presión atmosférica, las temperaturas de condensación ácida son del orden de 160°C, variando con la composición de los humos.

➤ **Contaminación debido al nitrógeno**

A elevadas temperaturas de la llama, el nitrógeno que forma parte del combustible y el nitrógeno del aire comburente pueden combinarse con el oxígeno para formar NO, este producto en la atmósfera se combina lentamente con el oxígeno del aire para formar NO₂. Entre los diferentes efectos perniciosos de estos óxidos (denominados conjuntamente como NO_x), se pueden citar:

- Destruyen la capa de ozono de forma importante.
- Originan las condensaciones ácidas al combinarse con el agua de la atmósfera, lo cual incrementa la "Lluvia ácida".
- El NO₂ es un gas venenoso.

2.2 BASES Y CRITERIOS TECNICOS

2.2.1 Normativa

El proyecto se desarrolla y ejecuta en el marco de las Normas Legales vigentes y los estándares internacionales siguientes:

- DS N° 042-99-EM Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos.
- DS N° 014-2008-EM Modificación del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos aprobado mediante DS N° 042-99-EM
- NTP 111.010 Gas Natural Seco: Sistemas de tuberías para instalaciones internas industriales.
- ASME B 31.3 Tuberías de refinerías y plantas químicas
- ASME B36.10M Welded and Seamless Wrought steel pipe
- ANSI / AWS A3.0 Welding terms and definitions
- API 5L Line pipe
- API 6D Pipeline valves.
- API 1104 Welding standard
- EN 1776 Natural gas measurements stations.
- EN 12261 Gas turbine meters
- En 12480 Gas rotary displacement meters
- En 12405 Conversion devices used in association with gas meters.
- En 12068 External organic coatings for the corrosion protection of buried or immersed steel pipelines used in conjunction with cathodic protection.

- EN 25817 Arc welding joints in steel-guidance on quality levels for imperfections.
- En 287.1 Approval testing of welders fusion welding.
- En 12186 Gas pressure regulation stations for transmission and distribution
- EN 12732 Welding of steel pipe work
- EN 1418 Approval testing of welding personnel.
- EN 1272 Welding of steel pipe work
- ASTM A53 Standard Specification for pipe, steel, black and hot-dipped, zinc coated welded and seamless.
- ASTM A105 Forging, carbon steel, for piping components.
- ASTM A234/ A234M-07 Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service
- ASTM A216 WCB Válvulas de corte esféricas, válvulas tipo mariposa, reguladores, filtros.
- AISI 316 Empaquetaduras, válvula integral de bloqueo.
- ISO 1027 -1983 Radiographic image quality indicators for non destructive testing-principles and identification.
- ISO 5579 – 1985 Non destructive testing-radiographic examination of metallic materials by X and gamma rays.
- DIN 931 Hexagon head bolts.

2.2.2 Consideraciones técnicas

a) **Velocidad máxima de Gas Natural**

Toda la red de tuberías interna será dimensionada teniendo en cuenta que el gas natural se transportará a una velocidad menor a 30 m/s ⁴ para el máximo flujo requerido a la mínima presión de ingreso en los respectivos tramos.

En el filtro se tendrá una velocidad máxima permisible de 0.3 m/s (en la zona de alta presión). Son admitidas las excepciones siguientes:

- Reguladores, válvulas slam, shut off valve y medidores de acuerdo al fabricante.
- By pass del medidor, máximo 50 m/s

b) **Máximo nivel de ruido**

El ruido permisible para el máximo flujo está limitado a 60 dB (A) a una distancia de 1m.

c) **Red de Tuberías**

Las tuberías serán dimensionadas para conducir el caudal requerido por los equipos de combustión en su máxima demanda. El diseño de la red de tuberías comprende desde la acometida, la ERPMP, la red de tuberías principal y ramales. Así mismo, es

⁴ Artículo 14.2.3 de la Norma técnica peruana N° 111.010, GAS NATURAL SECO. Sistema de tuberías para instalaciones internas industriales, pag. 20

necesario incluir las especificaciones de las tuberías, conexiones, válvulas, accesorios e instrumentos indicadores y de control automático en concordancia a las máximas presiones a las que serán sometidas y las especificaciones constructivas de las obras civiles y metalmecánica. Para el trazado de la ruta de tuberías se tendrá en consideración las distancias de seguridad indicadas en la norma técnica peruana NTP 111.010.2003, Gas Natural seco, sistema de tuberías para instalaciones internas industriales.

2.2.3 Pruebas y certificaciones

Los documentos necesarios para la certificadora son los siguientes:

- Certificado de calificación de soldadores, diseño de uniones soldadas y procedimiento de soldadura ANSI B16.5.
- Certificado de materiales
 - Tubería y conexiones
 - Empaquetaduras
- Especificaciones técnicas de:
 - Válvulas manuales
 - Válvulas automáticas
 - Filtros
 - Instrumento de regulación de presión.
 - Instrumento de medición de Gas Natural.
 - Instrumento corrector de volumen de Gas Natural.
- Elementos de trenes de regulación.
- Especificaciones de seguridad del quemador del equipo.

- Memorias del cálculo de diseño y dimensiones del sistema de tuberías.
- Control de la velocidad de corrosión
 - Protección catódica
 - Recubrimientos epóxicos o uretanos
- Dossier de calidad en la construcción de la red de tuberías, incluyendo reportes de inspecciones de ensayos no destructivos, pruebas de hermeticidad, planos de Lay-Out, planos isométricos, Plot-Plan de la Estación de Regulación de presión y Medición.
- Estudio del análisis de Riesgos de las Instalaciones.
- Procedimiento de operación en el uso del Gas Natural.
- Plan de contingencias para emergencias ante fugas con fuego o sin fuego, indicando el diagrama de flujo de comunicaciones de la organización, donde debe estar presente personal de Cálidda.
- Plan de mantenimiento preventivo de las instalaciones.

2.3 EQUIPAMIENTO TERMICO

Los equipos térmicos con los que actualmente cuenta nuestra planta se caracterizan por utilizar sistemas de combustión de combustibles derivados de hidrocarburos, siendo estos los siguientes:

2.3.1 Generación de vapor de procesos

2.3.1.1 Caldera de vapor N° 1

Marca: Power Master / Fabrimet

Tipo: Horizontal de 03 pasos

N° de serie: 7110051

Año de fabricación: 1975

Combustible: Petróleo Bunker # 5

Presión máxima de trabajo: 1.0341 Mpa (150 psi)

Presión de trabajo: 0.8716 MPa (125 psi)

Potencia: 3.5317 GJ/Hr (100 BHP)

Superficie de calentamiento: 46.45 m² (500 pies²)

Vapor generado: 1,566.3 Kg/Hr (3,450 lb/Hr)

2.3.1.2 Caldera de vapor N° 2

Marca: Power Master / Fabrimet

Tipo: Horizontal de 03 pasos

N° de serie: 7110077

Año de fabricación: 1975

Combustible: Petróleo Bunker # 5

Presión máxima de trabajo: 1.0341 MPa (150 psi)

Presión de trabajo: 0.8716 MPa (125 psi)

Potencia: 3.5317 GJ/Hr (100 BHP)

Superficie de calentamiento: 46.45 m² (500 pies²)

Vapor generado: 1,566.3 Kg/Hr (3,450 lb/Hr)

2.3.1.3 Caldera de vapor N° 3

Marca: Distral

Tipo: Horizontal de 03 pasos

N° de serie: A-1175

Año de fabricación: 1981

Combustible: Petróleo Bunker # 5

Presión máxima de trabajo: 1.0341 MPa (150 psi)

Presión de trabajo: 0.8716 MPa (125 psi)

Potencia: 7.0634 GJ/Hr (200 BHP)

Superficie de calentamiento: 97.269 m² (1,047 pies²)

Vapor generado: 3,178 Kg/Hr (7,000 lb/Hr)

2.3.2 Reactores a fuego directo

2.3.2.1 Reactor a fuego directo N° 1

Marca: Apin

Capacidad volumétrica neta: 3.028 m³ (800 galones)

Máxima presión de trabajo: 551.52 KPa (80 psi)

Presión de trabajo: 34.47 KPa (5 psi)

Potencia: 837,360 KJ/Hr (200,000 Kcal / Hr)

Año de fabricación: 1982

Combustible: Petróleo diesel 2

Superficie de calentamiento: 2.708 m²

2.3.2.2 Reactor a fuego directo N° 2

Marca: Apin

Capacidad volumétrica neta: 3.028 m³ (800 galones)

Máxima presión de trabajo: 551.52 KPa (80 psi)

Presión de trabajo: 34.47 KPa (5 psi)

Potencia: 837,360 KJ/Hr (200,000 Kcal / Hr)

Año de fabricación: 1985

Combustible: Petróleo diesel 2

Superficie de calentamiento: 2.708 m²

2.3.3 Secador de aire

2.3.3.1 Horno secador N° 1

Marca: Apin

Tipo: Vertical

N° de serie: EA-2105

Año de fabricación: 1993

Combustible: Gas licuado de petróleo

Máximo flujo de aire: 18,000 m³/Hr

Altura de descarga del ventilador: 300 mm H₂O

Temperatura de trabajo: 110 °C

Potencia del quemador: 2'093,40 KJ/Hr (500,000 Kcal/ Hr)

Capacidad de secado: 1,500 Kg/Hr

2.4 INSTALACIONES INTERNAS. COMPONENTES

Un sistema de red interna de gas natural consta de los siguientes elementos:

2.4.1 Estación de regulación de presión y medición primaria

Se denomina estación de regulación de presión y medición primaria, al conjunto de elementos (válvulas, filtros, medidor, regulador, etc.) que tienen por finalidad reducir y mantener a un valor constante la

presión del gas a la salida de la misma. Asimismo, controla y mide el volumen de gas que se suministra a la industria que lo utiliza.

La sección de regulación comprende dos líneas idénticas con válvulas de bola de aislamiento en la entrada y salida, filtros con manómetros protegidas contra el medio ambiente, válvulas de exceso de presión primaria y secundaria y regulación. En caso que falle el regulador activo, las dos válvulas de sobrepresión actúan cerrando la línea que ha fallado. Entonces, la línea de regulación de reserva actúa suministrando gas al cliente. Así, cada línea de regulación puede ser utilizada para suministrar gas en forma independiente a la planta mientras la otra línea puede estar cerrada por mantenimiento o falla.

Los componentes principales de una estación de regulación y medición en orden de instalación son las siguientes:

- Filtro de gas
- Válvula de seguridad de alta presión
- Válvula de seguridad de baja presión
- Regulador de presión
- Medidor de flujo
- Corrector de volumen

2.4.1.1 Filtro de gas

Tiene por objeto retener las partículas de impurezas arrastradas por el gas en su circulación, evitando así el depósito de cualquier impureza en los asientos del regulador, medidor y válvulas. El filtro posee un cartucho filtrante de fibra sintética para retener partículas

mayores a 5 micras, asimismo posee una válvula de purga para poder evacuar al exterior las impurezas que se hayan acumulado en el fondo del mismo.

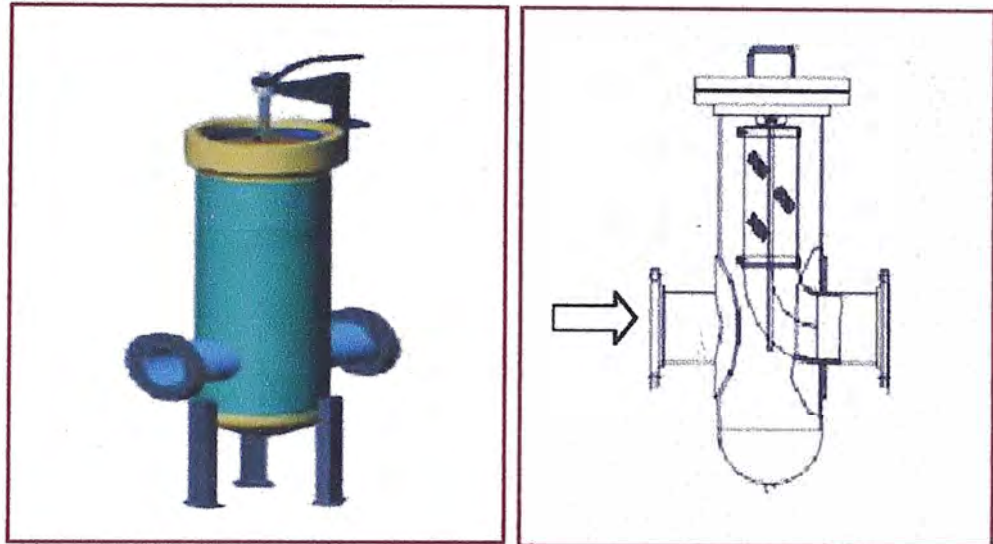


Figura 2.1 Filtro para gas natural

2.4.1.2 Reguladores de presión, tipos y selección

Tiene por finalidad reducir la presión de entrada del gas a una presión predeterminada de salida de la estación de regulación y medición. Dicha presión es constante independientemente de las variaciones que puede tener la presión y el consumo en la entrada dentro de los límites definidos. El tipo de regulador seleccionado será pilotado, el cual cuenta con un piloto de desplazamiento móvil que a través de una serie de elementos mecánicos regula el desequilibrio causado por disminución o aumento en la presión de entrada, tal como se muestra en la figura 2.2

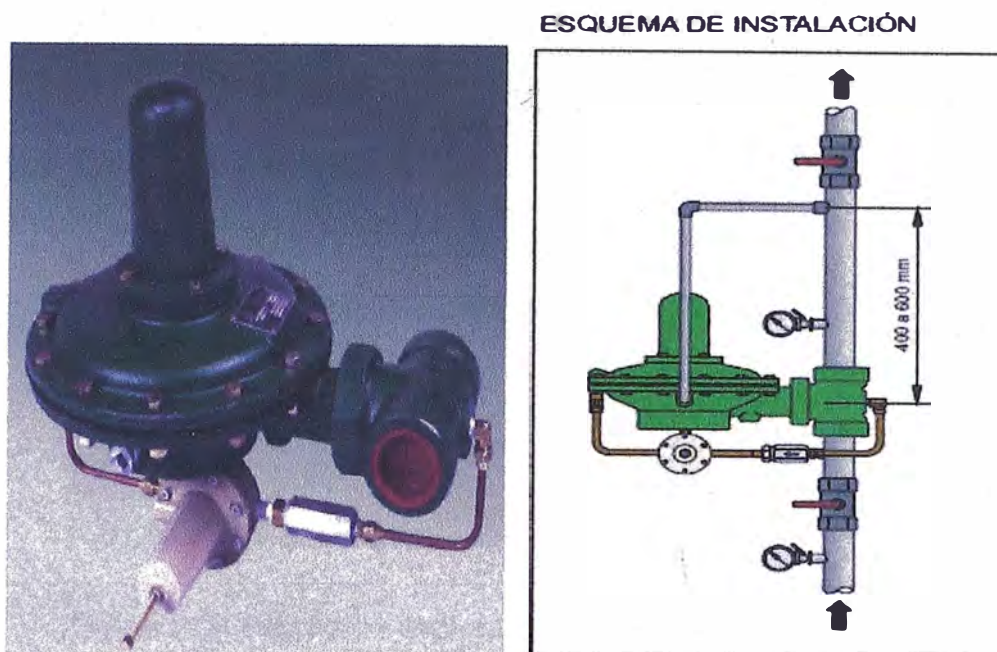


Figura 2.2 Regulador de presión

2.4.1.3 Válvula de interceptación de seguridad (por bloqueo)

Está compuesta por una válvula de seguridad por alta presión y una válvula de seguridad por baja presión, figuras 2.3 y 2.4.

Válvula de seguridad de alta presión: Tiene por función interceptar automáticamente el paso del gas cuando la presión de salida del regulador alcanza su valor máximo de presión.

Válvula de seguridad de baja presión: Su función es interceptar automáticamente el paso del gas cuando la presión de salida del regulador alcanza su valor mínimo de presión.

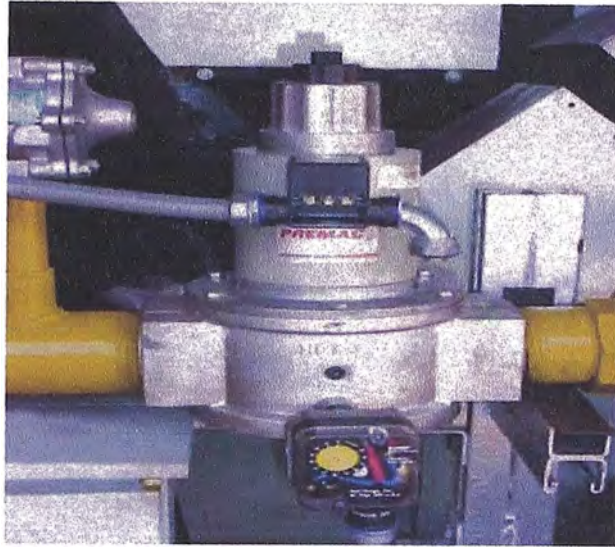


Figura 2.3 Válvula de seguridad por bloqueo

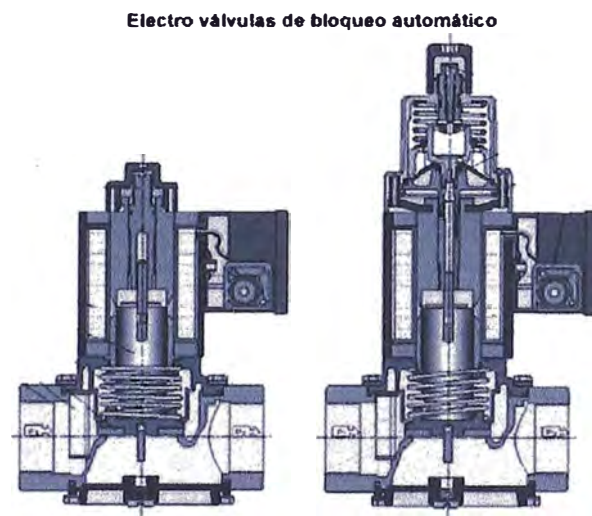


Figura 2.4 Esquema de corte de una válvula de seguridad por Bloqueo

2.4.1.4 Válvula de seguridad por alivio

Esta válvula evacua un porcentaje de caudal nominal de la estación de regulación y medición cuando por estanquidad deficiente de la válvula de seguridad ocurre una sobrepresión a la salida del

regulador. El tipo de válvula seleccionada es de membrana con resorte antagonista.

2.4.1.5 Medidores de caudal

Su función es medir el gas consumido por el usuario. El medidor que seleccionado es de tipo turbina, el cual está constituido por un tramo recto de tubería en cuyo interior está colocada una hélice o turbina; la velocidad de la hélice o turbina es proporcional a la velocidad de circulación del mismo (sección constante) y por lo tanto lo es al volumen del gas que circula. El movimiento de rotación de la turbina se transmite a un eje vertical que por arrastre magnético se comunica a un tren desmultiplicador sobre un totalizador que integra el volumen de gas, figura 2.5

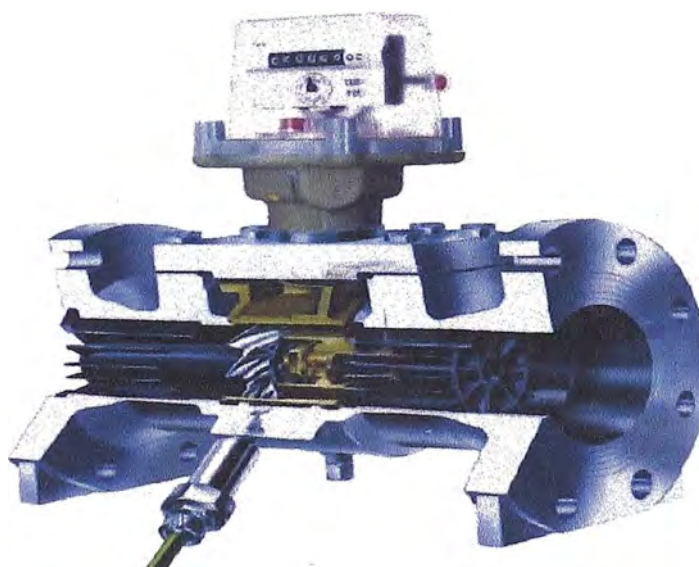


Figura 2.5 Medidor de caudal tipo turbina

2.4.1.6 Corrector de volumen por temperatura y presión

Este instrumento se utiliza para recoger la información del medidor de flujo, medir la presión y temperatura y expresar la cantidad de gas en m³ que ha pasado a condiciones de 1 bar de presión y 0 °C; obteniéndose de esta forma una medición de gas regulada a condiciones normales.

2.4.2 Redes internas

Las instalaciones internas de gas natural contempla la instalación de toda la red de tuberías que alimentan de gas natural desde la estación de regulación de presión y medición primaria (ERPMP) hasta cada una de las válvulas principales de los sistemas de combustión de cada equipo, los trenes de regulación y los equipos de combustión.

2.4.2.1 Red interna de distribución principal

Es el sistema de tuberías que transporta el gas natural desde la ERPMP hasta las válvulas de cierre de cada uno de los ramales que abastecen de gas natural a cada tren de regulación secundaria del equipo de combustión. Para el diseño de la red interna de distribución principal se tiene en cuenta lo siguiente:

- Luego de la ERPMP se instalará una válvula de corte general a toda la red de la planta, así como válvulas de sectorización y válvulas de corte para aislar cada uno de los equipos de

combustión. Estas válvulas son necesarias para: aislar el sistema de gas natural por seguridad en casos de fuga de gas con o sin fuego, en casos de mantenimiento o en casos donde amerite el cierre de las mismas.

- El dimensionado de la red tomará en cuenta las capacidades de consumo y la ubicación de los diferentes equipos de combustión, previendo las ampliaciones futuras y considerando las limitaciones por pérdida de carga y velocidad.
- La presión máxima a la que pueda estar sometida la red ante defectos de funcionamiento de las válvulas de regulación y la acción de los sistemas de protección previstos en la estación de regulación y medición.
- Los tramos de la red interna comprendidos entre dos etapas de regulación se calcularán teniendo en cuenta que la máxima caída de presión permisible es del 50% de la presión regulada al comienzo de dichos tramos⁵.

⁵ Artículo 14.2.2.2 Norma técnica peruana N° 111.010, GAS NATURAL SECO. Sistema de tuberías para instalaciones internas industriales, pag. 19

2.4.2.2 Redes internas de distribución secundaria

Están constituidas por los ramales de tuberías que suministran de gas natural a cada uno de los trenes de regulación secundaria a partir de la red interna de distribución principal, se considera a partir de la válvula de corte de cada ramal antes del tren de regulación secundaria, hasta la conexión del quemador. Para su dimensionado se aplican los mismos criterios que se aplican en el dimensionado de la red principal.

2.4.2.3 Sistemas de combustión

Es el conjunto formado por el tren de regulación secundaria y el quemador. El tren de regulación secundaria se encarga de suministrar de gas natural a quemador, reduciendo la presión de la red principal interna a la presión de operación del quemador.

El propósito del quemador (figura 2.6), es transformar la energía contenida en el combustible en calor útil para que pueda ser aprovechado; para lograr dicho objetivo se requiere tener presente ciertos aspectos como el diseño de la cámara de combustión, el elemento a ser calentado y la forma y dimensiones de los ductos para evacuar los productos de la combustión.

En general un quemador debe tener las siguientes características:

- Ser controlable sobre un amplio rango sin presentar interrupciones.

- Proveer un calor uniforme sobre el área a calentar.
- Facilitar la total reacción del combustible
- No permitir que se presente retroflama ni desprendimiento de llama.



Figura 2.6 Quemador a gas natural

CAPITULO III

CALCULO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

3.1 ESTUDIOS PREVIOS A LA CONVERSION

Por razones de disponibilidad, precio, normas ambientales y seguridad, pueden presentarse una serie de inconvenientes en la sustitución de un combustible por otro, por lo que es necesario tener en cuenta que dicho cambio no afecte al proceso de combustión en lo referente a calidad, eficiencia y costo. Además, es necesario contar con información relevante de las adquisiciones futuras de equipos de combustión, para determinar el máximo caudal de gas natural que requiere la planta.

3.2 COBERTURA DE LA IMPLEMENTACION

El desarrollo y ejecución del proyecto abarca lo siguiente:

- Evaluación de los equipos de combustión de la planta y determinación del consumo total de gas natural.
- Plano de ubicación de los equipos a ser convertidos a gas natural.
- Trazo y diseño de la red de tuberías internas.
- Selección de la estación de regulación y medición.
- Selección de los trenes de regulación secundarios.
- Selección de los equipos de combustión.

3.3 INFORMACION GENERAL DEL EQUIPAMIENTO

En el cuadro N° 3.1, se detallan los equipos de la planta, a los cuales se les va a reemplazar los sistemas de combustión utilizados con combustibles derivados de hidrocarburos por sistemas de combustión a gas natural.

Cuadro 3.1 Equipos de combustión a convertir a gas natural

CODIGO DEL EQUIPO	DESCRIPCION del EQUIPO	CONSUMO DE COMBUSTIBLE ACTUAL (gal / Hr)
CV1-1412	Caldera de vapor N° 1 Marca: Power Master Modelo: 3H Potencia: 100 BHP 125 PSI Combustible: Petróleo Residual 500 Año de fabricación: 1975	31.85
CV2-1412	Caldera de vapor N° 2 Marca: Power Master Modelo: 3H Potencia: 100 BHP 125 PSI Combustible: Petróleo Residual 500 Año de fabricación: 1978	31.70
CV3-1412	Caldera de vapor N° 3 Marca: Distral Modelo: 3HA Potencia: 200 BHP 125 PSI Combustible: Petróleo Residual 500 Año de fabricación: 1987	62.10
HR1-3138	Reactor a fuego directo N° 1 Marca: Apin Modelo: Potencia: 200,000 Kcal / Hr Combustible: Petróleo diesel N° 2 Año de fabricación: 1982	9.00
HR2-3138	Reactor a fuego directo N° 2 Marca: Apin Modelo: Potencia: 200,000 Kcal / Hr Combustible: Petróleo diesel N° 2 Año de fabricación: 1982	9.00
HS1-4040	Horno secador N° 1 Marca: Apin Modelo: Potencia: 500,000 Kcal / Hr Combustible: Gas licuado de petróleo Año de fabricación: 1993	30.00

A partir de los datos del cuadro anterior, se calcula la cantidad de gas natural equivalente que requerirá cada uno de los sistemas de combustión a plena carga.

3.4 CALCULO DEL FLUJO REQUERIDO DE GAS NATURAL

A partir del caudal de combustible derivado de hidrocarburos que consume cada uno de los equipos a plena carga y conociendo el valor del poder calorífico de dicho combustible, se calcula la potencia energética a plena carga que demanda cada unidad generadora de calor; con este valor se calcula el caudal de gas natural máximo que requiere cada uno de los sistemas de combustión para aportar la misma potencia energética a plena carga.

A continuación se detalla el cálculo del máximo caudal de gas natural que requiere la Caldera de vapor N° 1 (CV1-1412)

Consumo de combustible a plena carga = 31.85 gal / Hr

Poder calorífico del petróleo residual 500 = 0.151309 GJ / gal

Potencia aportada por el combustible = Consumo x poder calorífico

Potencia aportada por el combustible = 31.85 x 0.151309 GJ / Hr

Potencia aportada por el combustible = 4.8192 GJ⁶ / Hr

Teniendo en cuenta que 27.014 metros cúbicos de gas natural a condiciones estándar (sm³) aporta 1 GJ se tiene:

Caudal de GN para la CV1 = 4.8192 GJ / Hr X 27.014 sm³ / GJ

Caudal de GN para la CV1 = 130.1868 sm³ / Hr

De igual forma se procede para cada uno de los equipos de combustión y se determina el requerimiento de gas natural a máxima carga para cada uno de ellos, la misma que se muestra en el cuadro N° 3.2; donde se incluye el consumo del equipo que se proyecta adquirir, en este caso el horno secador tipo spray dry, cuyo siglado correspondería al HS2-4040.

Luego, sumando el requerimiento de gas natural de cada equipo y la cantidad de gas natural para el equipo proyectado, se obtiene el máximo caudal que requiere el sistema de tuberías internas, para este proyecto se ha obtenido un caudal máximo requerido de 750.5330 sm³/Hr.

⁶ GJ gigajoule

Cuadro 3.2 Cálculo del consumo de gas natural para los equipos de combustión a plena carga

CODIGO DEL EQUIPO	DESCRIPCION	POTENCIA DEL EQUIPO GJ / Hr	CONSUMO DE COMBUSTIBLE ACTUAL (gal / Hr)	PODER CALORIFICO DEL COMBUSTIBLE UTILIZADO GJ / gal	POTENCIA APORTADA POR EL COMBUSTIBLE (GJ/ Hr)	EFICIENCIA DE COMBUSTION	CANTIDAD EQUIVALENTE DE GAS NATURAL (sm ³ / Hr)
CV1-1412	Caldera de vapor N° 1 Marca: Power Master Modelo: 3H Potencia: 100 BHP 125 PSI Combustible: Petróleo Residual 500 Año de fabricación: 1975	3.5317	31.85	0.151309	4.8192	0.7328	130.1868
CV2-1412	Caldera de vapor N° 2 Marca: Power Master Modelo: 3H Potencia: 100 BHP 125 PSI Combustible: Petróleo Residual 500 Año de fabricación: 1978	3.5317	31.70	0.151309	4.7965	0.7363	129.5737
CV3-1412	Caldera de vapor N° 3 Marca: Distral Modelo: 3HA Potencia: 200 BHP 125 PSI Combustible: Petróleo Residual 500 Año de fabricación: 1987	7.0634	62.10	0.151309	9.3963	0.7517	253.8337
HR1-3138	Reactor a fuego directo N° 1 Marca: Apin Modelo: Potencia: 200,000 Kcal / Hr Combustible: Petróleo diesel N° 2 Año de fabricación: 1982	0.8374	9.00	0.138243	1.2442	0.6731	33.6107
HR2-3138	Reactor a fuego directo N° 2 Marca: Apin Modelo: Potencia: 200,000 Kcal / Hr Combustible: Petróleo diesel N° 2 Año de fabricación: 1982	0.8374	9.00	0.138243	1.2442	0.6731	33.6107
HS1-4040	Horno secador N° 1 Marca: Apin Modelo: Potencia: 500,000 Kcal / Hr Combustible: Gas licuado de petróleo Año de fabricación: 1993	2.0934	30.00	0.102423	3.0727	0.6813	83.0060
HS2-4040	Horno secador N° 2 (Proyectado) Marca: Rubcar - Borghi Tipo: Spray Dry Potencia: 575,000 Kcal / Hr Combustible: Gas natural / GLP Año de fabricación: 2010	2.4074				0.7500	86.7113

FUENTE: Elaboración propia

Máximo Caudal de GN requerido sm³ / Hr = 750.5330

3.5 DIMENSIONADO DE LAS TUBERIAS

Para dimensionar las tuberías se utilizan las formulas siguientes:

- **Formula de Renouard** simplificada para presiones en el rango de 0 - 400 KPa ó 0 - 4 Bar y para $Q/D < 150$

$$P_A^2 - P_B^2 = \frac{48600 \cdot S \cdot L \cdot Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

Donde:

- P_A y P_B : Presiones absolutas en los extremos, en Kg/cm^2 .
 - S: Densidad relativa del gas.
 - L: Longitud del tramo en Km. Incluyendo la longitud equivalente de los accesorios que la componen.
 - Q: Caudal en m^3/h a condiciones normales
 - D: Diámetro en mm.
- Para el cálculo de velocidad se utiliza la formula siguiente:

$$v = \frac{365.35 Q}{D^2 \cdot P}$$

Donde:

- Q = Caudal en $\text{m}^3/\text{Hr.}$ a condiciones normales
- P = Presión de cálculo en kg/cm^2 absoluta.
- D = Diámetro interior de la tubería en mm.
- v = Velocidad en m/s

En el cuadro N° 3.3 se indican los tramos y accesorios que componen la red de tuberías interna de distribución de gas natural⁷.

Cuadro 3.3 Longitud de tramos de la red de tuberías y accesorios

TRAMO	CAUDAL	LONG. REAL	ACCESORIOS
	sm ³ / Hr	m	
A-B	750.522	195.88	06 Codos SCH-40 x 90° 01 Tee SCH-40 01 Válvula de bola
B-C	67.221	29.01	01 Reducción SCH-40 04 Codos SCH-40 x 90° 01 Tee SCH-40 01 Válvula de bola
B-D	683.301	31.75	03 Codos SCH-40 x 90° 01 Tee SCH-40
D-E	600.295	6.69	01 Tee SCH-40
E-F	346.461	5.53	01 Codos SCH-40 x 90° 01 Tee SCH-40
F-G	216.887	3.05	01 Codos SCH-40 x 90° 01 Tee SCH-40
G-H	86.701	45.58	01 Reducción SCH-40 09 Codos SCH-40 x 90° 01 Válvula de bola
C-C1	33.611	1.24	01 Reducción SCH-40 01 Válvula de bola
C-C2	33.611	2.38	01 Reducción SCH-40 03 Codos SCH-40 x 90° 01 Válvula de bola
D-D1	83.006	3.23	01 Reducción SCH-40 01 Codos SCH-40 x 90° 01 Válvula de bola
E-E1	253.834	4.36	01 Reducción SCH-40 01 Codos SCH-40 x 90° 01 Válvula de bola
F-F1	129.574	3.16	01 Reducción SCH-40 02 Codos SCH-40 x 90° 01 Válvula de bola
G-G1	130.187	2.40	01 Reducción SCH-40 01 Codos SCH-40 x 90° 01 Válvula de bola

⁷ Valores correspondientes al plano isométrico de la red interna de distribución de gas natural que se incluye en el anexo del presente informe.

Dimensionado del tramo A-B:

A partir de la fórmula⁸: $C = s \cdot v \cdot P / P_0$

Donde: C = caudal (m³/Hr)

S = área de sección del tubo (m²)

V = velocidad del gas (m/Hr)

P = Presión absoluta del gas (Kg/cm²)

P₀ = Presión atmosférica = 1.033 Kg/cm²

Asumiendo: v = 25 m/s (menor a 30 m/s según NTP), se tiene:

$$d = 3.82 \sqrt{\frac{C}{P}}$$

Reemplazando valores de C = 750.522 m³/Hr y teniendo en cuenta que la red interna trabajará a una presión de 2 bar.

$$d = 3.822 \sqrt{\frac{750.522}{2 \times 1.01971 + 1.033}}$$

$$d = 59.74 \text{ mm}$$

De tablas⁹, se selecciona tubo de 2 ½" de diámetro (62.71 mm Ø)

⁸ Quadri, Néstor P; Instalaciones de gas; 5ta edición; librería y editorial Alsina; Buenos Aires; página 172.

⁹ Eclipse-Premac; Guía de Ingeniería; pag. 91.

Conocido el valor de la tubería en el tramo A-B, se calcula la longitud equivalente de accesorios que tiene dicho tramo.

6	Codo de 2 1/2" x 90°	=	6 x 1.88 =	11.28
1	Tee de 2 1/2"	=	1 x 3.75 =	3.75
1	Válvula de bola de 2 1/2"	=	1 x 1.88 =	<u>1.88</u>
Longitud equivalente por accesorios del tramo A-B =				16.91 m

La longitud total $A-B = 195.88 + 16.91 = 212.79$ m

Cálculo de la caída de presión para el tramo A-B:

$$P_A^2 - P_B^2 = \frac{48600 \cdot S.L. \cdot Q^{1.82}}{D^{4.82}}$$

Reemplazando valores, se tiene:

$$(2 \times 1.01972 + 1.033)^2 - P_B = 48,600 \times 0.65 \times 0.21279 \times \frac{750.522^{1.82}}{62.71^{4.82}}$$

$$P_B = 2.63484 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (absoluta)}$$

$$P_B = 1.602 \text{ Kg/cm}^2 = 1.5708 \text{ bar}$$

Cálculo de la velocidad en el tramo A-B:

$$v = 365.35 \times \frac{Q}{D^2 \times p}$$

$$v = 365.35 \times \frac{750.22}{62.71^2 (2 \times 1.01972 + 1.033)}$$

$$v = 22.69 \text{ m/s}$$

Con la hoja de cálculo Excel se dimensionan todos los tramos de la red, resultados que se muestran en los cuadros N° 3.4 y 3.5 siguientes.

Cuadro 3.4 Dimensionado de la red de distribución interna

TRAMO	CAUDAL sm ³ / Hr	LONG. REAL m	DIAMETRO de TUBERIA CALCULADO mm.	DIAMETRO de TUBERIA SELECCIONADO pulg.	ACCESORIOS	LONG. EQUIVALENTE POR ACCESORIOS		LONG. TOTAL m
						Unitario	Total	
						m	m	
A-B	750.522	195.88	59.74	2 ½" Ø	06 Codos SCH-40 de 2.5" Ø x 90° 01 Tee SCH-40 de 2.5" Ø 01 Válvula de bola de 2.5" Ø	1.88 3.75 1.88	16.91	212.79
B-C	67.221	29.01	17.88	1" Ø	01 Reducción SCH-40 de 2.5" Ø a 1" Ø 04 Codos SCH-40 de 1" Ø x 90° 01 Tee SCH-40 de 1" Ø 01 Válvula de bola de 1" Ø	0.25 0.80 1.60 0.80	5.85	34.86
B-D	683.301	31.75	57.00	2 ½" Ø	03 Codos SCH-40 de 2.5" Ø x 90° Tee SCH-40 de 2.5" Ø	1.88 3.75	9.39	41.14
D-E	600.295	6.69	53.42	2 ½" Ø	01 Tee SCH-40 de 2.5" Ø	3.75	3.75	10.44
E-F	346.461	5.53	40.59	2 ½" Ø	01 Codos SCH-40 de 2.5" Ø x 90° Tee SCH-40 de 2.5" Ø	1.88 3.75	5.63	11.16
F-G	216.887	3.05	32.11	1 ½" Ø	01 Codos SCH-40 de 1.5" Ø x 90° Tee SCH-40 de 1.5" Ø	1.23 2.45	3.68	6.73
G-H	86.701	45.58	20.30	1" Ø	01 Reducción SCH-40 de 1.5" Ø a 1" Ø 09 Codos SCH-40 de 1" Ø x 90° 01 Válvula de bola de 1" Ø	0.25 0.80 0.80	8.25	53.83
C-C1	33.611	1.24	12.64	¾" Ø	01 Reducción SCH-40 de 1" Ø a ¾" Ø 01 Válvula de bola de ¾" Ø	0.19 0.63	0.82	2.06
C-C2	33.611	2.38	12.64	¾" Ø	01 Reducción SCH-40 de 1" Ø a ¾" Ø 03 Codos SCH-40 de ¾" Ø x 90° Válvula de bola de ¾" Ø	0.19 0.63 0.63	2.71	5.09
D-D1	83.006	3.23	19.87	1" Ø	01 Reducción SCH-40 de 2.5" Ø a 1" Ø 01 Codos SCH-40 de 1" Ø x 90° Válvula de bola de 1" Ø	0.25 0.80 0.80	1.85	5.08
E-E1	253.834	4.36	34.74	1 ½" Ø	01 Reducción SCH-40 de 2.5" Ø a 1.5" Ø 01 Codos SCH-40 de 1.5" Ø x 90° Válvula de bola de 1.5" Ø	0.38 1.23 1.23	2.84	7.20
F-F1	129.574	3.16	24.82	1" Ø	01 Reducción SCH-40 de 2.5" Ø a 1" Ø 02 Codos SCH-40 de 1" Ø x 90° Válvula de bola de 1" Ø	0.25 0.80 0.80	2.65	5.81
G-G1	130.187	2.40	24.88	1" Ø	01 Reducción SCH-40 de 1.5" Ø a 1" Ø 01 Codos SCH-40 de 1" Ø x 90° Válvula de bola de 1" Ø	0.25 0.80 0.80	1.85	4.25

Cuadro 3.5 Cálculo de la velocidad y caída de presión en la red de tuberías de distribución interna

TRAMO	CAUDAL	LONGITUD		PRESIONES (man)		P ₁ - P ₂	DIAMETRO			VELOCIDAD	OBSERVACIONES	UNION
		REAL	CALCULADO	P ₁	P ₂		CALCULADO	SELECCIONADO				
	sm ³ / Hr	m	m	bar	bar	bar	mm.	NOMINAL pulg.	INTERIOR mm.	m/seg.		
A-B	750.522	195.88	212.79	2.0000	1.5709	0.43	59.74	2 ½" Ø	62.71	22.69	TUBO DE ACERO	SOLDADO
B-C	67.221	29.01	34.86	1.5709	1.5118	0.06	17.88	1" Ø	26.64	13.13	TUBO DE ACERO	SOLDADO
B-D	683.301	31.75	41.14	1.5118	1.4330	0.08	57.00	2 ½" Ø	62.71	24.66	TUBO DE ACERO	SOLDADO
D-E	600.295	6.69	10.44	1.4330	1.4169	0.02	53.42	2 ½" Ø	62.71	22.36	TUBO DE ACERO	SOLDADO
E-F	346.461	5.53	11.16	1.4169	1.4106	0.01	40.59	2 ½" Ø	62.71	12.99	TUBO DE ACERO	SOLDADO
F-G	216.887	3.05	6.73	1.4106	1.3977	0.01	32.11	1 ½" Ø	40.89	19.18	TUBO DE ACERO	SOLDADO
G-H	86.701	45.58	53.83	1.3977	1.2388	0.16	20.30	1" Ø	26.64	18.16	TUBO DE ACERO	SOLDADO
C-C1	33.611	1.24	2.06	1.5118	1.5086	0.00	12.64	¾" Ø	20.93	10.89	TUBO DE ACERO	SOLDADO
C-C2	33.611	2.38	5.09	1.5118	1.5038	0.01	12.64	¾" Ø	20.93	10.89	TUBO DE ACERO	SOLDADO
D-D1	83.006	3.23	5.08	1.4330	1.4198	0.01	19.87	1" Ø	26.64	17.13	TUBO DE ACERO	SOLDADO
E-E1	253.834	4.36	7.20	1.4169	1.3986	0.02	34.74	1 ½" Ø	40.89	22.38	TUBO DE ACERO	SOLDADO
F-F1	129.574	3.16	5.81	1.4106	1.3760	0.03	24.82	1" Ø	26.64	26.99	TUBO DE ACERO	SOLDADO
G-G1	130.187	2.40	4.25	1.3977	1.3721	0.03	24.88	1" Ø	26.64	27.26	TUBO DE ACERO	SOLDADO

3.6 REDES INTERNAS DE GAS NATURAL

El sistema de tuberías de la red interna estará constituido por tuberías nuevas instaladas en forma aérea. Las tuberías y accesorios de 2 ½", 2", 1 ½", 1", ¾" y ½" serán de acero SCH 40 y se unirán mediante bridas y uniones soldadas. Los tramos donde se coloquen accesorios con empalme roscado, serán con tuberías de acero SCH 80, especificado en los planos.

La red interna principal de gas natural se inicia en la salida de la estación de regulación y medición primaria en el nivel +0.5 m con diámetro de 2 ½" en la cual se colocará una junta dieléctrica, la salida de la brida de la ERM se denominará **punto A**, la cual luego de recorrer 1.5 m en paralelo a la pared, voltea 90° hacia la pared para luego elevarse a una altura de + 2.5 m y recorrer una distancia de 163.308 m sobre soportes metálicos apoyados en la pared, girando 90° hacia la derecha y recorriendo 14.73 m para luego subir a un nivel de + 6.50 m y recorrer 13.54 m para alcanzar el punto B, donde la red se divide en dos ramales uno hacia los reactores a fuego directo HR1-3138 y HR2-3138, mientras que el otro ramal transporta el gas hacia las calderas y secadores de aire. El tramo B – D forma parte de la red principal de 2 ½" con lo cual aseguramos una velocidad por debajo de los 30 m/s que es la admisible según la norma NTP 111.010. Las uniones de la misma serán soldadas; el punto D se ubica en el mismo límite de la planta de producción.

Ramal I: Tramo B – C con tubería de acero SCH 40 de 1" a un nivel de +4.0 m y además comprende los tramos C – C1 y C – C2 para alimentar de gas a cada uno de los quemadores de los reactores a fuego directo, para lo cual se

reduce la tubería a 3/4" y se baja a un nivel de + 2.8 m, siendo todas las uniones soldadas.

Ramal II: Compuesto por los tramos B – D, D – E y E – F formado por tuberías de acero SCH 40 de 2 1/2", lo cual otorga buena estabilidad al sistema de distribución y garantiza una velocidad de flujo muy por debajo de la norma, quedando potencialmente utilizable para futuras ampliaciones tanto en número de cargas y/o en aumento de potencia de las cargas; el tramo D – D1 compuesto por tuberías de acero SCH 40 de 1" para alimentar de gas al horno secador HS1-4040, el tramo E – E1 compuesto por tuberías de acero SCH 40 de 1 1/2" para alimentar de gas a la caldera CV3-1412, el tramo F – F1 compuesto por tuberías de acero SCH 40 de 1" para alimentar de gas a la caldera de vapor CV2-1412, tramo F – G compuesto por tuberías de acero SCH 40 de 1 1/2" , tramo G – G1 compuesto por tuberías de acero SCH 40 de 1" para alimentar de gas a la caldera de vapor CV1-1412 y tramo G – H compuesto por tuberías de acero SCH 40 de 1" para la alimentación de gas natural horno secador HS2-4040 proyectado como adquisición futura; todos los tramos descritos se construyen con uniones soldadas.

3.7 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Los quemadores que se utilizarán en las calderas, reactores a fuego directo y secadores de aire serán duales, utilizando como combustible principal al gas natural y en caso de corte del suministro de gas natural se usará petróleo

diesel N° 2; además, contarán con un tren de regulación secundaria y sistema de control y monitoreo.

3.7.1 Estación de regulación de presión y medición primaria¹⁰

Marca: Tormene (USA)

Modelo: 233 tipo F

Caudal: 1,000 sm³ /h

Presión máxima de suministro de red: 1.0 MPa (10 bar)

Presión mínima de suministro de red: 0.5 MPa (5 bar)

Presión máxima de ingreso: 1.0 MPa (10 bar)

Presión regulada (salida de de ERPMP): 0.2 MPa (2 bar)

Velocidad máxima del gas: 25 m/s

Nivel máximo de ruido: 80 dB a 1.0 m de distancia

Medidor: Actaris Fluid 2000 TZ 3" G250 (turbina)

Corrector: Electrónico PTZ con entrada de pulsos BF

La estación de regulación será del tipo redundante. La sección de regulación comprende dos líneas idénticas con válvulas de bola de aislamiento en la entrada y salida, filtros con manómetros protegidas contra la abrasión del medio ambiente, válvulas de exceso de presión primaria y secundaria.

En caso que falle el regulador activo, las dos válvulas de sobrepresión actúan cerrando la línea que ha fallado. La línea de regulación de

¹⁰ Datos proporcionados por CALIDDA, empresa seleccionada para el suministro de la ERPMP

reserva asume entonces el control, suministrando gas a una presión ligeramente más baja que la del regulador activo o de trabajo. De esta forma, cada línea de regulación puede ser utilizada para suministrar gas a la red interna, mientras la otra línea puede cerrarse por mantenimiento, sin interrumpir el suministro de gas.

La sección de medición comprende las válvulas de aislamiento de entrada y salida, el medidor, el corrector de volumen, válvula medidora de by-pass y una válvula de alivio de capacidad limitada. Los componentes principales de la estación de regulación y medición en orden de instalación son las siguientes:

- Filtro de gas
- Válvula de seguridad de alta presión
- Válvula de seguridad de baja presión
- Regulador de presión
- Medidor de flujo
- Corrector de volumen

La ERM será instalada sobre una base de concreto y protegida con cerco metálico techado y con sistema de puesta a tierra. El acabado será en pintura epóxica color amarillo.

El control de calidad de la ERM consiste en:

- Prueba de resistencia en la zona de alta presión

Fluido: Nitrógeno

Presión de prueba: 1.5 MPa (15 bar)

Tiempo: 6 horas

- Prueba de resistencia en la zona de baja presión

Fluido: Nitrógeno

Presión de prueba: 0.6 MPa (6 bar)

Tiempo: 6 horas

- Prueba de hermeticidad

Fluido: Nitrógeno

Presión de prueba: 0.3 MPa (3 bar)

Tiempo: 1 hora

- Prueba de soldadura

Zona de alta: Radiografiado al 100%

Zona de baja: Radiografiado al 30%

En concordancia: EN 25817, API 1104; GD/STA/001 Sección 7.1 y 7.3

3.7.2 Sistema de combustión para las calderas

3.7.2.1 Tren de regulación y quemador para las calderas N° 1 y 2

Marca: Gordon Piat (USA)

Modelo: S14-GO-30

Potencia: 3.53 GJ/Hr (100 BHP)

Altitud: 10 msnm

Voltaje de control: 110 V / 1 ~ / 60 Hz

Presión requerida a la entrada del tren de regulación: 0.103 MPa

Combustible: Gas natural – Fuel oil # 2

Control: Modulante, salida de 4 a 20 mA

Monitoreo con pre-purga y sensor UV

Ignición automática con bujía y piloto de gas

Los componentes del tren de regulación para este quemador son:

- 01 Regulador de presión 242-10 de 1 ½" rosca NPT
- 02 Válvula de bola para manómetro de ¼" rosca NPT
- 01 Manómetro para baja presión de 0 a 35 "H₂O
- 01 Manómetro para alta presión de 0 a 60 psi
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-3 de 2 a 20 "H₂O
- 01 Válvula MVD de 1 ½" rosca NPT
- 01 Válvula solenoide para venteo de 1"
- 01 Válvula MVDLE de 1 ½" rosca NPT
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-5 de 12 a 60 "H₂O
- 02 Válvula de bola de 1"

3.7.2.2 Tren de regulación y quemador para la caldera N° 3

Marca: Gordon Piat (USA)

Modelo: S14-GO-50

Potencia: 7.0634 GJ/Kg (200 BHP)

Altitud: 10 msnm

Voltaje de control: 110 V / 1 ~ / 60 Hz

Presión requerida a la entrada del tren de regulación: 0,103 MPa

Combustible: Gas natural – Fuel oil # 2

Control: Modulante, salida de 4 a 20 mA

Monitoreo con pre-purga y sensor UV

Ignición automática con bujía y piloto de gas

Los componentes del tren de regulación para este quemador son:

- 01 Regulador de presión 243-10 de 2" rosca NPT
- 02 Válvula de bola para manómetro de ¼" rosca NPT
- 01 Manómetro para baja presión de 0 a 35 "H₂O
- 01 Manómetro para alta presión de 0 a 60 psi
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-5 de 2 a 20 "H₂O
- 01 Válvula MVD de 2 ½" rosca NPT
- 01 Válvula solenoide para venteo de 1 ¼"
- 01 Válvula MVDLE de 2 ½" rosca NPT
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-6 de 12 a 60 "H₂O
- 02 Válvula de bola de 2"

3.7.3 Sistema de combustión para los reactores

Marca: Gordon Piat (USA)

Modelo: R6-9-GO-03

Potencia: 0.85 GJ/Hr

Altitud: 10 msnm

Voltaje de control: 110 V / 1 ~ / 60 Hz

Presión requerida a la entrada del tren de regulación: 0.103 Mpa

Combustible: Gas natural – Fuel oil # 2

Control: Modulante con salida de 4 a 20 mA

Monitoreo con pre-purga y sensor UV

Ignición automática con bujía y piloto de gas

Los componentes del tren de regulación para este quemador son:

- 01 Regulador de presión 143B de 1" rosca NPT
- 02 Válvula de bola para manómetro de ¼" rosca NPT
- 01 Manómetro para baja presión de 0 a 35 " H₂O
- 01 Manómetro para alta presión de 0 a 60 psi
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-5 de 2 a 20 "H₂O
- 01 Válvula MVD de 1" rosca NPT
- 01 Válvula solenoide para venteo de 1"
- 01 Válvula MVDLE de 1" rosca NPT
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-6 de 12 a 60 "H₂O
- 02 Válvula de bola de 1"
- 01 Controlador de temperatura por rampa, marca "Omega"

3.7.4 Sistema de combustión para el horno secador

Marca: Gordon Piat (USA)

Modelo: S10-GO-20

Potencia: 2.10 GJ/Hr

Altitud: 10 msnm

Voltaje de control: 110 V / 1 ~ / 60 Hz

Presión requerida a la entrada del tren de regulación: 0.103 MPa

Combustible: Gas natural – Fuel oil # 2

Control: Modulante con salida de 4 a 20 mA

Monitoreo con pre-purga y sensor UV ↗

Ignición automática con bujía y piloto de gas

Los componentes del tren de regulación para este quemador son:

- 01 Regulador de presión 243-8 de 1 ½" rosca NPT
- 02 Válvula de bola para manómetro de ¼" rosca NPT
- 01 Manómetro para baja presión de 0 a 35 "H₂O
- 01 Manómetro para alta presión de 0 a 60 psi
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-5 de 2 a 20 "H₂O
- 01 Válvula MVD de 1½" rosca NPT
- 01 Válvula solenoide para venteo de 1½"
- 01 Válvula MVDLE de 1½" rosca NPT
- 01 Switch para gas GAO - A4-4-6 de 12 a 60 "H₂O
- 02 Válvula de bola de 1½"
- 01 Controlador de temperatura por rampa, marca "Omega"

3.8 ESPECIFICACIONES DE LOS MATERIALES

- La red de tuberías serán construidas con tubos de acero sin costura SCH-40, que cumpla las especificaciones de la ASTM A-53.
- Los accesorios: codos, tees, reducciones serán de acero sin costura SCH-40, según norma ASTM A-236 WPB, clase ANSI B 16.5
- Las bridas serán de acero según norma ASTM A 105, clase ANSI 150

CAPITULO IV
EVALUACION ECONOMICA

4.1 COSTOS DE CAPITAL: EQUIPOS E INSTALACIONES

En el cuadro N° 4.1 se detallan los costos del presupuesto base que demanda el desarrollo, ejecución y la puesta en marcha del proyecto.

Cuadro 4.1 Inversión del proyecto

ITEM	DESCRIPCION	UNID	C. PARCIAL US \$	C. TOTAL US \$
1.0.0	Gestiones del proyecto			12,856.00
1.1.0	Gestión del contrato	Gbl.	2,617.00	
1.2.0	Ingeniería del proyecto	Gbl.	7,885.00	
1.3.0	Certificación por ente supervisor	Gbl.	2,354.00	
2.0.0	Acometida a la ERPMP			3,750.00
	Materiales e instalaciones	Gbl.	3,750.00	
3.0.0	Estacion de regulacion y medción			25,470.00
3.1.0	Estación para caudal de 1,000 m ³ /h; modelo EGC 160-GC	Unid.	21,300.00	
3.2.0	Montaje de la ERM	Gbl.	2,470.00	
3.3.0	Caseta de la ERM	Gbl.	1,450.00	
3.3.4	Extintores con gabeta	Gbl.	250.00	
4.0.0	Sistema de tuberías internas			48,437.00
4.1.0	Tuberías y accesorios	Gbl.	25,430.00	
4.2.0	Obras civiles	Gbl.	3,408.00	
4.3.0	Soportes metálicos	Gbl.	5,841.00	
4.4.0	Montaje e instalación de sistema de tubería internas	Gbl.	11,196.00	
4.5.0	Pintura y acabados	Gbl.	2,562.00	
5.0.0	Sistemas de combustión			97,598.00
5.1.0	Tren de regulación y quemador dual para caldera N° 1	Unid.	12,450.00	
5.2.0	Tren de regulación y quemador dual para caldera N° 2	Unid.	12,450.00	
5.3.0	Tren de regulación y quemador dual para caldera N° 3	Unid.	16,690.00	
5.4.0	Tren de regulación y quemador dual para reactor N° 1	Unid.	8,780.00	
5.5.0	Tren de regulación y quemador dual para reactor N° 2	Unid.	8,780.00	
5.6.0	Tren de regulación y quemador dual para secador N° 1	Unid.	10,547.00	
5.7.0	Tren de regulación y quemador dual para secador N° 2	Unid.	13,352.00	
5.8.0	Gastos de instalación, calibración y pruebas de operación	Gbl.	14,549.00	
6.0.0	Plan de contingencia y análisis de riesgos			3,550.00
6.1.0	Plan de contingencia	Unid.	1,850.00	
6.2.0	Análisis de riesgos	Unid.	1,700.00	
7.0.0	Pruebas			5,997.00
7.1.0	Prueba de hermeticidad	Gbl.	1,647.00	
7.2.0	Prueba radiográfica	Gbl.	3,475.00	
7.3.0	Prueba de puesta en marcha	Gbl.	875.00	
COSTO TOTAL DEL PROYECTO US\$				197,658.00

4.2 COSTOS DE OPERACION

Para calcular el ahorro que genera el presente proyecto de inversión se procede a calcular costo que genera el uso de los combustibles derivados de hidrocarburos y se compara con el costo que generaría la misma cantidad de energía calorífica al utilizar gas natural.

4.2.1 Costo por consumo de combustibles

A partir del consumo de combustibles utilizados en la planta en los dos últimos años previos a la conversión del cuadro N° 4.2, calculamos el gasto anual por concepto de combustibles en la planta.

Cuadro 4.2 Consumo de combustibles de los años 2008 y 2009

MES	PETROLEO RESIDUAL 500		PETROLEO DIESEL N° 2		GLP	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009
	Galones	Galones	Galones	Galones	Galones	Galones
ENERO	12,088.90	11,745.10	2,848.51	2,485.18	1,655.20	1,529.81
FEBRERO	12,407.30	11,601.70	3,073.80	2,498.73	1,729.85	1,631.96
MARZO	12,799.70	12,121.00	3,048.00	2,897.06	1,831.92	1,603.65
ABRIL	12,255.20	10,108.70	2,757.21	2,089.68	1,733.67	1,451.27
MAYO	12,729.80	9,779.50	2,894.80	2,292.97	1,951.74	1,598.58
JUNIO	11,931.90	9,827.60	2,772.24	2,655.93	1,718.30	1,177.32
JULIO	12,233.60	9,005.40	2,963.10	2,059.25	1,988.51	1,245.10
AGOSTO	9,751.70	10,328.20	2,785.10	2,656.41	2,173.89	1,444.25
SETIEMBRE	12,398.50	11,669.80	3,198.73	2,489.07	1,948.55	1,541.04
OCTUBRE	12,677.10	12,257.30	3,097.06	2,861.44	2,357.28	1,895.28
NOVIEMBRE	12,532.30	11,923.90	3,089.68	2,751.72	2,094.87	1,730.11
DICIEMBRE	11,180.40	12,006.10	2,692.97	2,882.60	2,372.24	1,984.36
Consumo anual	144,986.40	132,374.30	35,221.20	30,620.04	23,556.02	18,832.73
Consumo Mensual	12,082.20	11,031.19	2,935.10	2,551.67	1,963.00	1,569.39

FUENTE: HISTORIAL DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE LA PLANTA QUIMICA

4.2.2 Ahorro económico

En el cuadro N° 4.3 se detalla la el costo que la empresa distribuidora de gas natural en Lima y Callao aplica a los usuarios regulados que se abastecen de gas natural. Datos que nos permiten obtener el costo de la energía del gas natural por metro cúbico estándar.

Cuadro N° 4.3 Cálculo del costo de la energía del gas natural¹¹

COMPOSICION DEL COSTO DE GAS NATURAL			
CONCEPTO de APLICACIÓN		TARIFA	COSTO UNITARIO S/. / sm ³
Tipo de usuario	Regulado		
Tipo de tarifa	Regulado		
Precio del gas natural	S/. / Giga Joule	6.8653	0.279639459
Tarifa por servicio Via la red principal			
Tarifa de transporte via la red principal	S/. / 1,000 sm ³	109.5386	0.1095386
Tarifa de transporte aplicable luego del descuento.	S/. / 1,000 sm ³	100.1578	0.008577514
por adelanto de GRP (FD= 0.91436)			
Tarifa de distribución via la red principal	S/. / 1,000 sm ³	21.8504	0.0218504
Tarifa de distribución aplicable luego del descuento.	S/. / 1,000 sm ³	19.9791	0.00171101
por adelanto de GRP (FD= 0.91436)			
Tarifa por servicio de distribución en baja presión			
Margen de distribución	S/. / 1,000 sm ³	83.7436	0.0837436
Margen comercial (sm ³ máx. registrado)	S/. / (sm ³ -día)-mes	0.6796	0.022653333
FUENTE: CALIDDA		COSTO TOTAL S/. / sm³	0.507136868

Costo de energía del gas natural = 0.5071368 / 0.040732

Costo de energía del gas natural = 12.4505 S/. / GJ

Con este valor se calcula el costo anual de energía equivalente con gas natural. La diferencia de costos, permite hallar el ahorro que se obtiene por el cambio de fuente energética; los resultados de estos cálculos se presentan en el cuadro N° 4.4.

¹¹ FUENTE: CALIDDA

Cuadro N° 4.4 Cálculo del ahorro por el reemplazo de hidrocarburos líquidos y GLP por gas natural

ANALISIS DE GASTOS DE COMBUSTIBLES POR OPERACIÓN DE LA PLANTA								
Tipo de combustible	Consumo promedio anual galones	Poder calorifico combustible KJ / Kg	Costo del combustible S/. / gal	Energía anual por combustible GJ	Volumen equivalente GN (sm ³)	Gasto anual en combustible HC S/.	Gasto equivalente anual utilizando GN S/.	
Petróleo residual 500	138,680.35	40,788.50	5.95	20,983.54	566,853.98	825,148.08	261,255.27	
Petróleo diesel N° 2	32,920.62	41,978.31	8.15	4,551.06	122,943.25	268,303.05	56,662.86	
Gas licuado de petróleo	21,194.38	102,423.40	4.74	4,396.16	118,758.87	100,557.59	54,734.34	
Gasto total anual en combustibles derivados de hidrocarburos y equivalente en GN						S/. 1,194,008.73	S/. 372,652.47	
COSTO DE LA ENERGIA DEL GAS NATURAL = 12.4505 S/. / GJ								
AHORRO QUE GENERA EL USO DE GAS NATURAL EN REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS Y GLP								
						ANUAL	S/. 821,356.26	\$285,193.14
						MENSUAL	S/. 68,446.35	\$23,766.10

ELABORACION PROPIA

4.3 ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Conociendo el costo del proyecto y el cálculo del ahorro que se obtendrá al utilizar gas natural como fuente de energía calorífica, se procede a calcular el valor presente neto para determinar la ejecución del proyecto. Los resultados del VAN se presentan en el cuadro N° 4.5

Datos para el proyecto:

- Inversión inicial: US\$ 197,658.00
- Ahorro mensual calculado: US\$ 23,766.10
- Tasa de interés mensual: 1.09 % (Tasa pasiva 14% anual)

Cuadro 4.5 Valor presente neto del proyecto

CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO			
Mes	Flujos	Acumulado	V. P. N.
0	-\$ 197,658.00	-\$ 197,658.00	-\$ 197,658.00
1	\$ 23,766.10	-\$ 173,891.90	-\$ 172,270.41
2	\$ 23,766.10	-\$ 150,125.81	-\$ 149,264.83
3	\$ 23,766.10	-\$ 126,359.71	-\$ 126,507.31
4	\$ 23,766.10	-\$ 102,593.62	-\$ 103,995.16
5	\$ 23,766.10	-\$ 78,827.52	-\$ 81,725.75
6	\$ 23,766.10	-\$ 55,061.43	-\$ 59,696.47
7	\$ 23,766.10	-\$ 31,295.33	-\$ 37,904.71
8	\$ 23,766.10	-\$ 7,529.24	-\$ 16,347.92
9	\$ 23,766.10	\$ 16,236.86	\$ 4,976.43
10	\$ 23,766.10	\$ 40,002.95	\$ 26,070.86
11	\$ 23,766.10	\$ 63,769.05	\$ 46,937.83
12	\$ 23,766.10	\$ 87,535.14	\$ 67,579.81
Ahorro anual	\$ 285,193.14		

Los resultados obtenidos determinan la viabilidad del proyecto.

Periodo de recuperación: 8.32 meses

T.I.R. = 6.15 %

V.P.N. = US\$ 67,579.81

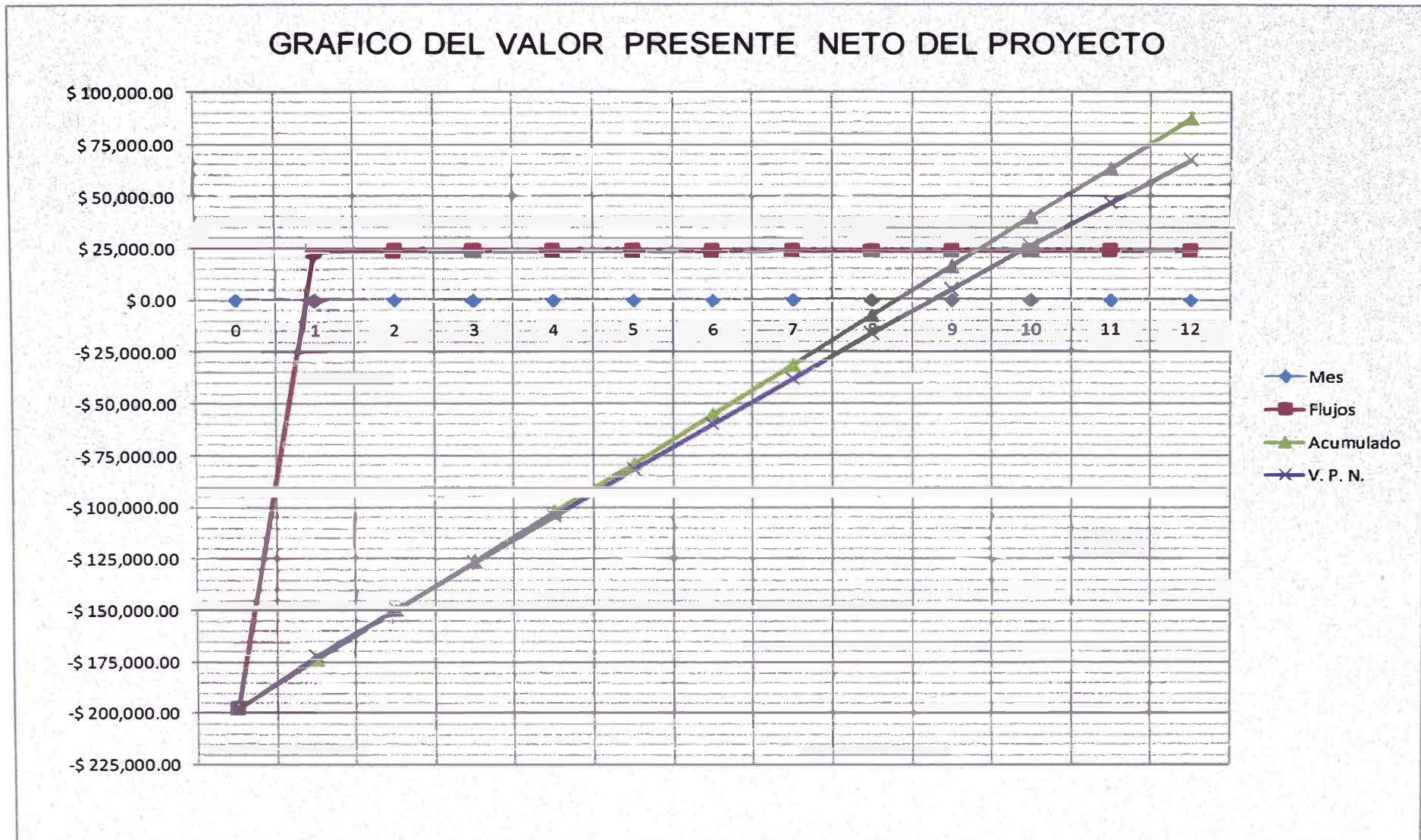


Gráfico 4.1 Valor presente neto del proyecto de reemplazo de combustibles derivados de hidrocarburos por gas natural

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La disponibilidad de gas natural representa una ventaja formidable para cualquier industria en el mundo que utiliza energía calorífica para sus procesos productivos, radicando ahí la importancia que tiene el desarrollo del gas natural en nuestro país como matriz energética para mejorar la competitividad de nuestras industrias.
2. Con el GNS se obtendrá una tecnología de combustión limpia, con una mejor eficiencia de transferencia de calor y facilidad de regulación del régimen de llama en un rango amplio, reducción de costos de mantenimientos preventivos y correctivos de los equipos de combustión, eliminación de los tanques de almacenamiento de combustibles derivados del petróleo, eliminación de trasegados y control de combustibles líquidos, disponibilidad de los espacios que ocupan estos activos, eliminación de costos de transporte, de mano de obra directa e indirecta para las operaciones de recepción, almacenamiento y gestión de inventarios.
3. La red de tuberías internas y los sistemas de combustión a gas natural es una instalación segura por las exigencias normativas y estándares nacionales e internacionales de obligado cumplimiento a los usuarios de esta fuente de energía; siendo la empresa distribuidora de gas natural en Lima y Callao "CALIDDA", muy exigente en el cumplimiento de estas disposiciones.

4. La implementación del proyecto para su aplicación en la planta, permite ofrecer una alternativa de energía calorífica más barata y de más fácil uso en comparación a otras fuentes de energía.
5. El mantenimiento de las calderas de vapor y los equipos que utilizan gas natural es bastante reducido por la baja emisión de cenizas u hollín como producto de la combustión; en comparación con el petróleo residual 500, el deshollinado del interior de los tubos de la caldera que se hacía mensualmente se va a prolongar a un año con el uso de gas natural.
6. Aunque la inversión inicial es significativa, su pronta recuperación la hace viable; el VAN positivo al cabo de un año nos indica que la inversión en el proyecto produce beneficios superiores a los que podrían obtenerse invirtiendo la misma cantidad a la tasa de referencia. Su valor absoluto positivo es el incremento patrimonial actualizado que experimenta la empresa por la ejecución del proyecto, por lo que cuanto más alto sea, mejor será el proyecto que se pretende realizar.
7. Es importante tener en cuenta que la utilización del gas natural es segura siempre y cuando sea utilizado en forma adecuada por el personal capacitado y adiestrado en la operación de los equipos que lo utilizan; debiendo ejecutarse las revisiones periódicas de las instalaciones según el plan de mantenimiento que acompaña todo proyecto relacionado al uso del gas natural.

BIBLIOGRAFIA

LIBROS

1. GINER LLINARES, PEDRO; "Instalaciones de gas"; 4º edición, Eina Edicions, España, 1995
2. CASTILLO NEIRA, PERCY; "Combustión Industrial de gas natural"; Combustión & Clinkerización; Lima, Perú, 2003
3. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, Dirección General de Hidrocarburos; "Ventajas del uso del gas natural", Lima, Perú, 2003
4. MIRANDA BARRERAS, A. L. / OLIVER PUJOL, R; "Cálculo para instalaciones de gas natural", Editorial CEAC, España, 2004
5. PREMAC S.A.C.: "Combustion engineering guide", Eclipse. EE. UU, 2006
6. QUADRI NESTOR, PEDRO; "Instalaciones de gas"; Librería y editorial Alsina, Quinta edición, Argentina, 2004

CATALOGOS

1. Combustión & clinkerización, Lima, Perú.
2. Centro de conservación de energía y del ambiente, boletín técnico CENERGIA,

NORMAS TECNICAS

1. Norma técnica peruana NTP 111.010-2003, “Gas natural seco, sistema de tuberías para instalaciones internas industriales”.
2. Resolución del consejo directivo Osinergmin N° 164-2005 – OS / CD, “Procedimiento para la habilitación de suministro en instalaciones internas de gas natural”

PAGINAS DE INTERNET

1. www.premac-inc.com, visitado el 20 de julio del 2009 a la 13:00 Horas
2. www.cenergia.org.pe, visitado el 10 de marzo del 2009 a la 18:30 Horas
3. <http://www.mem.gob.pe/wmem/legisla/ssh/ds042-99.pdf>, visitado el 10 de diciembre del 2009 a la 19:15 Horas
4. www.petroperu.com, visitado el 27 de diciembre del 2009 a 10:00 horas

ANEXOS

TABLA 01: Historial de consumo de combustibles en la planta química

CONSUMO DE COMBUSTIBLES AÑOS 2008 Y 2009						
MES	PETROLEO RESIDUAL 500		PETROLEO DIESEL N° 2		GLP	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009
	Galones	Galones	Galones	Galones	Galones	Galones
ENERO	12,088.90	11,745.10	2,848.51	2,485.18	1,655.20	1,529.81
FEBRERO	12,407.30	11,601.70	3,073.80	2,498.73	1,729.85	1,631.96
MARZO	12,799.70	12,121.00	3,048.00	2,897.06	1,831.92	1,603.65
ABRIL	12,255.20	10,108.70	2,757.21	2,089.68	1,733.67	1,451.27
MAYO	12,729.80	9,779.50	2,894.80	2,292.97	1,951.74	1,598.58
JUNIO	11,931.90	9,827.60	2,772.24	2,655.93	1,718.30	1,177.32
JULIO	12,233.60	9,005.40	2,963.10	2,059.25	1,988.51	1,245.10
AGOSTO	9,751.70	10,328.20	2,785.10	2,656.41	2,173.89	1,444.25
SETIEMBRE	12,398.50	11,669.80	3,198.73	2,489.07	1,948.55	1,541.04
OCTUBRE	12,677.10	12,257.30	3,097.06	2,861.44	2,357.28	1,895.28
NOVIEMBRE	12,532.30	11,923.90	3,089.68	2,751.72	2,094.87	1,730.11
DICIEMBRE	11,180.40	12,006.10	2,692.97	2,882.60	2,372.24	1,984.36
Consumo anual	144,986.40	132,374.30	35,221.20	30,620.04	23,556.02	18,832.73
Prom. Consumo Mensual	12,082.20	11,031.19	2,935.10	2,551.67	1,963.00	1,569.39

FUENTE: HISTORIAL DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE LA EMPRESA

TABLA N° 2: COSTO DE LA ENERGIA DE LOS COMBUSTIBLE MÁS UTILIZADOS

CALCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA DE COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA (al 23.01.10)					
CARACTERISTICA	Kerosene	Diesel Nro. 2	Bunker Nro. 6	Residual 500	GLP
1. Gravedad API a 60°F	41.3000	33.5000	15.3000	14.3000	
2. Gravedad Especifica	0.8189	0.8576	0.9619	0.9765	0.5540
3. Densidad Lbs/gal	6.8180	7.1410	8.0110	8.1330	4.5000
Densidad Kg/gal	3.0991	3.2459	3.6337	3.6968	2.0412
4. Punto de inflamación °F	120.00	160.00	235.00	230.00	
5. Poder calorífico BTU/gal	127,060.00	131,036.00	143,150.00	143,421.00	97,083.00
7. Precio sin IGV (S./ gal)	8.51	8.15	6.04	5.95	4.83
8. Costo energía (S./ MMBTU)	66.98	62.20	42.19	41.49	49.75

Fuente: DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS MEM / PETROPERU al 23.01.10

1 MMBTU = 1'000,000 BTU <> 28.5 sm³ GN

COMPOSICION DEL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA (S./ gal)					
COMPONENTES	Kerosene	Diesel Nro. 2	Bunker Nro. 6	Residual 500	GLP
Precio de referencia al 23.01.10	5.97	5.97	4.77	4.75	3.27
Aporte al fondo de estabilización	0.40	0.54	0.63	0.58	1.16
Impuesto Selectivo al Consumo	1.94	1.44	0.52	0.50	0.00
Transporte	0.20	0.20	0.12	0.12	0.40
Precio de venta sin IGV	8.5100	8.1500	6.0400	5.9500	4.8294
IGV	1.62	1.55	1.15	1.13	0.92
Costo de venta	10.13	9.70	7.19	7.08	5.75

Fuente: DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS MEM

TABLA N° 3: PLAN DE MANTENIMIENTO PARA LA INSTALACION INTERNA DE GAS NATURAL

SISTEMA	ELEMENTO	CONTROL	MEDIO	FRECUENCIA	FALLA	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO
RED INTERNA DE TUBERIAS	TUBERIAS	Estanqueidad	Puesta en presión manómetro Agua jabonosa Medidor de metano	1año	Fuga	Localización de la fuga y reparación (elemento de calización, juntas soldadura y bridadas, roscas, etc)
	VALVULAS	Estanqueidad externa	Puesta en presión manómetro Agua jabonosa Medidor de metano	1año	Fuga	Sustitución de juntas o prensa-estopa
		Estanqueidad interna	Manómetro	1año	Fuga	Sustitución de juntas y <<clapets>> internos o sustitución del elemento
		Libre funcionamiento de los órganos	Manual	1año	Imposibilidad de maniobra	Desatamiento o sustitución del elemento
	FILTROS	Extanqueidad externa	Puesta en presión manómetro Agua jabonosa Helio	1año	Fuga	Sustitución de las empaquetaduras de las juntas bridadas.
		Obstrucción	Visual Manométrico	Filtro gas: 1 año Filtro aire: Según situación	Máxima caída de presión P ₁ – P ₂	Limpieza o sustitución del elemento filtrante.

Plan de Mantenimiento para Instalación de Gas Natural (*Continuación 1*)

SISTEMA	ELEMENTO	CONTROL	MEDIO	FRECUENCIA	FALLA	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO
QUEMADORES Y ELEMENTOS DE CALDERO Y SUS ELEMENTOS	REGULADORES DE PRESION	Presión de salida	Manómetro	6 meses	Perturbación de la presión de salida y llama	Regular
		Estanqueidad interna	Manómetro	1 año	Fuga	Limpieza o sustitución del <<clapet>>
		Estanqueidad externa	Agua jabonosa	1 año	Fuga	Sustitución de empaque de la brida
	PLACA CON ORIFICIO, MEDIDOR	Presión diferencial	Manómetro	Según pureza de fluido	Obstrucción	Limpieza
	QUEMADOR	Aspecto de la llama	Visual	1 día	Desprendimiento de la llama, color, inestabilidad, propagación al interior, ruido, calor	Puesta en estado del sistema de mantenimiento de la llama (llama piloto, cono de combustión refractario, boca del quemador, etc)
		Calidad de la combustión	Visual Analizador Caudalímetro	Según utilización	Pérdida de rendimiento, sobrecalentamiento, Emisión de hollín o inquemados	Regulación de la combustión por ajuste de los caudales de aire y gas
	PILOTO	Aspecto de la llama	Visual	1 día	Desprendimiento de la llama, llama demasiado larga, llama amarilla, etc	Regulación de la combustión por ajuste de los caudales de aire y gas
	TUBO RADIANTE – en presión	Estanqueidad	Indirecto, por constatación de anomalías en los productos	Según temperatura de utilización	Defecto sobre los productos calentadores o tratados	Cambio de tubo
		Limpieza interior	Visual	Según utilización	Pérdida de potencia	Limpieza

Plan de Mantenimiento para Instalación de Gas Natural (*Continuación 2*)

SISTEMA	ELEMENTO	CONTROL	MEDIO	FRECUENCIA	FALLA	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO
QUEMADORES Y ELEMENTOS DE CALDERO Y SUS ELEMENTOS	TUBO RADIANTE – en depresión	Estanquidad	Caudalímetro Manómetro	Según temperatura de utilización	Pérdida de gas de atmósfera Depresión en el horno	Cambio de tubo
		Limpieza interior	Visual	Según utilización	Pérdida de potencia	Limpieza
	VENTILADOR	Obstrucción del filtro o de la parrilla de aspiración	Visual Manómetro Caudalímetro	Según atmósfera ambiente	Disminución de la presión	Limpieza
		Estado de palas	Manómetro Caudalímetro	1 año	Disminución de la presión	Limpieza si está obstruido Sustitución si es necesaria
		Velocidad de rotación	Manómetro Caudalímetro	1 año	Disminución de la presión	Comprobar la tensión Comprobar la conexión eléctrica
	REGISTRO DE AIRE	Eficiencia	Visual o análisis de humos o caudalímetro	Según atmósfera ambiente	Mala combustión o ausencia de llama	Limpieza del órgano de obturación (mariposa, opérculo, persiana, etc.)
		Libre funcionamiento	Visual	3 meses	Mala combustión Puesto en seguridad	Limpieza-desbocado de los registros
		Conexión órgano de mando-obturador	Visual	1 año	Mala combustión Puesto en seguridad	Reparación de la conexión
	TUBO SUMERGIDO	Estanquidad	Visual	Según utilización	Puesta en seguridad, fuga de agua, obturación por el agua	Cambio de tubo
		Limpieza interior	Visual	Según utilización	Pérdida de potencia Retrceso de llamas	Limpieza Regulación del quemador

Plan de Mantenimiento para Instalación de Gas Natural (*Continuación 3*)

SISTEMA	ELEMENTO	CONTROL	MEDIO	FRECUENCIA	FALLA	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO
EQUIPO DE REGULACIÓN	Sensor de temperatura	Verificación-contraste de la termocupla Estado de la funda de protección de la termocupla	Visual Comparación con aparatos patrón	3 a 6 meses	Deterioro del captador Regulación defectuosa	Reparación o cambio de la termocupla y/o funda con avería.
	Sensor de presión	Paso libre de los manómetros contactos del sensor de presión (Burdon)	Manómetro	Según utilización	Regulación defectuosa	Limpieza de los conductos del Burdon
	Servomotores de actuadores	Regulación de las bielas de accionamiento de las válvulas	Manómetro o analizador	3 a 6 meses	Combustión defectuosa aciertos regímenes	Regulación de la bielas
		Tiempo de respuesta	Visual Cronómetro	3 a 6 meses	Tiempo de respuesta demasiado largo o demasiado corto	Ajuste
	Válvulas	Libre funcionamiento y eficacia	Manómetro Manual	3 a 6 meses	Defecto de regulación (o) de combustión	Desatascado, desbloqueado, limpieza. Reparación asiento y prueba hidráulica.
	Válvulas de Solenoide	Estanquidad interna	Manómetro	3 a 6 meses	Fuga	Limpieza o sustitución del elemento defectuoso
	Regulador de presión	Limpieza de las tomas de presión	Manómetro	3 a 6 meses	Regulación defectuosa	Limpieza (ver alimentación de fluidos)
	Sensor de gases de combustión	Libre funcionamiento y eficacia	Visual Manual	3 a 6 meses	Sobrepresión o depresión de anormal	Regulación.

Plan de Mantenimiento para Instalación de Gas Natural (*Continuación 4*)

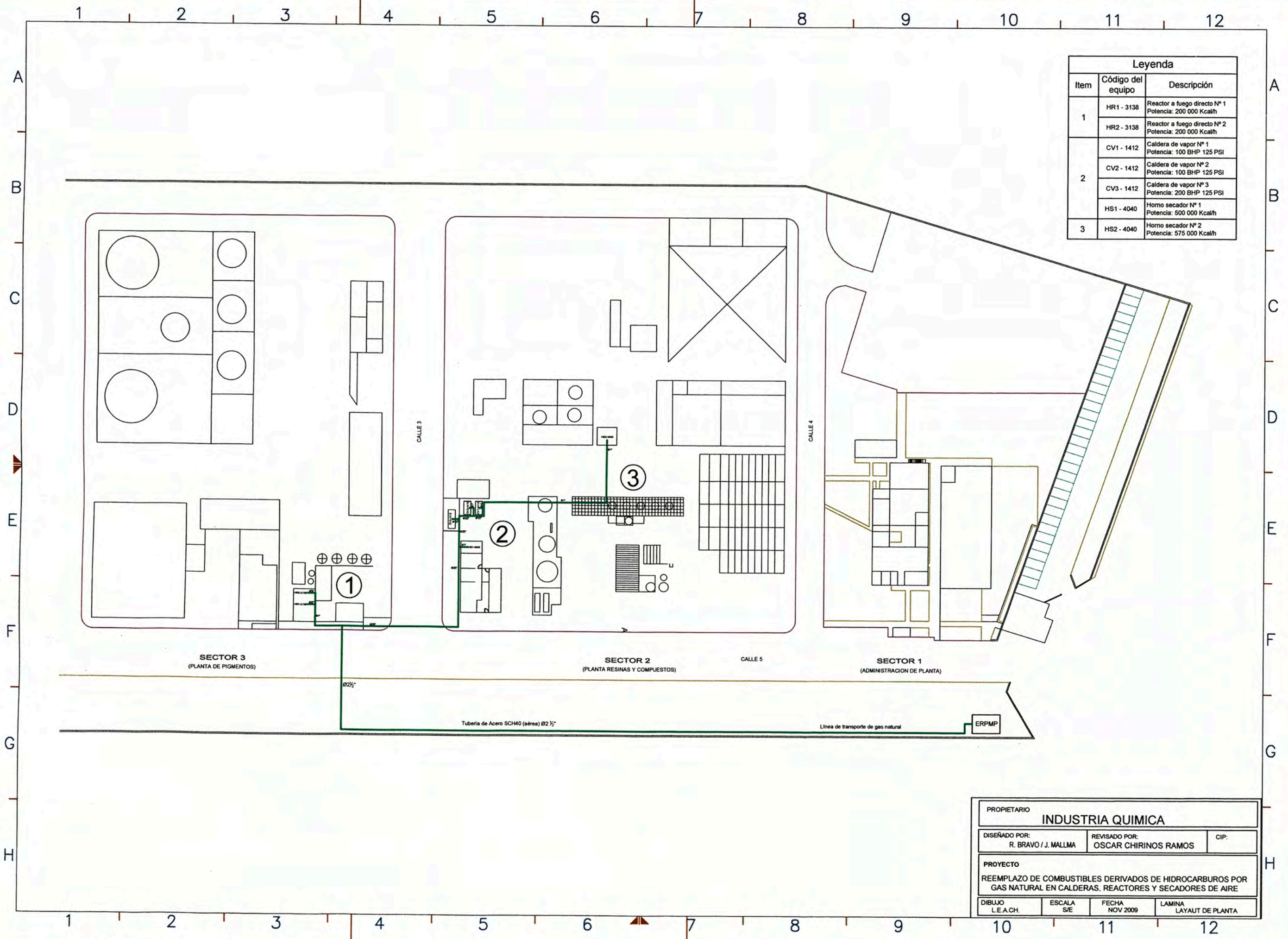
SISTEMA	ELEMENTO	CONTROL	MEDIO	FRECUENCIA	FALLA	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO
EQUIPO DE SEGURIDAD	Electrodo de ionización	Desgaste	Control de la corriente de ionización por un micro-amperímetro	1 mes	Señal de detección en ausencia de la llama Puesta en seguridad intempestiva	Sustitución
		Posición		1 mes	Idem.	Colocación en posición correcta
		Limpieza	Visual	1 mes	Idem.	Limpiarlo
	Sensor de llama Fotocelda	Desgaste	Control de la corriente por amperímetro o mini voltímetro	1 mes	Señal de detección en ausencia de la llama Puesta en seguridad intempestiva	Sustitución
		Programación	Temporización	Visual Cronómetro	3 meses	Secuencia demasiado largas o demasiado cortas
HORNO, CALDERO, EQUIPO TERMICO	Hogar del equipo	Estado refractario	Examen visual completo	Según estado max. 1 año	Piezas refractarias desplazadas o reformadas	Colocación en estado correcto Reparación refractaria
	Aislamiento Refractario y Térmico	Estado y eficacia del aislamiento	Examen visual completo	Según estado max. 1 año	Fugas anormales Pérdidas de calor Pérdidas de rendimiento	Reposición de la junta de ventanas y puertas de insp. Y serv. Reparación protección refract. Y térmica

Plan de Mantenimiento para Instalación de Gas Natural (Continuación 5)

SISTEMA	ELEMENTO	CONTROL	MEDIO	FRECUENCIA	FALLA	OPERACIÓN DE MANTENIMIENTO
HORNO, CALDERO, EQUIPO TERMICO	Ductos para gases	Paso libre de los humos	Visual manómetro	Según estado	Sobre presión	Limpieza y Reconstrucción de las paredes afectadas
	chimenea	Estanquidad	Examen visual completo	6 meses	Entrada de aire, salida de humos	Colocación en estado operativo correcto o sustitución de los pirómetros fijos
	Equipo completo	Temperatura	Visual pirómetro de referencia	3 meses	Temperatura demasiado elevada debido a una medición fija defectuosa	Colocación en estado operativo correcto o sustitución de los pirómetros fijos
	Sistema de cierre o apertura de persianas de aire y gases de combustión	Estanquidad de los sistemas de aire	Visual	6 meses	Entrada de aire, salida de humos Nivel de presiones del recinto fuera de los valores previstos	Puesta en estado operativo de los órganos defectuosos

PLANOS

Leyenda		
Item	Código del equipo	Descripción
1	HR1 - 3138	Reactor a fuego directo N° 1 Potencia: 200 000 Kcal/h
	HR2 - 3138	Reactor a fuego directo N° 2 Potencia: 200 000 Kcal/h
2	CV1 - 1412	Caldera de vapor N° 1 Potencia: 100 BHP 125 PSI
	CV2 - 1412	Caldera de vapor N° 2 Potencia: 100 BHP 125 PSI
	CV3 - 1412	Caldera de vapor N° 3 Potencia: 200 BHP 125 PSI
3	HS1 - 4040	Horno secador N° 1 Potencia: 500 000 Kcal/h
	HS2 - 4040	Horno secador N° 2 Potencia: 575 000 Kcal/h



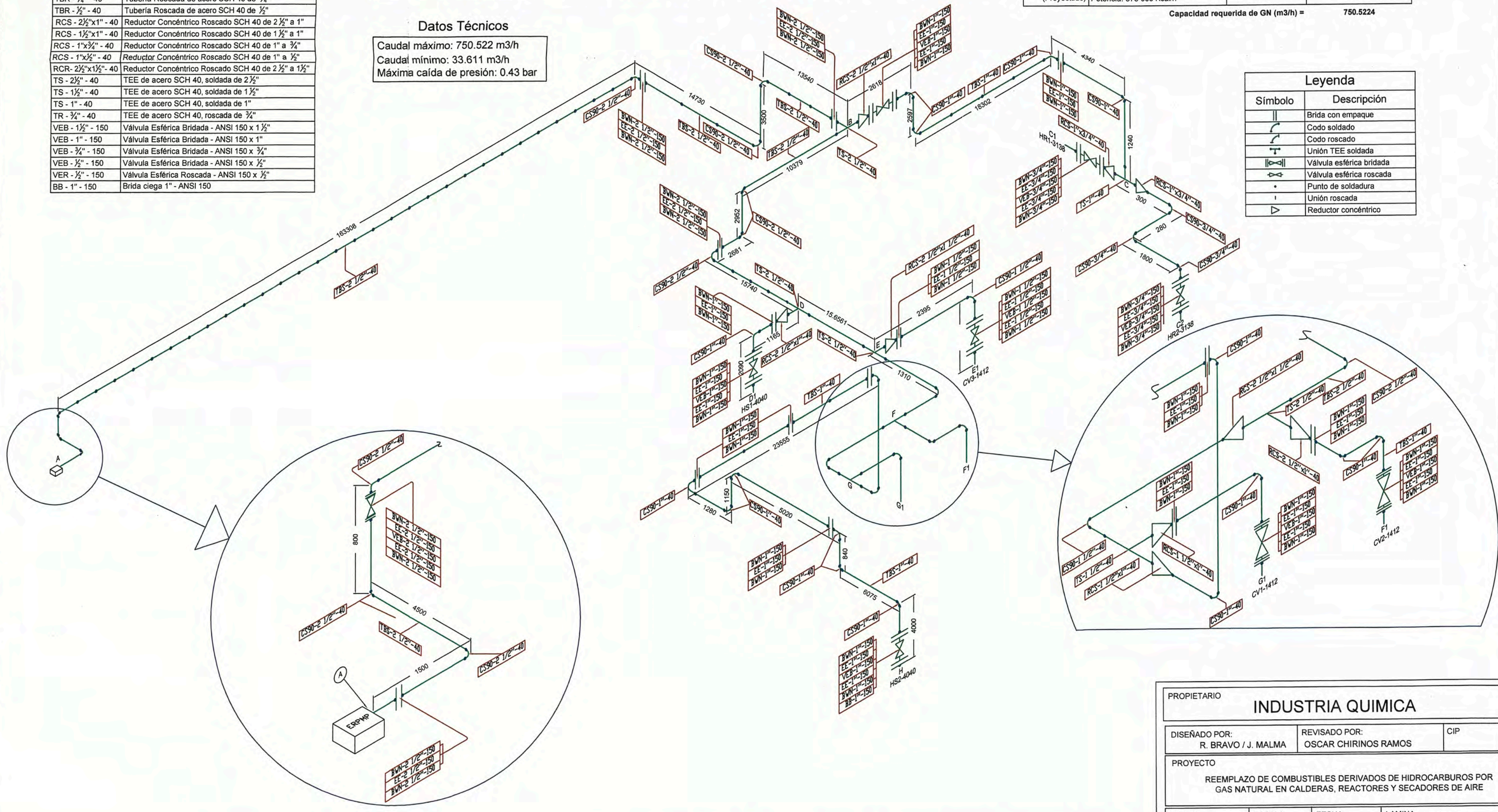
PROPIETARIO		
INDUSTRIA QUIMICA		
DISEÑADO POR: R. BRAVO / J. MALLMA	REVISADO POR: OSCAR CHIRINOS RAMOS	CIP:
PROYECTO		
REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR GAS NATURAL EN CALDERAS, REACTORES Y SECADORES DE AIRE		
DIBUJO L.E.A.CH.	ESCALA S/E	FECHA NOV 2009
LAMINA LAYOUT DE PLANTA		

NOTACIONES	
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
BWN - 2 1/2" - 150	Brida con cuello - ANSI 150 x 2 1/2"
BWN - 1 1/2" - 150	Brida con cuello - ANSI 150 x 1 1/2"
BWN - 1" - 150	Brida con cuello - ANSI 150 x 1"
EE - 2 1/2" - 150	Empaque Espirometálico - ANSI 150 x 2 1/2"
EE - 1 1/2" - 150	Empaque Espirometálico - ANSI 150 x 1 1/2"
EE - 1" - 150	Empaque Espirometálico - ANSI 150 x 1"
CS90 - 2 1/2" - 40	Codo acero SCH 40, Soldado de 90 x 2 1/2"
CS90 - 1 1/2" - 40	Codo acero SCH 40, Soldado de 90 x 1 1/2"
CS90 - 1" - 40	Codo acero SCH 40, Soldado de 90 x 1"
CR90 - 2 1/2" - 40	Codo acero SCH 40, Roscado de 90 x 2 1/2"
CR90 - 1 1/2" - 40	Codo acero SCH 40, Roscado de 90 x 1 1/2"
CR90 - 1" - 40	Codo acero SCH 40, Roscado de 90 x 1"
TBS - 2 1/2" - 40	Tubería Soldada de acero SCH 40 de 2 1/2"
TBS - 2" - 40	Tubería Soldada de acero SCH 40 de 2"
TBS - 1 1/2" - 40	Tubería Soldada de acero SCH 40 de 1 1/2"
TBR - 3/4" - 40	Tubería Roscada de acero SCH 40 de 3/4"
TBR - 1/2" - 40	Tubería Roscada de acero SCH 40 de 1/2"
RCS - 2 1/2"x1" - 40	Reductor Concéntrico Roscado SCH 40 de 2 1/2" a 1"
RCS - 1 1/2"x1" - 40	Reductor Concéntrico Roscado SCH 40 de 1 1/2" a 1"
RCS - 1"x3/4" - 40	Reductor Concéntrico Roscado SCH 40 de 1" a 3/4"
RCS - 1"x1/2" - 40	Reductor Concéntrico Roscado SCH 40 de 1" a 1/2"
RCR - 2 1/2"x1 1/2" - 40	Reductor Concéntrico Roscado SCH 40 de 2 1/2" a 1 1/2"
TS - 2 1/2" - 40	TEE de acero SCH 40, soldada de 2 1/2"
TS - 1 1/2" - 40	TEE de acero SCH 40, soldada de 1 1/2"
TS - 1" - 40	TEE de acero SCH 40, soldada de 1"
TR - 3/4" - 40	TEE de acero SCH 40, roscada de 3/4"
VEB - 1 1/2" - 150	Válvula Esférica Bridada - ANSI 150 x 1 1/2"
VEB - 1" - 150	Válvula Esférica Bridada - ANSI 150 x 1"
VEB - 3/4" - 150	Válvula Esférica Bridada - ANSI 150 x 3/4"
VEB - 1/2" - 150	Válvula Esférica Bridada - ANSI 150 x 1/2"
VER - 1/2" - 150	Válvula Esférica Roscada - ANSI 150 x 1/2"
BB - 1" - 150	Brida ciega 1" - ANSI 150

Cálculo de velocidad y caída de presión en la red de distribución interna											
Tramo	Caudal (m3/h)	Longitud		Presiones (man.)		P1-P2 (bar)	Diámetro		Veloc. (m/s)	Observaciones	Unión
		Real (m)	Calculado (m)	P1 (bar)	P2 (bar)		Calculado (mm)	Seleccionado (Nom. (pulg) Int. (mm))			
A - B	750.522	195.88	212.79	2.0000	1.5709	0.43	59.74	2 1/2" Ø	62.71	22.69	TUBO DE ACERO SOLDADO
B - C	67.221	29.01	34.86	1.5709	1.5118	0.06	17.88	1" Ø	26.64	13.13	TUBO DE ACERO SOLDADO
B - D	683.301	31.75	41.14	1.5118	1.4330	0.08	57.00	2 1/2" Ø	62.71	24.66	TUBO DE ACERO SOLDADO
D - E	600.295	6.69	10.44	1.4330	1.4169	0.02	53.42	2 1/2" Ø	62.71	22.36	TUBO DE ACERO SOLDADO
E - F	346.461	5.53	11.16	1.4169	1.4106	0.01	40.59	2 1/2" Ø	62.71	12.99	TUBO DE ACERO SOLDADO
F - G	216.887	3.05	6.73	1.4106	1.3977	0.01	32.11	1 1/2" Ø	40.89	19.18	TUBO DE ACERO SOLDADO
G - H	86.701	45.58	53.83	1.3977	1.2388	0.16	20.30	1" Ø	26.64	18.16	TUBO DE ACERO SOLDADO
C - C1	33.611	1.24	2.06	1.5118	1.5086	0.00	12.64	3/4" Ø	20.93	10.89	TUBO DE ACERO SOLDADO
C - C2	33.611	2.38	5.09	1.5118	1.5038	0.01	12.64	3/4" Ø	20.93	10.89	TUBO DE ACERO SOLDADO
D - D1	83.006	3.23	5.08	1.4330	1.4198	0.01	19.87	1" Ø	26.64	17.13	TUBO DE ACERO SOLDADO
E - E1	253.834	4.36	7.20	1.4169	1.3986	0.02	34.74	1 1/2" Ø	40.89	22.38	TUBO DE ACERO SOLDADO
F - F1	129.574	3.16	5.81	1.4106	1.3760	0.03	24.82	1" Ø	26.64	26.99	TUBO DE ACERO SOLDADO
G - G1	130.187	2.40	4.25	1.3977	1.3721	0.03	24.88	1" Ø	26.64	27.26	TUBO DE ACERO SOLDADO

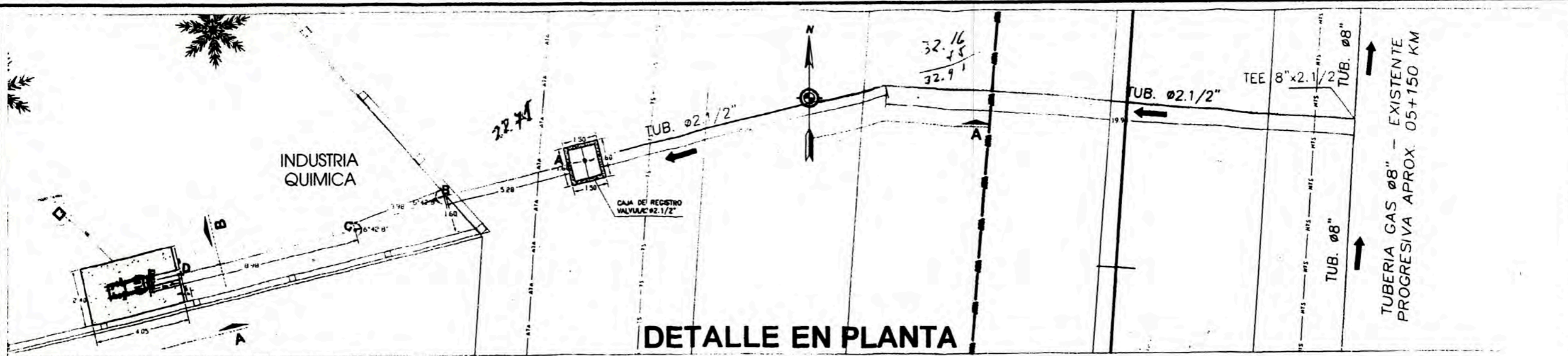
Cálculo del consumo de gas natural para los equipos industriales			
Código del equipo	Descripción	Potencia del equipo (MM BTU/h)	Cantidad equivalente de gas natural (m3/h)
CV1 - 1412	Caldera de vapor N° 1 Potencia: 100 BHP 125 PSI	3.3479	130.1868
CV2 - 1412	Caldera de vapor N° 2 Potencia: 100 BHP 125 PSI	3.3479	129.5737
CV3 - 1412	Caldera de vapor N° 3 Potencia: 200 BHP 125 PSI	6.6950	253.8337
HR1 - 3138	Reactor a fuego directo N° 1 Potencia: 200 000 Kcal/h	0.7936	33.6107
HR2 - 3138	Reactor a fuego directo N° 2 Potencia: 200 000 Kcal/h	0.7936	33.6107
HS1 - 4040	Horno secador N° 1 Potencia: 500 000 Kcal/h	1.9840	83.0060
HS2 - 4040 (Proyectado)	Horno secador N° 2 Potencia: 575 000 Kcal/h	2.2816	86.7008
Capacidad requerida de GN (m3/h) =		750.5224	

Datos Técnicos
 Caudal máximo: 750.522 m3/h
 Caudal mínimo: 33.611 m3/h
 Máxima caída de presión: 0.43 bar



Leyenda	
Símbolo	Descripción
	Brida con empaque
	Codo soldado
	Codo roscado
	Unión TEE soldada
	Válvula esférica bridada
	Válvula esférica roscada
	Punto de soldadura
	Unión roscada
	Reductor concéntrico

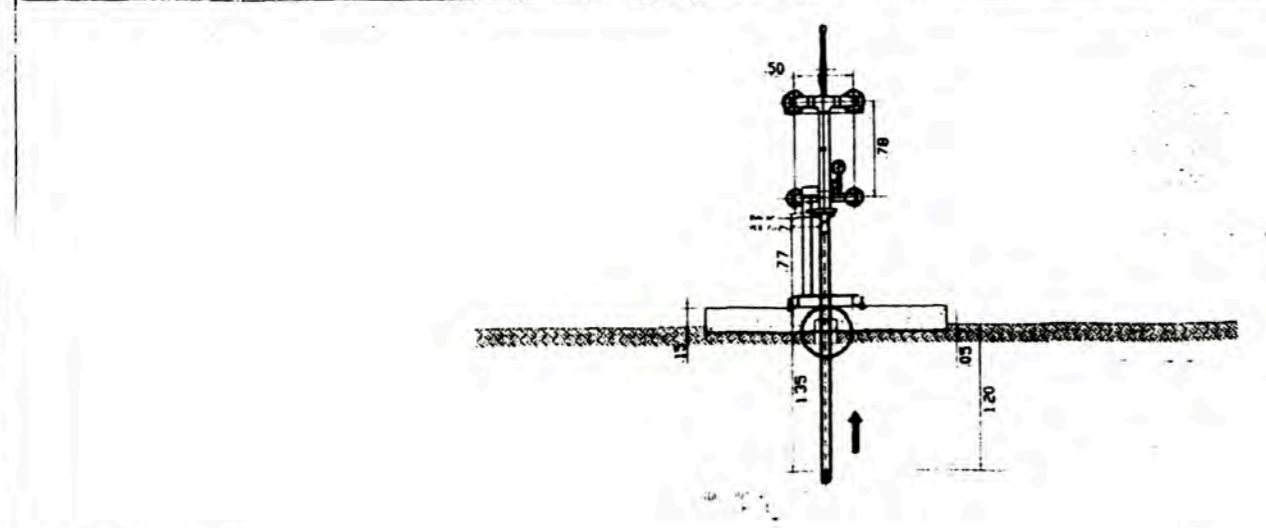
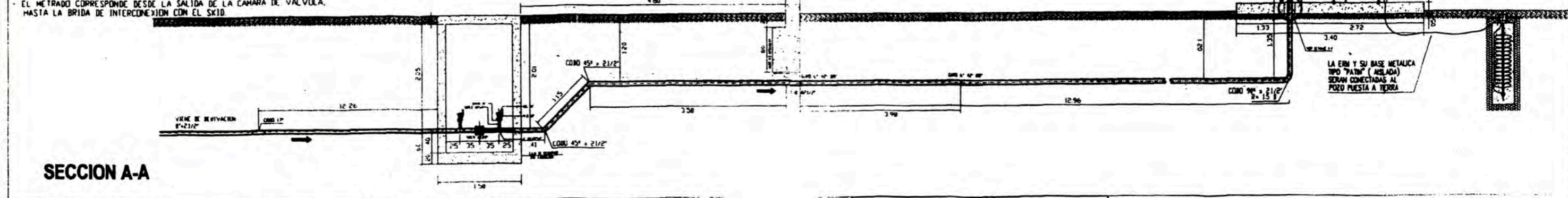
PROPIETARIO			INDUSTRIA QUIMICA		
DISEÑADO POR: R. BRAVO / J. MALMA		REVISADO POR: OSCAR CHIRINOS RAMOS		CIP	
PROYECTO REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE HIDROCARBUROS POR GAS NATURAL EN CALDERAS, REACTORES Y SECADORES DE AIRE					
DIBUJO L.E. ARTEAGA	ESCALA S/E	FECHA SET 2009	LAMINA ISOMETRICO DE RED INTERNA		



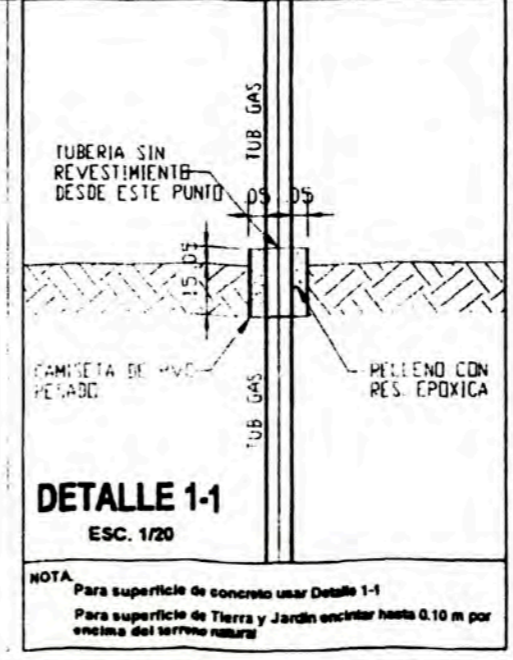
METRADO DE ACCESORIOS SPOOL

Item	Descripción	Cantidad	Unidad	Material	Norma
01	BRIDA W.N 2"	01	UND.	ASTM A105	ANSI B16.5
02	CODO 90°x2 1/2" R=1.50	01	UND.	A234 Gr.WPB	ANSI B16.5
03	RED.CONCENTRICA 2.1/2" x 2"	01	UND.	A234 Gr.WPB	ANSI B16.5
04	TUBERIA 2.1/2" SCH.40	20.36	ML.	API 5L Gr.B	ASTM
05	CODO 45°x2.1/2" R=1.50	02	UND.	A234 Gr.WPB	ANSI B16.5

NOTAS:
 - EL PROVEEDOR DE LAS VALVULAS ES VALBOL.
 - EL METRADO CORRESPONDE DESDE LA SALIDA DE LA CAMARA DE VALVULA.
 - HASTA LA BRIDA DE INTERCONEXION CON EL SKID.



SECCION B-B
 ESC. 1/50



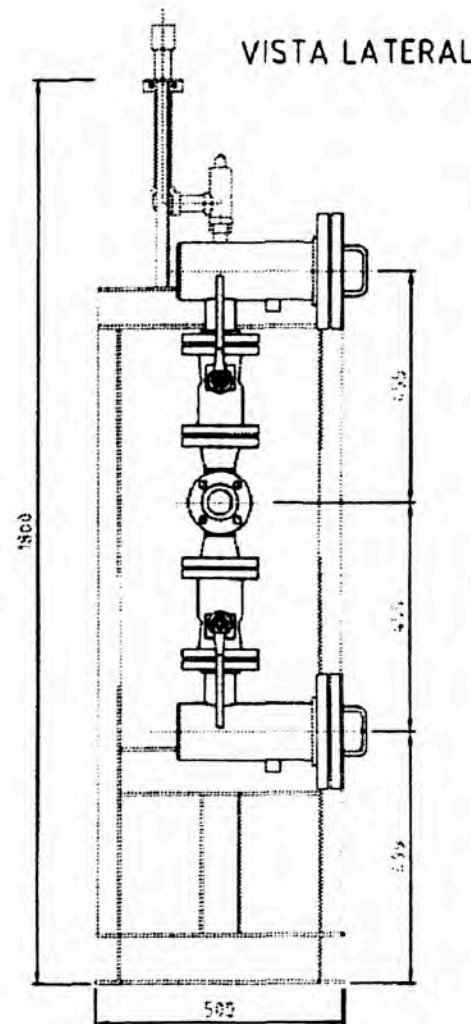
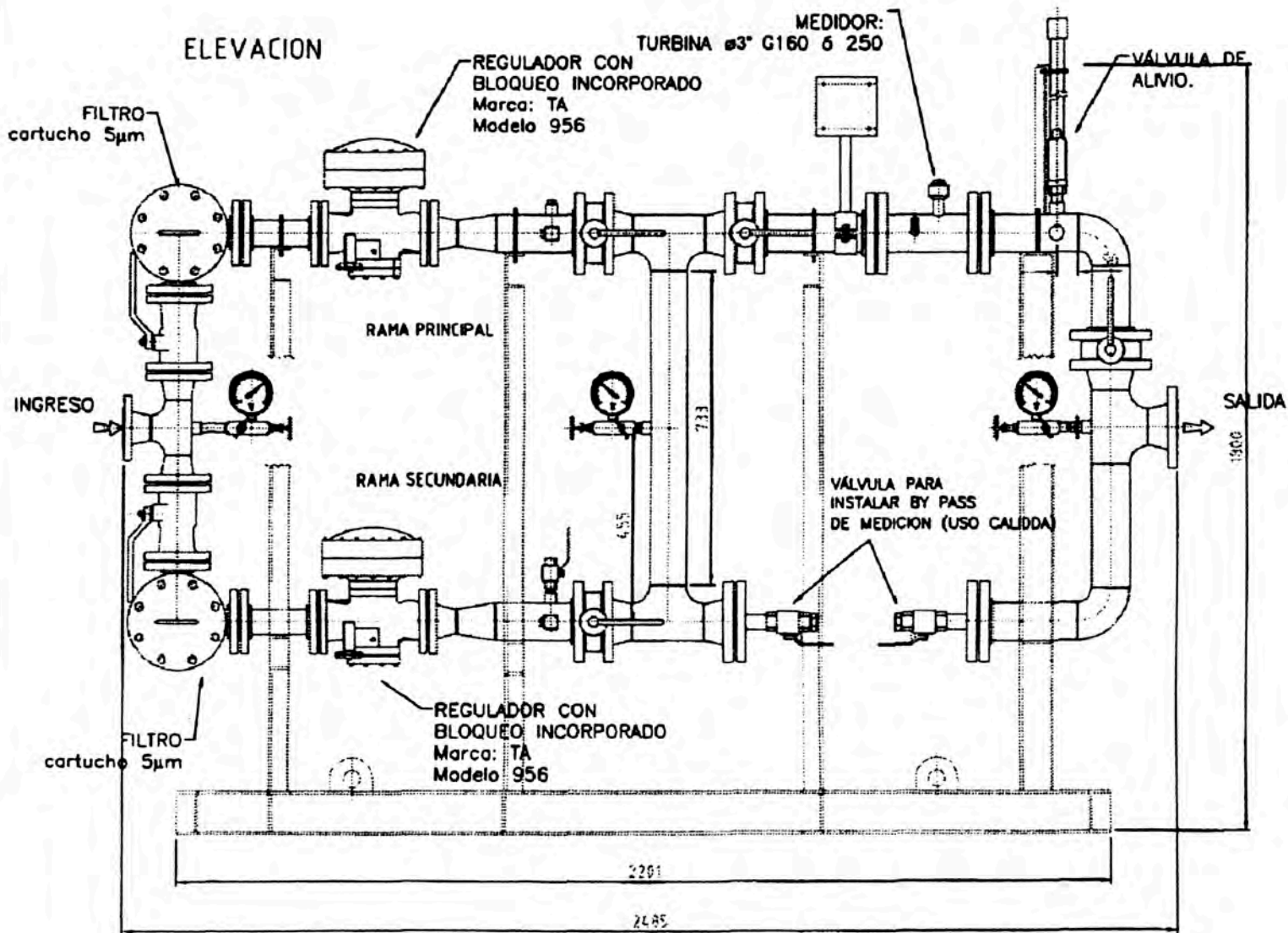
NOTAS:
 - EL CLIENTE SERA RESPONSABLE DE HABILITAR EL AMBIENTE DONDE SE INSTALARA LA ESTACION E IMPLEMENTAR LOS SERVICIOS NECESARIOS EN CONCORDANCIA CON LAS NORMATIVAS APLICABLES (ILUMINACION, LINEATELEFONICA, AGUA, VENTILACION, ETC.)

Revision	Descripción	Fecha	Ejecuto	Controlo	Aprobo
2	PARA CONSTRUCCION	15/11/09	J.E.D.S.	S.M.L.L.	G.V.
1	PARA CONSTRUCCION	11/08/09	E.C.L.	S.M.L.L.	G.V.
0	PARA CONSTRUCCION	27/05/09	D.A.L.	S.M.L.L.	G.V.

REPUBLICA DEL PERU
 LIMA CIUDAD CAPITAL Y PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO

PROYECTO
 DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN ZONAS INDUSTRIALES EN LIMA Y CALLAO

CONTRATISTA: GyM	PLANO: PLANO DE DETALLE INSTALACION Y MONTAJE VALVULA DERIVACION Y ESTACION ERM	CANTIDAD: DT-IV-00
REVISADO: S.M.L.L.	DIBUJO: J.E.D.S.	REVISION: 02
ESCALA: INDIVIDUAL	FECHA: 15.11.2009	



DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN.

La estación incluye, entre otros, un ramal de regulación, filtro cartucho de 5µm con by-pass, válvulas de seguridad por bloqueo y alivio, válvulas de entrada y salida, accesorios y puente de medición para medidor. El diseño, los componentes y la fabricación cumplen con las normas internacionales API, AGA, ASME, ANSI, EN y normas nacionales.

Es fabricada de acuerdo a las especificaciones técnicas de GNLC, Tractebel GD/STA/001 y normas internacionales. Así mismo, la ingeniería ha sido aprobada por Tractebel.

La Estación es fabricada bajo aseguramiento de calidad ISO 9001 y tiene una garantía de 12 meses a partir de la puesta en marcha.

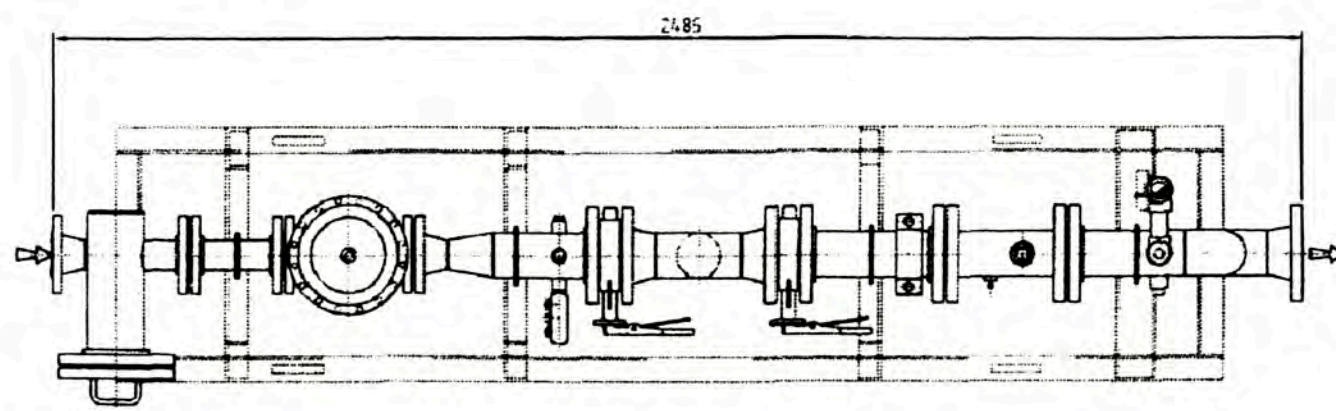
Será probada hidráulicamente a 28.5 barg y cuenta con inspección radiográfica.

Así mismo, cuenta con Certificado de Inspección emitido por DNV (Dat Norske Veritas)

DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR.

Medidor Turbina marca Actaris Fluxi 2000 TZ G160 6 250 3" serie #150, con una Unidad Correctora marca Actaris modelo Corus o equivalente. Cuenta con calibración aprobada por directiva EN para medición fiscal.

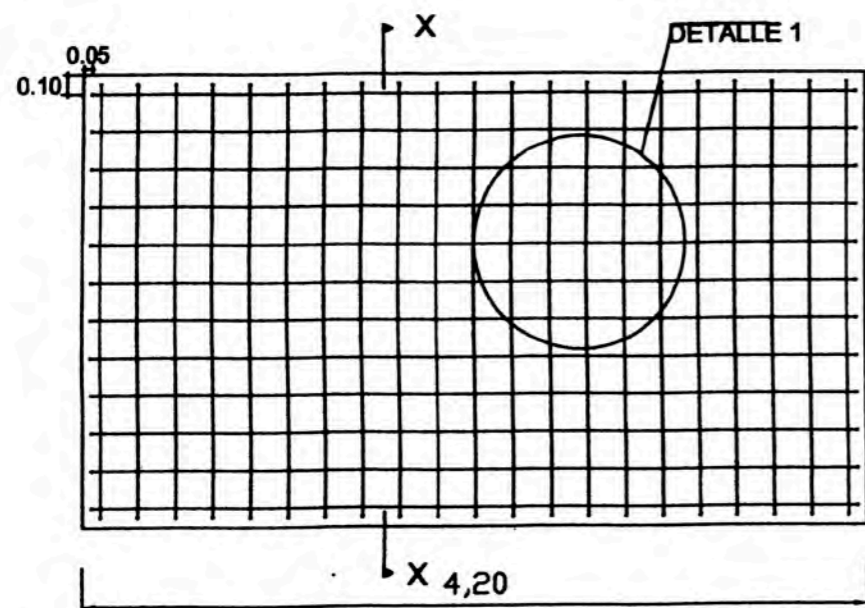
PLANTA



DATOS DE DISEÑO

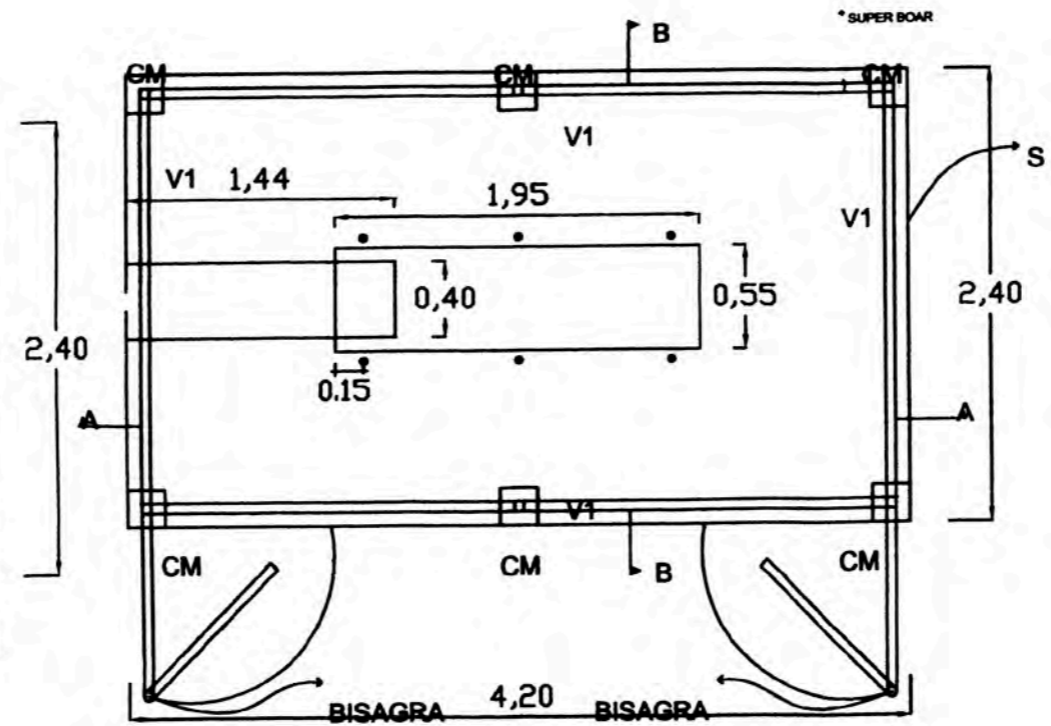
PRESION DE DISEÑO / MÁXIMA DE ENTRADA	19 barg
PRESION MÍNIMA DE ENTRADA	5 barg
PRESION REGULADA	1-2.5 barg
CAUDAL MÁXIMO (SEGÚN MEDIDOR)	750/1,100 Sm ³ /h
PRESION DE PRUEBA HIDRAULICA	28.5 barg
PROCESO DE SOLDADURA	ASME IX

	PROYECTO:	REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO	
	TÍTULO:	ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN TIPO E - MODELO 233 (DOBLE RAMA)	
DISEÑO: EPS FECHA: 15.09.2009 PLANO N°: GNLC EDM E 233 00	REV.: A		



ARMADURA DE LOZA

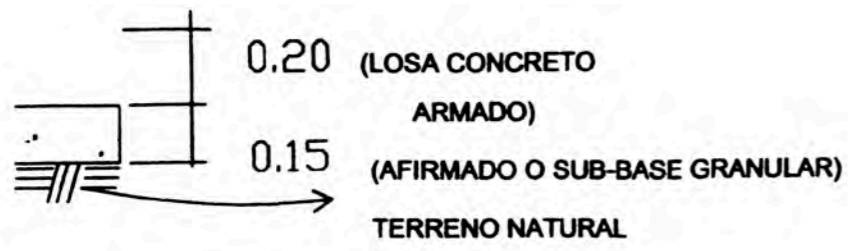
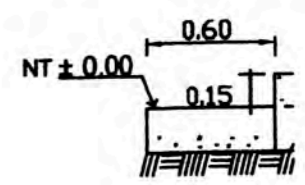
ESCALA 1:50



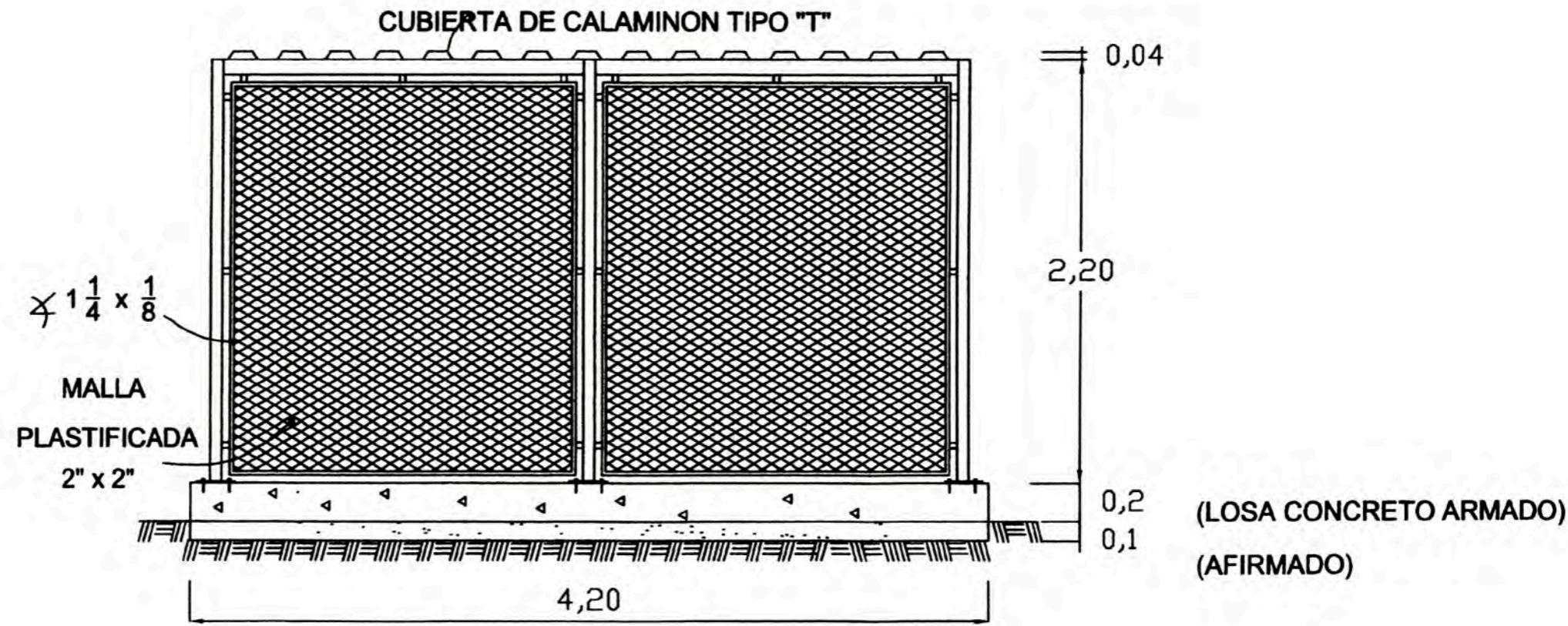
PLANTA
ESC. 1:50

LOSA DE CONCRETO ARMADO
A CONSTRUIR E = 0.20m
ESC : 1:100

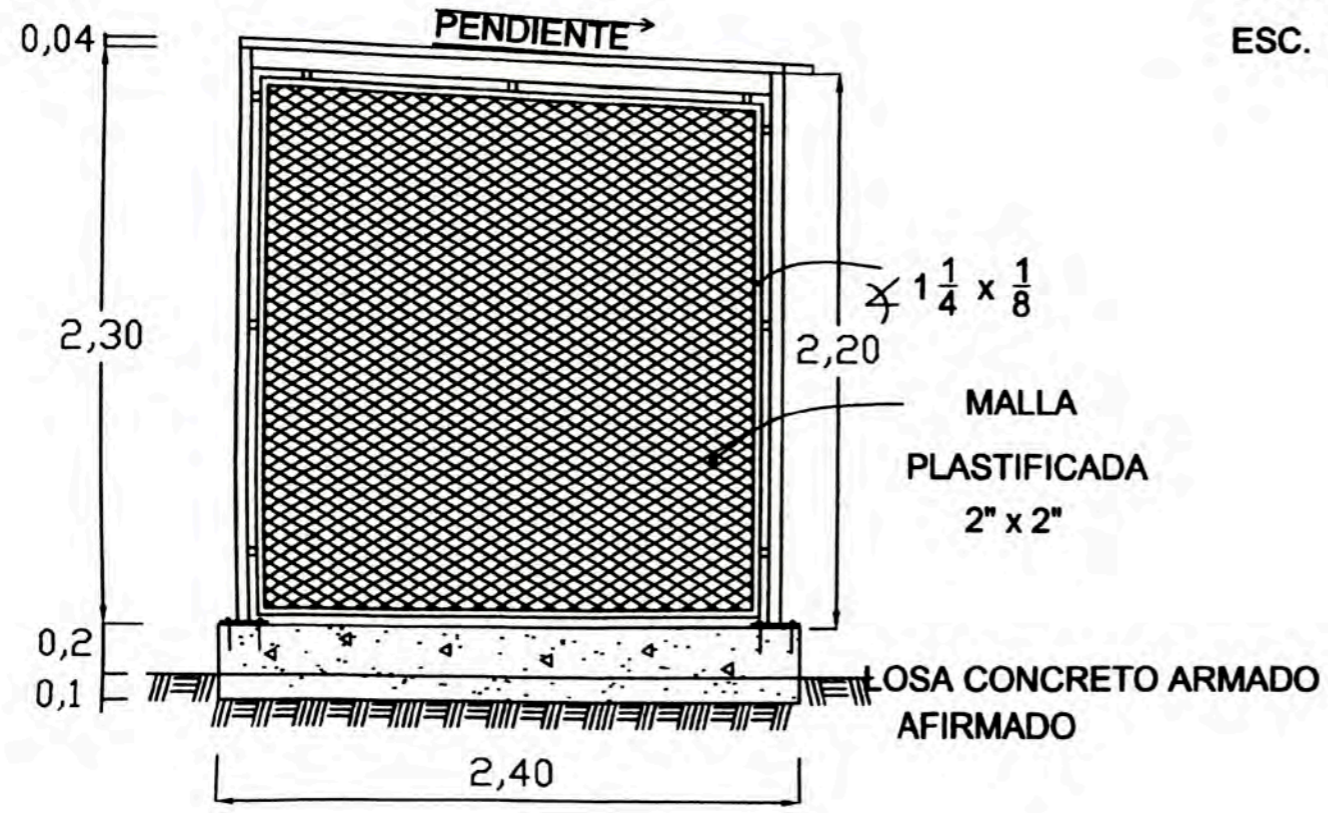
ESPECIFICACIONES TECNICAS



REPUBLICA DEL PERU				
LIMA CIUDAD CAPITAL Y PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO				
PROYECTO :				
DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN ZONAS INDUSTRIALES EN LIMA Y CALLAO				
CONTRATISTA:	PLANO N°:	DE DETALLE DE INSTALACIONES Y MONTAJE DE ERM		LAMINA: 01
REVISADO:	DIBUJADO:	REVISOR:	ESCALA:	FECHA:
CP 4879	LCM		1:50	SEPTIEMBRE 2008



CORTE A - A
ESC. 1 : 50



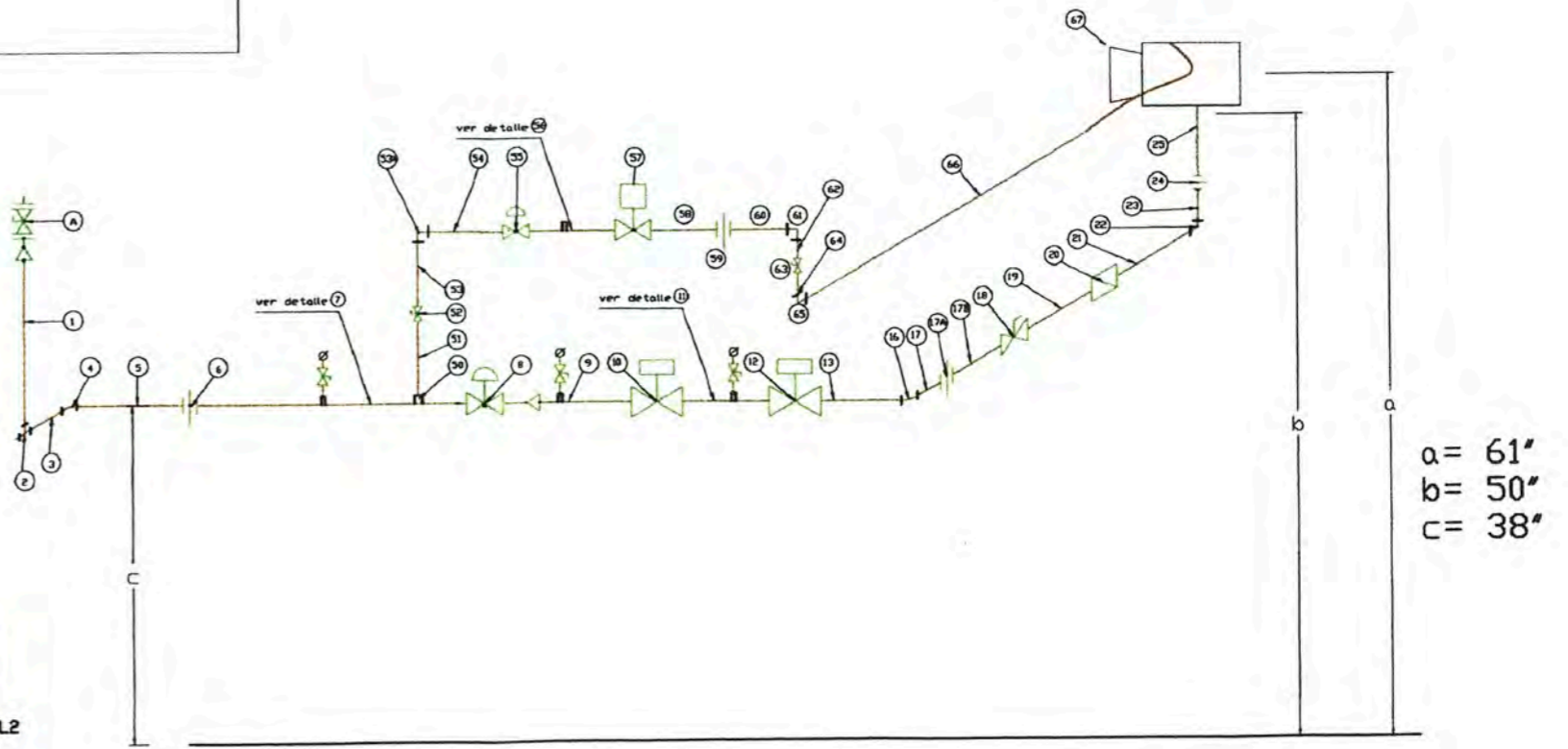
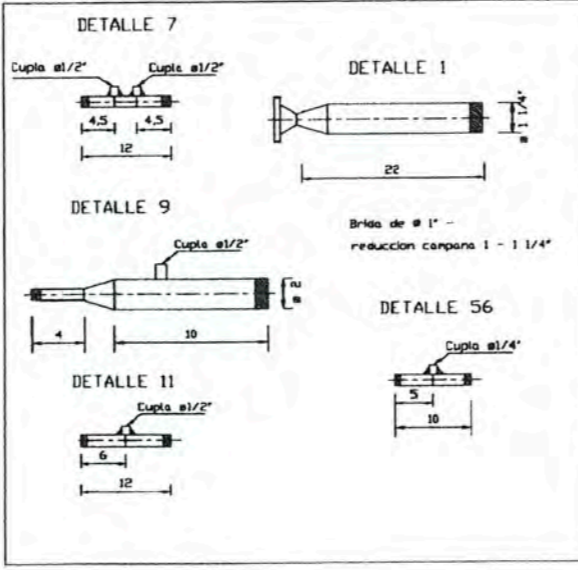
CORTE B - B
ESC. 1 : 50

REPUBLICA DEL PERU				
LIMA CIUDAD CAPITAL Y PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO				
PROYECTO :				
DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN ZONAS INDUSTRIALES EN LIMA Y CALLAO				
CONTRATISTA:	PLANO N°:	DE DETALLE DE INSTALACIONES Y MONTAJE DE ERM		LAMINA: 02
REVISADO: ING. MELLY DE LA CRUZ CIP: 42979	DIBUJO: G.A.R.	REVISION:	ESCALA: INDICADAS	FECHA: OCTUBRE 2009

CONDICIONES DE ENTRADA	
Tubería	ø1" SCH 40 - Acero A53- GR B
Pentrada	=1.49 bar
Qentrada max	= 130.2 m3/h
Potencia equipo	= 100BHP

NOTACIONES	
CODIGO	DESCRIPCION
A	Valvula de bola bridada, ø 1"
1	Niple de ajuste ø1/4"
2	brida 1"-reduccion copa 1"-1 1/4" (0-25°)
3	Te de fierro roscado ø1 1/4"x150 lbs
4	Niple de ajuste roscado ø1 1/4"x7"
5	Codo de fierro roscado 90 ø1 1/4"x150 lbs
6	Niple de ajuste ø1 1/4"x(5"-41")
7	Union universal roscado ø1 1/4"x150lbs
8	Niple roscado ø1 1/4"x12"
9	Regulador de presion 243-12 ø2" NPT
10	Niple roscado ø1 1/4" sold. r/camp 1 1/4"-2"
11	Valvula MVD 520/6
12	Niple de fierro roscado ø2"x12" (con cupla ø1")
13	Valvula MVDLE 220/6
14	Niple roscado ø2"x14"
16	Codo de fierro roscado 90, ø2"x150 lbs
17	Niple ajuste ø2"x 0 - 7"
17 A	Union universal de fierro roscado ø2"x150 lbs
17 B	Niple de ø2"x-6"
18	Valvula esferica por 300 WDG ø2" NPT
19	Niple de fierro roscado ø2"x10"
20	Valvula mariposa ø2"
21	Niple de fierro roscado ø2"x13" x 150 lbs
22	Codo de fierro roscado 90, ø2"x150 lbs
23	Niple de fierro roscado ø2"x5"
24	Union universal de fierro roscado ø2"x150 lbs
25	Niple de ajuste ø2"x(0-10")
LINEA PILOTO	
51	Niple de fierro roscado ø1/2"x10"
52	Valvula de bola ø1/2"x300 WDG
53	Niple de fierro roscado ø1/2"x10"
53M	Codo de fierro roscado 90 ø1/2"x150 lbs
54	Niple de fierro roscado ø1/2"x10"
55	Regulador 043-162, ø1/2"NPT
56	Niple ø1/2"x10"
57	Valvula solenoid
58	Niple roscado ø1/2"x10"
59	Union universal de fierro roscado ø2"x150 lbs
60	Niple roscado ø1/2"x10"
61	Codo de fierro roscado 90 ø1/2"x150 lbs
62	Niple de fierro roscado ø1/2"x5"
63	Valvula de bola ø1/2"x300 WDG
64	Niple de fierro roscado ø1/2"x5"
65	Codo de fierro roscado 90 ø1/2"x150 lbs
66	Niple de fierro roscado ø1/2"x54"
67	Manguera de alta presion ø1/2"

DETALLES



L1max = 130'
L2max = 43'

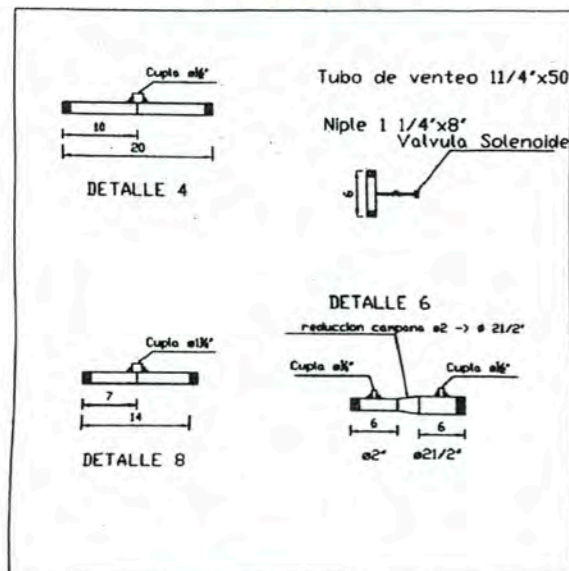
TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EN PULGADAS

PROPIETARIO					INDUSTRIA QUIMICA	
PROYECTO:			DIRECCION:		Hoja:	
REEMPLAZO DE COMBUSTIBLE DERIVADO DE HIDROCARBURO POR GAS NATURAL EN LA CALDERA DE VAPOR			AV. NESTOR GAMBETA		0/1	
TITULO:			ARCHIVO:		Escala:	
ESQUEMA DEL TREN DE REGULACION (CV1,2-1412)			PLGC-0405-0302		Indicada	
Dibujó:			No. Revisión:		Formato:	
Revisó:			REV.01		A3	
Aprobó:			Fecha:		23.11.2009	

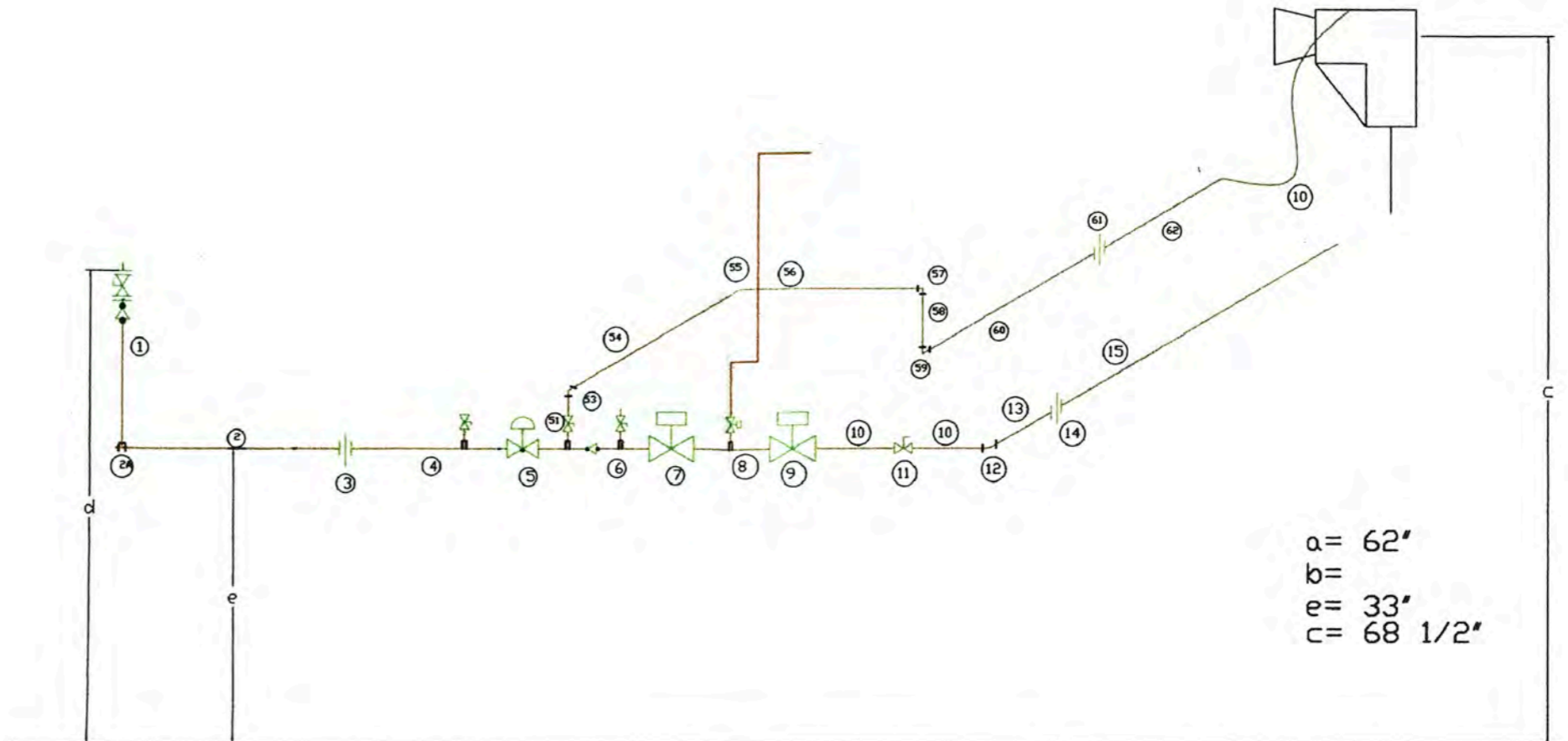
CONDICIONES DE ENTRADA	
Tubería	ø1 1/2" SCH 40-Acero A53-GR B
P entrada	= 1.478 bar
Q entrada max	= 130.9 m3/h
Potencia equipo	= 200BHP

NOTACIONES	
CODIGO	DESCRIPCION
1	Brida soldada reduccion Reduccion campana 1 1/2" a 2" - Niple ø2"x35"
2A	Tee de Hierro de 2" x 150 lb
2	Niple de ajuste roscado ø2"x [0-40"]
3	Union universal roscada ø2"NPTx 150 lbs
4	Niple roscado ø2"x20" (Con cupla soldada de ø1")
5	Regulador de presion 243-12, ø2"NPT [7"]
6	Niple roscado ø2"x6"
7	Reduccion campana soldado 2"x2 1/2"
8	Valvula MVD 525/604 (9 1/2")
9	Niple roscado 2 1/2"x14" (Con cupla soldada ø1 1/4")
10	Valvula MVDLE 225/604 (9 1/2")
11	Niple roscado 2 1/2"x10"
12	Valvula de bola de 2 1/2"x300 WDG (6")
13	Niple roscado 2 1/2"x10"
14	Codo roscado ø2 1/2"x150 lbs
15	Niple roscado ø2 1/2"x20"
16	Union universal roscada ø2 1/2"x150 lbs
LINEA AL PILOTO	
50	Niple roscado ø1/2"x5"
51	Valvula de corte ø1/2"x300 WDG
52	Niple roscado ø1/2"x5"
53	Codo roscado ø1/2"x150 lbs
54	Niple roscado ø1/2"x15"
55	Codo roscado ø1/2"x150 lbs
56	Niple roscado ø1/2"x61"
57	Codo roscado ø1/2" NPTx150 lbs
58	Niple roscado ø1/2"x12"
59	Codo roscado ø1/2"x150 lbs
60	Niple roscado ø1/2"x16"
61	Union universal roscado ø1/2"x150 lbs
62	Cupla de ajuste
63	Manguera de alta presion para GLP

DETALLES



Salvo indicacion contraria
TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EN PULGADAS



PROPIETARIO					INDUSTRIA QUIMICA	
PROYECTO:			DIRECCION:		Hoja:	
REEMPLAZO DE COMBUSTIBLE DERIVADO DE HIDROCARBURO POR GAS NATURAL EN LA CALDERA DE VAPOR			AV. NESTOR GAMBETA S/N		0/1	
TITULO:			ARCHIVO:		Escala:	
ESQUEMA DEL TREN DE REGULACION (CV3-1412)			PLGC-0405-0302		Indicada	
Dibujó:			Revisó:		Formato:	
G.R.E.			Aprobó:		A3	
No. Revisión:			Fecha:			
REV.01			23.11.2009			

CONDICIONES DE ENTRADA

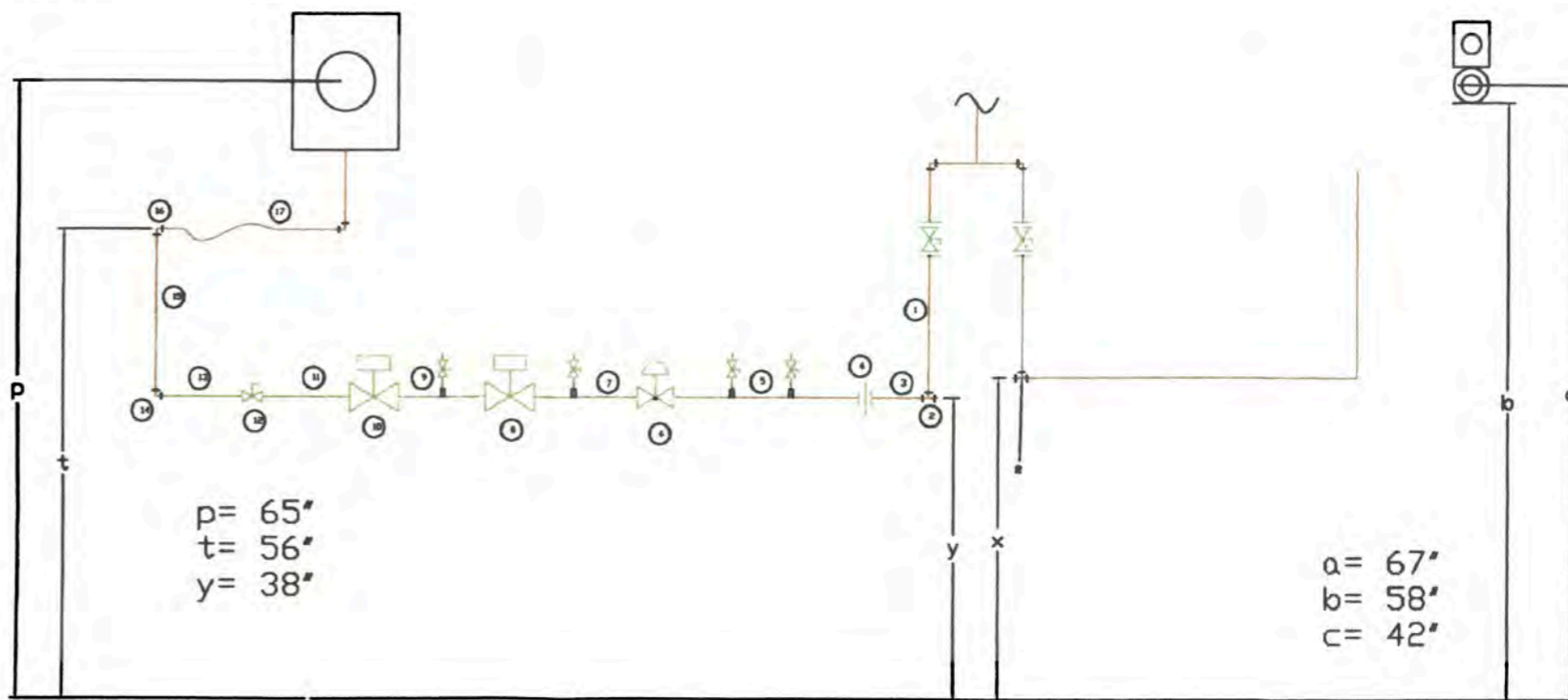
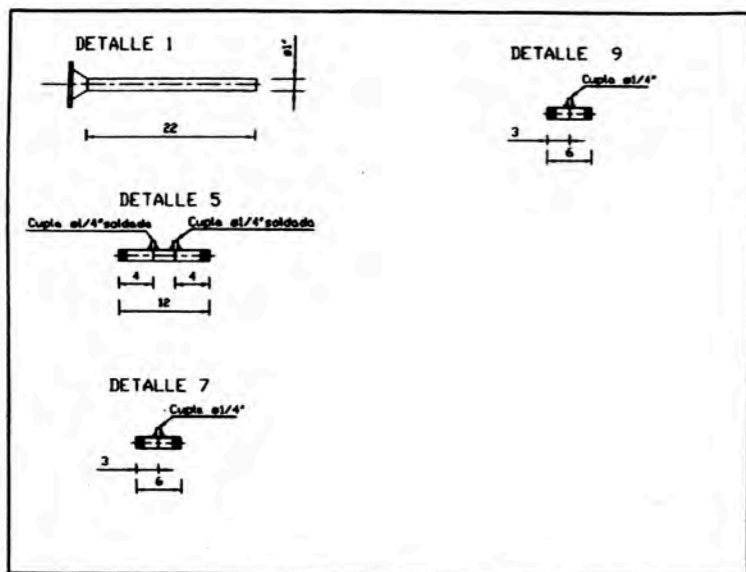
HR1-3138
Tubería $\phi 1"$ SCH 40 - Acero A53- GR B
Pentrada =1.534 bar
Qentrada max = 33.6 m ³ /h
Potencia equipo = 200,000 Kcal/Hr

HR2-3138
Tubería $\phi 1"$ SCH 40 - Acero A53- GR B
Pentrada =1.534 bar
Qentrada max = 33.6 m ³ /h
Potencia equipo = 200,000 Kcal/Hr

CODIGO	DESCRIPCION
1	Niple de ajuste $\phi 1 \times 22$
2	Te de fierro roscado $\phi 1 \times 150$ lbs
3	Niple de ajuste $\phi 1 \times 0 - 5'$
4	Union universal de fierro roscado $\phi 1 \times 150$ lbs
5	Niple de fierro roscado $\phi 1 \times 12$
6	Regulador 143B, $\phi 1"$ NPT
7	Niple de fierro roscado $\phi 1 \times 6$

CODIGO	DESCRIPCION
8	Valvula MVD 510/6
9	Niple de fierro roscado $\phi 1 \times 6$
10	Valvula MVDLE 210/6
11	Niple de fierro roscado $\phi 1 \times 5$
12	Valvula Esferica de corte $\phi 1"$ NPT x300 VDG
13	Niple de fierro roscado $\phi 1 \times 3$
14	Codo de fierro roscado 90 $\phi 1"$ NPTx150 lbs
15	Niple de fierro roscado $\phi 1 \times 15$
16	Codo de fierro roscado 90 $\phi 1"$ NPTx150 lbs
17	Manguera flexible para gas 0.8 net.

DETALLES

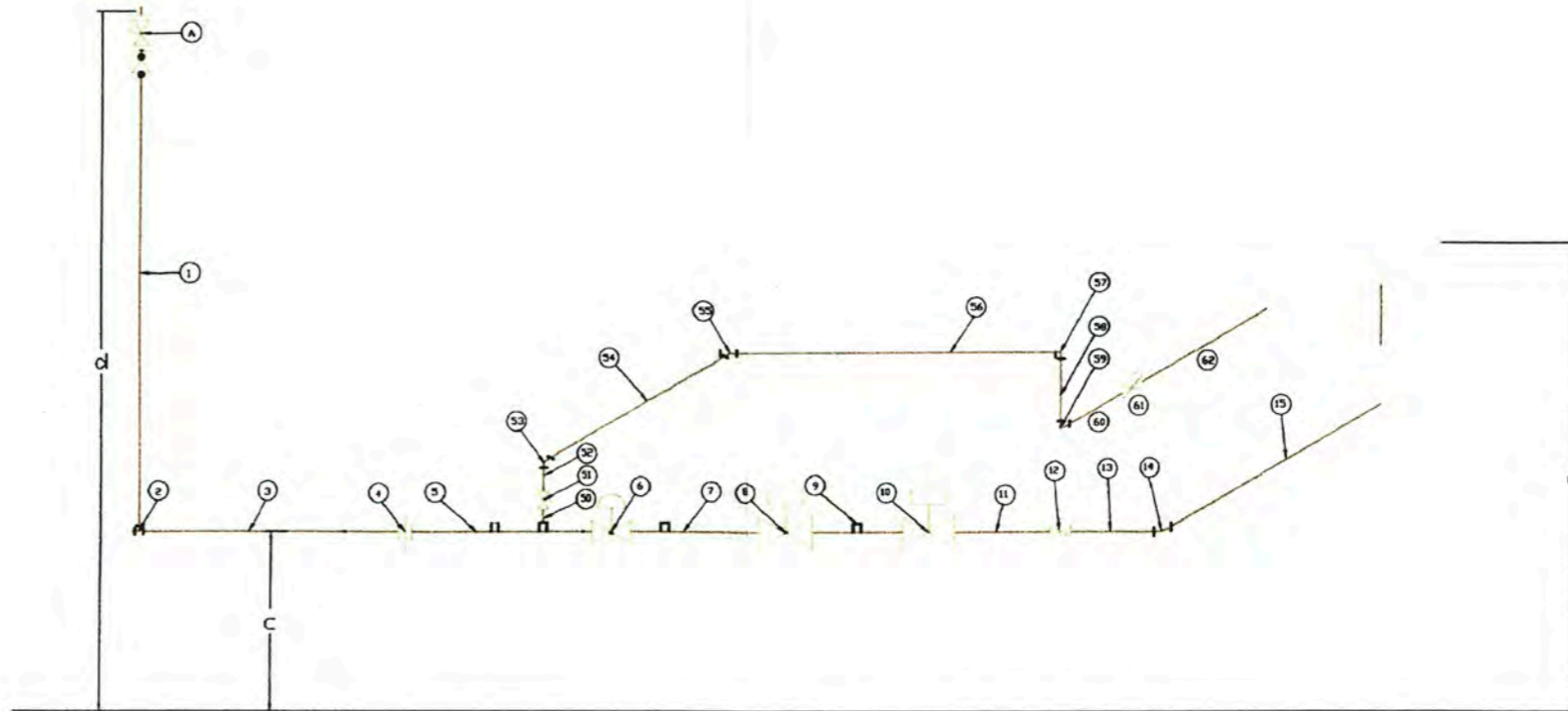


SALVO SE INDIQUE LO CONTRARIO
 TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EN PULGADAS

PROPIETARIO: INDUSTRIA QUIMICA				
PROYECTO: REEMPLAZO DE COMBUSTIBLE DERIVADO DE HIDROCARBURO POR GAS NATURAL EN LOS REACTORES A FUEGO DIRECTO			DIRECCION: AV. NESTOR GAMBETA	Hoja: 0/1
TITULO: TREN DE REGULACION DEL QUEMADOR HR1,2-3138			ARCHIVO: PL-GC-0405-0403	Escala: IND
Dibujó: G.R.E M.E.R	Revisó:	Aprobó:	No. Revisión: REV.01	Fecha: 27.11.2009
				Formato: A3

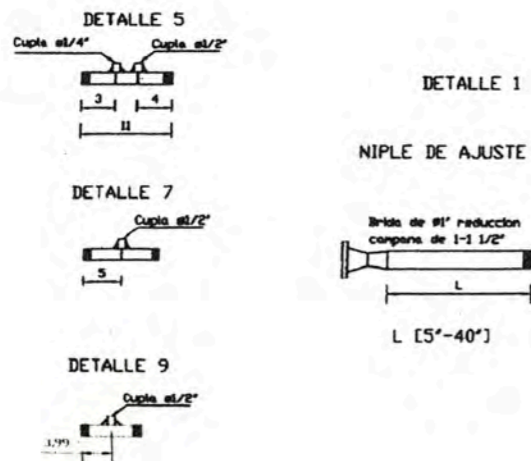
CONDICIONES DE ENTRADA	
Tubería	ø1" SCH 40 - Acero A53- GR B
Entrada	= 1.433 bar
Entrada max	= 83.006 m ³ / Hr
Potencia equipo	= 500,000 Kcal / Hr

NOTACIONES	
CODIGO	DESCRIPCION
1	Niple de ajuste ø1 1/2"x(5-42")
2	Tee de fierro roscado ø1 1/2"x150 lbs
3	Niple de ajuste ø1 1/2"x(0-6")
4	Codo de fierro roscado 90 ø1 1/2"x150 lbs
5	Niple ø1 1/2"x 11"
6	Regulador 243-8, 1 1/2"- NPT
7	Niple ø1 1/2"x13"
8	Valvula MVD 515/6
9	Niple ø1 1/2"x8"
10	Valvula MVDLE 215/6
11	Niple ø1 1/2"x8"
12	Valvula de bola 1 1/2" x 300 WDG
13	Niple ø1 1/2" 0 -5"
14	Codo de fierro 150 lbsx 1 1/2" NPT
15	Niple 1 1/2" x (0-25 ")
LINEA A PILOTO	
50	Niple 1/2"xø4"
51	Valvula esferica ø1/2" NPTx300 WDG
52	Niple ø1/2"x4"
53	Codo de fierro 150 lbs, 1/2"NPT
54	Niple de ajuste 1/2", (0-20")
55	Tee de fierro 150 lbs, 1/2"NPT
56	Niple 1/2"x6"
57	Codo de fierro 150 lbs, 1/2"NPT
58	Niple 1/2"x3"
59	Codo de fierro 150 lbs, 1/2"NPT
60	Niple 1/2"x3"
61	Valvula esferica ø1/2" NPTx300 WDG
62	Niple 1/2"x 0 - 23"
63	Manguera de conexion al piloto (Material caucho para alta presion)



a = 37"
c = 19 1/2"
d = 66"

DETALLES



SALVO SE INDIQUE LO CONTARIO
TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EN PULGADAS

PROPIETARIO: INDUSTRIA QUIMICA				
PROYECTO: REEMPLAZO DE COMBUSTIBLE DERIVADO DE HIDROCARBURO POR GAS NATURAL EN EL SECADOR DE AIRE			DIRECCION:	Hoja: 0/1
TITULO: TREN DE REGULACION DEL HORNO SECADOR N° 1 (HS1-4040)			ARCHIVO:	Escala: IND
Dibujó:	Revisó:	Aprobó:	No. Revisión:	Fecha:
M.E.R	M.E.R		REV.01	27.11.2009

