

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE
RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE EN LAS
TURBINAS A GAS DE LA PLANTA PUNTO FIJO C.A.D.A.F.E.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Bachiller:
Muñoz P., Carmen A.
para optar al Título
de Ingeniero Mecánico.

Caracas, 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE EN LAS TURBINAS A GAS DE LA PLANTA PUNTO FIJO C.A.D.A.F.E.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Alberto Fuentes

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. William Rodríguez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Bachiller:
Muñoz P., Carmen A.
para optar al Título
de Ingeniero Mecánico.

Caracas, 2003

© Carmen Aída Muñoz Perdomo, 2003.

DEDICATORIA

A Dios por darme todo lo que tengo y siempre estar junto a mí.

A mi madre y a mi padre por todo el apoyo que me brindaron a lo largo de mi carrera y todo lo que me han enseñado en la vida.

A mis hermanos Tryno, Carla y Carlos que me acompañan y me ayudan en todo momento.

A mi Abuelita mamá Carmen y a mis Nonos que han sido los pilares de toda mi familia.

A mis amigos y seres queridos que siempre me han apoyado y me han dado momentos felices.

Gracias.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, en especial a la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería que ha sido la base de mi formación como profesional.

A mi tutor académico, el Ingeniero Alberto Fuentes, por su apoyo para la realización de este proyecto previo a la finalización de mi carrera.

A mi tutor industrial, Ingeniero William Rodríguez, por su respaldo en el desarrollo de este trabajo.

Al Profesor José Luis Perera, por la colaboración y apoyo que me brindó para la culminación de mi carrera.

A la empresa CADAFE y todo el personal, en especial a la Gerencia de Generación.

Al personal de la Planta Punto Fijo, en especial a Luis Cañizales.

Al Ingeniero Alejandro Rivas, por toda su ayuda incondicional en la realización de este trabajo.

A mis familiares y amigos que me ayudaron y me apoyaron.

Gracias.

Caracas, 21 de Marzo de 2003

ACTA

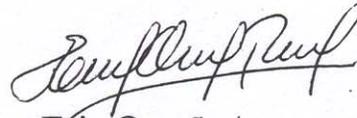
Los abajo firmantes, miembros del Jurado examinador del Trabajo Especial de Grado de la Br. CARMEN AIDA MUÑOZ PERDOMO, designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, titulado:

“ESTUDIO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE EN LAS TURBINAS A GAS DE LA PLANTA PUNTO FIJO C.A.D.A.F.E.”

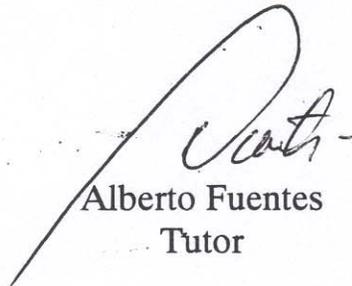
Dejan constancia, por medio de la presente acta, que consideran que el referido trabajo ha cumplido con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Mecánico, sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expresadas por la autora.



Félix Flores
Jurado



Eric Omaña
Jurado



Alberto Fuentes
Tutor

Carmen A. Muñoz P.

**ESTUDIO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE RECOLECCIÓN Y
TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE EN LAS TURBINAS A GAS DE LA
PLANTA PUNTO FIJO C.A.D.A.F.E.**

Tutor Académico: Profesor Alberto Fuentes

Tutor Industrial: Ing. William Rodríguez

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2003. 231 pág.

Palabras Claves: Turbinas, Combustible, Fugas, Riesgo, Recolección

En el presente trabajo se realizó un estudio para la instalación de un sistema de recolección de fugas de combustible líquido (Diesel N° 2) provenientes del sistema de arranque de las turbinas a gas de la Planta de Generación Punto Fijo CADAPE. Este estudio se efectuó con la finalidad de minimizar los altos riesgos de accidentes en los cuales se encuentra actualmente la Planta y disminuir los elevados niveles de contaminación ambiental en las zonas aledañas.

Se tomaron mediciones, directamente en la Planta, del volumen de combustible que pierden las unidades en el momento del arranque. De esta manera, se estimó un valor mensual que permitió efectuar el diseño para la recolección y el tratamiento del combustible líquido diesel que manejan las unidades turbo-generadoras. El diseño del sistema se fundamentó en Normas Venezolanas e Internacionales que garantizan un eficiente funcionamiento y minimizan los riesgos inherentes al manejo, almacenamiento y distribución de sustancias peligrosas (combustible diesel, en este caso).

Se presentó, entonces, una propuesta de diseño para la adecuada recolección y el tratamiento del diesel expulsado por las turbinas que asegura la reintegración de éste al sistema principal de almacenamiento y distribución de combustible de la Planta; de esta manera se obtiene una disminución de las sustancias contaminantes liberadas al ambiente. Finalmente, se realizó un estudio económico asociado a la inversión necesaria para llevar a cabo esta solución.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	III
ÍNDICE DE CONTENIDO	IV
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XIII
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1: RESEÑA HISTÓRICA Y DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA ...	3
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	3
1.2. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA EMPRESA.....	4
1.3. PLANTA PUNTO FIJO.....	5
1.3.1. Breve Reseña Histórica	5
1.3.2. Ubicación de Planta Punto Fijo	7
1.3.3. Insumos y Fuentes de Suministro	9
CAPÍTULO 2: DEFINICIÓN DEL PROYECTO	11
2.1. MOTIVACIÓN.....	11
2.2. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	12
2.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
2.4. OBJETIVOS Y ALCANCES.....	14
2.4.1. Objetivo General.....	14
2.4.2. Objetivos Específicos.....	14
2.4.3. Alcances.....	15
2.5. PLANIFICACIÓN.....	16

CAPÍTULO 3: FUNDAMENTO TEÓRICO.....	17
3.1. SUPOSICIONES DE AIRE ESTÁNDAR.....	17
3.1.1. Ciclo de Joule–Brayton (CBT).....	17
3.1.2. Ciclo Brayton Reversible (CBT)r.....	19
3.1.3. Ciclo Brayton Irreversible (CBT)i	20
3.1.4. Ciclo regenerativo (CBTX).....	22
3.1.5. Ciclo Regenerativo Reversible (CBTX)r.....	24
3.1.6. Ciclo Regenerativo Irreversible (CBTX)i	25
3.1.7. Ciclo con Recalentamiento (CBTBT).....	26
3.1.8. Ciclo con Enfriamiento Intermedio en la Compresión (CICBT).....	27
3.2. PRINCIPIOS DE MECÁNICA DE LOS FLUIDOS APLICADOS A LOS SISTEMAS DE BOMBEO.....	29
3.2.1. Ecuación de Continuidad.....	29
3.2.2. Flujos de Fluidos Viscosos.....	31
3.2.3. Flujos Laminares y Turbulentos.....	31
3.2.4. La Ecuación de Bernoulli.....	32
3.2.5. Pérdidas en Sistemas de Tuberías.....	34
3.2.6. Cavitación.....	38
3.2.7. Régimen Permanente.....	39
3.3. TUBERÍAS, TUBOS Y TUBOS ESPECIALES.....	43
3.3.1. Conceptos Básicos sobre Tuberías.....	43
3.3.2. Tubo Común y Tubos Especiales.....	45
3.3.3. Tipos de Tuberías.....	46
CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS A GAS.....	50
4.1. GENERALIDADES.....	50
4.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	50
4.3. DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA.....	52
4.3.1. Compartimiento de Control.....	54

Índice de Contenido

4.3.2. Compartimiento de Potencia.....	54
4.3.3. Compartimiento del Generador.....	68
4.3.4. Compartimiento Auxiliar del Generador.....	70
4.4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS.....	70
4.4.1. Sistema de Arranque	71
4.4.2. Sistema de Combustible.....	82
4.4.3. Sistema de Lubricación.....	89
4.4.4. Sistema de Agua de Enfriamiento.....	93
4.4.5. Sistema de Suministro Hidráulico.....	96
4.4.6. Sistema de Aire de Atomización.....	98
4.4.7. Sistema de Aire de Enfriamiento y Sello.....	100
4.4.8. Sistemas de Control y Protección.....	102
4.5. TIPOS DE MANTENIMIENTO QUE SE REALIZAN A LAS TURBINAS	103
4.5.1. Mantenimiento Preventivo.....	103
4.5.2. Mantenimiento Predictivo.....	107
4.5.3. Mantenimiento Correctivo.....	109
4.6. FACTORES DE OPERACIÓN QUE AFECTAN EL MANTENIMIENTO DE LAS TURBINAS	110
CAPÍTULO 5: MANEJO, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO.....	112
5.1. COMBUSTIBLE PARA TURBINAS A GAS.....	112
5.2. CLASIFICACIÓN DEL COMBUSTIBLE DESTILADO VENEZOLANO.....	112
5.3. CONSIDERACIONES OPERACIONALES PARA EL COMBUSTIBLE LÍQUIDO EN LAS TURBINAS A GAS	113
5.4. PERÍODO DE DISEÑO.....	116
5.5. UBICACIÓN DE LA NUEVA ESTACIÓN DE BOMBEO.....	118

5.6. RANGO DE VELOCIDADES DEL FLUIDO RECOMENDADAS EN LA SUCCIÓN Y EN LA DESCARGA.....	122
5.6.1. Clasificación de las Sustancia Peligrosas.....	123
5.6.2. Riesgos que Generan las Sustancia Peligrosos.....	131
CAPÍTULO 6: DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA.....	132
6.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA.....	132
6.2. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS UNIDADES... ..	134
6.3. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL SISTEMA DE TANQUES.....	140
6.4. FUGAS PRESENTES EN LA PLANTA.....	144
6.4.1. Identificación de Peligros debido a Fugas de Materiales Peligrosos.....	144
6.5. POSIBILIDAD DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL.....	146
6.6. MODELOS DE LOS INSTRUMENTOS DE CONTROL.....	150
CAPÍTULO 7: DISEÑO DEL SISTEMA.....	154
7.1. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE DISEÑO.....	155
7.1.1. Estimación del Volumen Durante los Arranques de las Unidades..	155
7.1.2. Estimación del Volumen de las Purgas de los Filtros.....	160
7.1.3. Volumen de Diseño del Tanque.....	161
7.2. DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍA.....	161
7.3. DISEÑO DEL TANQUE.....	165
7.3.1. Tipo de Tanque.....	166
7.3.2. Clasificación del Tanque.....	166
7.3.3. Descripción del Tanque.....	167
7.3.4. Ubicación del Tanque.....	172
7.3.5. Material del Tanque.....	175
7.3.6. Instalación del Tanque.....	176

Índice de Contenido

7.4. SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	177
7.4.1. Cálculo de la Curva del Sistema.....	179
7.4.2. Nueva Configuración del Sistema.....	183
7.4.3. Resultado de la Selección de la Bomba.....	190
CAPÍTULO 8: ESTIMACIÓN ECONÓMICA.....	191
8.1. PRESUPUESTO.....	191
8.1.1. Breve Descripción de Capítulos.....	192
8.1.2. Total de la Inversión.....	195
CONCLUSIONES.....	196
RECOMENDACIONES.....	198
APÉNDICES.....	200
BIBLIOGRAFÍA.....	228

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Unidades de Planta Punto Fijo	10
Tabla 3.1 Clasificaciones Principales de los Tubos y Ejemplos de Aplicaciones	49
Tabla 4.1 Dimensiones y pesos de los compartimientos de la unidad MS 5000	53
Tabla 4.2 Identificación del Convertidor de Par	81
Tabla 4.3 Intervalos recomendados para realizar las categorías de mantenimiento preventivo en unidades MS 5000, operando con combustible Diesel	106
Tabla 4.4 Intervalos recomendados para realizar las categorías de mantenimiento preventivo en unidades MS 5000, operando con combustible Gas Natural	106
Tabla 4.5 Requerimientos estimados de horas hombre para el mantenimiento	107
Tabla 5.1 Ejemplos para el Cálculo de los Grado API	121
Tabla 6.1 Modelo y marca de cada unidad	139
Tabla 6.2 Dimensiones de los sumideros	140
Tabla 7.1 Dimensiones de los Sumideros de cada unidad	154
Tabla 7.2 Mediciones del Sumidero de la Unidad N° 14	156
Tabla 7.3 Número de Paradas Mensuales	157
Tabla 7.4 Propiedades del Tubo Comercial	163
Tabla 7.5 Propiedades del Combustible Diesel	166
Tabla 7.6 Puntos de Operación de cada Bomba (cuando operan simultáneamente)	185
Tabla 7.7 Puntos de Operación de cada Bomba (cuando operan individualmente)	186
Tabla 8.1 Totales de cada capítulo y total de la inversión	194

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Estado Falcón	8
Figura 3.1 Diagrama de bloques del ciclo simple CBT	18
Figura 3.2 Diagrama T-S del ciclo simple CBT	18
Figura 3.3 Diagrama P-V del ciclo simple CBT	19
Figura 3.4 Diagrama ideal T – s del ciclo simple CBT	20
Figura 3.5 Diagrama real T – s del ciclo simple CBT	21
Figura 3.6 Esquema y diagrama T-s. Ciclo termodinámico con regeneración CBTX	22
Figura 3.7 Diagrama T – s del ciclo regenerativo ideal	25
Figura 3.8 Esquema del ciclo con recalentamiento CBTBT	26
Figura 3.9 Diagrama T – s del ciclo con recalentamiento CBTBT	27
Figura 3.10 Esquema del ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT	28
Figura 3.11 Diagrama T – s. Ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT	28
Figura 3.12 Velocidad media en dirección axial del conducto	29
Figura 3.13 Cambios en el área de la sección transversal del conducto	30
Figura 3.14 Esquema general de un sistema de bombeo	40
Figura 4.1 Esquema de funcionamiento y diagrama T- s	51
Figura 4.2 Aspecto exterior de la turbina	52
Figura 4.3 Esquema de la unidad	53
Figura 4.4 Distribución del compartimiento de control	54
Figura 4.5 Compartimiento de potencia turbina modelo MS 5000	55
Figura 4.6 Distribución del compartimiento de auxiliares de la turbina	56
Figura 4.7 Secciones del compartimiento de la turbina	58
Figura 4.8 Sección de entrada de aire al compresor	59
Figura 4.9 Carcasa del compresor	60
Figura 4.10 Disposición general del sistema de combustión	61
Figura 4.11 Flujo de gases en la cámara de combustión	62
Figura 4.12 Rotor turbina modelo MS 7000	63
Figura 4.13 Alabes de turbina modelo MS 7000	64
Figura 4.14 Alabes de la primera etapa modelo MS 7000	65
Figura 4.15 Segmento de la tobera	66
Figura 4.16 Sistema de escape de una turbina modelo MS 7000	66

Índice de Figuras

Figura 4.17 Grupo de cojinetes N° 1 unidad MS 7000	67
Figura 4.18 Grupo de cojinetes N° 2 unidad MS 7000	68
Figura 4.19 Distribución del compartimiento del generador	68
Figura 4.20 Distribución del compartimiento de los auxiliares del generador	70
Figura 4.21 El conjunto impulsor de arranque y giro del convertidor de par hidráulico	78
Figura 4.22 El conjunto impulsor de arranque de giro	79
Figura 4.23 Convertidor de Par	80
Figura 4.24 Sistema de arranque con motor eléctrico	82
Figura 4.25 Sistema de combustible gaseoso	84
Figura 4.26 Sistema de Combustible Líquido	88
Figura 4.27 Sistema de Lubricación	92
Figura 4.28 Sistema de agua de enfriamiento	95
Figura 4.29 Sistema de suministro hidráulico	97
Figura 4.30 Sistema de aire de atomización	99
Figura 4.31 Sistema de aire de enfriamiento y sello	101
Figura 4.32 Zonas donde se realizan los diferentes mantenimientos	105
Figura 5.1 Sustancias Explosivas	124
Figura 5.2 Gases Comprimidos	125
Figura 5.3 Materiales Líquidos Inflamables	126
Figura 5.4 Sólidos Inflamables (división 4.1)	126
Figura 5.5 Sólidos Inflamables (división 4.2)	127
Figura 5.6 Sólidos Inflamables (división 4.3)	127
Figura 5.7 Sustancias Comburentes y Peróxidos Orgánicos	128
Figura 5.8 Sustancias Tóxicas y Sustancias Venenosas	129
Figura 5.9 Materiales Radioactivos (categoría I)	129
Figura 5.10 Materiales Radioactivos (categoría II)	130
Figura 5.11 Materiales Radioactivos (categoría III)	130
Figura 6.1 Diagrama de la Planta	133
Figura 7.1 Sistema de Tuberías de la Turbina y el Skid	161
Figura 7.2 Dimensiones del Tanque Recolector	168
Figura 7.3 Puntos de Interés para el Cálculo de Radiación	172
Figura 7.4 Curva de Nivel de Radiación (para este diseño en particular)	172
Figura 7.5 Planta con Nuevo Sistema Recolector	173

Índice de Figuras

Figura 7.6 Longitudes desde el tanque recolector hasta la recepción de Diesel	178
Figura 7.7 Curva del sistema para el tramo # 1 (H_1)	180
Figura 7.8 Curva del sistema para el tramo # 2 (H_2)	181
Figura 7.9 Curva del sistema para el tramo # 3 (H_3)	181
Figura 7.10 Curva de la Bomba de Recepción	182
Figura 7.11 Diagrama de conexión de ambos sistemas de bombeo	182
Figura 7.12 Punto de Operación de la Bomba de Recepción	183
Figura 7.13 Punto de Operación de la Bomba del Sistema Recolector	184
Figura 7.14 Punto de Operación de las Bombas y Sistema Equivalente	185

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 6.1 Fugas de aceite en el compartimiento de accesorios de turbina	134
Ilustración 6.2 Drenaje de la unidad	135
Ilustración 6.3 Drenaje de la unidad (dirigida al sumidero)	135
Ilustración 6.4 Bandejas en los drenajes de la unidad (recolección de fugas)	136
Ilustración 6.5 Drenaje de la unidad dirigido al sumidero	136
Ilustración 6.6 Fugas en el fuel forwading skid	137
Ilustración 6.7 Fuel forwading skid	138
Ilustración 6.8 Sumidero	138
Ilustración 6.9 Sistema de distribución y bombeo de gasoil	141
Ilustración 6.10 Sistema de distribución de combustible (3 turbas de llenado de tanques de almacenamiento)	142
Ilustración 6.11 Sistema de distribución de combustible (2 turbas de llenado del tanque diario)	142
Ilustración 6.12 Tanquilla alrededor del sistema de distribución	143
Ilustración 6.13 Tanque de recolección de fugas en el sistema de llenado	143
Ilustración 6.14 Tanque N° 3 de consumo diario	144
Ilustración 6.15 Fugas de gasoil (cambio de filtros)	146
Ilustración 6.16 Tubería de aguas servidas	147
Ilustración 6.17 Desagüe de tubería de aguas servidas	147
Ilustración 6.18 Laguna de Guaranao	148
Ilustración 6.19 Laguna de Guarnao (contaminación)	148
Ilustración 6.20 Depósitos después del desagüe de la tubería de aguas servidas	149
Ilustración 6.21 Zonas Verdes en los alrededores de la Planta	149

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

A:	Área
ASTM:	American Society for Testing and Materials
ANSI:	American National Standards Institute
API:	American Petroleum Institute
B:	Lado más corto del Tanque
c_1, c_2, c_3 :	Constantes de una ecuación cuadrática del tipo $f(x) = a + b \cdot x + c \cdot x^2$
CADAFE:	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
Cap.Inst:	Capacidad Instada
CBT:	Compressor Burner Turbine (Ciclo Brayton)
(CBT) _R :	Compressor Burner Turbine (Ciclo Brayton Regenerativo)
(CBT) _i :	Compressor Burner Turbine (Ciclo Brayton Irreversible)
c.e.c:	Consumo Especifico de Combustible
COVENIN:	Comisión Permanente de Normas para Estructuras de Edificios del
C_p :	Calor Especifico a Presión constante
(CBT) _R :	Compressor Burner Turbine (Ciclo Brayton Regenerativo)
d:	Diámetro interior de la tubería
D:	Diámetro exterior de la tubería
e:	Espesor de Placa
E:	Energía
Ec:	Ecuación
f:	factor de fricción
ft:	pies (“feet” en inglés)
Fig :	Figura
g:	Aceleración de la Gravedad
G:	Gravedad Especifica
h:	Entalpía
hr:	hora
H:	Altura del Tanque
h_f :	Pérdida de carga por efectos viscosos

Abreviaturas y Símbolos

hab:	Habitantes
in:	pulgadas (“inches” en inglés)
ISO:	International Standards Organization
k:	Relación de Calores Específicos
K:	constante de la curva de pérdidas
L:	Longitud de la Tubería
L_t :	Lado más Largo del Tanque
Lts:	Litros
m:	Masa
m:	Flujo Másico
m_a :	Flujo Másico del aire
min:	Minutos
msnm:	Metros sobre el Nivel del Mar
$NPSH_d$:	carga neta de succión positiva disponible
$NPSH_r$:	carga neta de succión positiva requerida
η_t :	Rendimiento Térmica
η_c :	Eficiencia del Compresor
η_T :	Eficiencia de la Turbina
p:	Presión
p_e :	presión estática
$p/\gamma + z$:	carga o altura piezométrica
Pot:	Potencia
q:	Calor
Re:	Número de Reynolds
r_p :	Relación de Presión
S:	Valor de Esfuerzo de la Placa
T:	Temperatura
v:	Velocidad
V:	Volumen
W:	Trabajo

Abreviaturas y Símbolos

W_{net} :	Trabajo Neto
z :	Posición Relativa de la Sección Transversal en Sentido Vertical
α :	coeficiente de proporcionalidad para envejecimiento de la tubería
γ :	peso específico relativo del agua
ε :	rugosidad absoluta de la tubería
η_t :	Rendimiento Térmica
η_C :	Eficiencia del Compresor
η_T :	Eficiencia de la Turbina
ν :	viscosidad cinemática
ρ :	densidad de un fluido

INTRODUCCIÓN

Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en América Latina, más del 94% de su población dispone de servicios eléctricos. El país cuenta con un sofisticado sistema de transmisión con tensiones de 765kV, 400kV y 230kV, que interconectan los principales centros de producción de energía eléctrica con todas las ciudades y grandes sectores industriales de la nación. El servicio eléctrico se ha convertido en un elemento indispensable en la vida de las personas. Por esta razón es de suma importancia garantizar un nivel de seguridad alto.

Las plantas de generación eléctrica en nuestro país obtienen la mencionada energía mediante turbinas hidráulicas, turbinas a vapor y turbinas a gas, principalmente. En los últimos años, se ha incrementado el uso de turbinas a gas como método de generación por sus bajos costos de inversión inicial y períodos cortos de instalación con relación a las centrales hidroeléctricas y a vapor.

La Planta Punto Fijo pertenece a CADAFE (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico) y se encuentra ubicada al oeste de la Península de Paraguaná, específicamente en la ciudad de Punto Fijo, Estado Falcón. Esta planta consta de ocho (8) turbinas a gas que utilizan diferentes tipos de productos químicos necesarios para los procesos de producción de energía, entre los más representativos están: el aceite, combustible líquido (Diesel) y el gas natural. Estos componentes son altamente contaminantes para el medio ambiente.

El manejo, la distribución y el almacenamiento de sustancias peligrosas es uno de los aspectos más importante para ser considerado cuando se tiene una Planta de Generación Eléctrica, de tal manera de garantizar un buen servicio de abastecimiento eléctrico y controlar los riesgos de incendios y explosiones, la seguridad de los operadores y evitar la contaminación ambiental que estas sustancias pueden ocasionar.

Consciente de esta situación, la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) ha emprendido acciones para mejorar el servicio energético operando

con mejores condiciones de seguridad para garantizar el bienestar de sus empleado y las estructuras, tanto internas como externas a las plantas de generación.

El presente trabajo tiene como objeto realizar un estudio para la instalación un sistema de recolección y tratamiento de combustible líquido (Diesel N° 2) de las turbinas a gas de la Planta de Generación Punto Fijo, CADAFE. Esta Planta presenta fugas de combustible líquido en el momento del arranque de las unidades turbo-generadores, las cuales, son depositadas de forma inadecuadamente en los alrededores de cada unidad. Esto trae como consecuencia un aumento en el nivel de riesgos de accidentes en las instalaciones y la posible contaminación ambiental de sectores que se encuentran aledaños a la Planta.

El desarrollo de este trabajo se basa, fundamentalmente, en diseñar un sistema recolector de combustible líquido estimando el volumen de las fugas en los arranques de las unidades y las purgas de los filtros en los sistemas de filtrado de cada unidad. Para ello es necesario calcular las dimensiones del tanque recolector y el sistema de tuberías que dirige el combustible desde las unidades turbo-generadoras hasta dicho tanque y, posteriormente, ser conectado al sistema de almacenamiento principal de la Planta.

En el diseño se tomaron en cuenta ciertas consideraciones importantes para el desarrollo de un nuevo sistema de recolección de combustible. Estas consideraciones son principalmente criterios de diseño para tuberías y tanques, Normas de distribución, manejo y almacenamiento de sustancias peligrosas y Normas de seguridad industrial y ambiental. De esta manera, se obtiene el diseño un sistema eficiente y con un alto nivel de seguridad.

CAPÍTULO 1

RESEÑA HISTÓRICA Y DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico es comúnmente conocida como CADAFE y su único accionista es el Estado. Esta compañía fue creada con el fin administrar los programas de fomento eléctrico y establecer una administración centralizada que permita obtener el mayor rendimiento de la inversión con un costo mínimo.

CADAFE es la empresa encargada de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica en gran parte del país y cada día trabaja en mejorar el servicio de electricidad en sectores del territorio nacional donde aún no se posee este servicio básico.

La principal sede de CADAFE se encuentra ubicada en la Avenida Sanz, Edificio CADAFE, El Marqués, Caracas – Venezuela.

Actualmente, CADAFE cuenta con 11 Plantas de Generación (activas) que se encuentran distribuidas en todo el territorio nacional. Estas son clasificadas según el proceso de Generación en:

1.) Plantas hidroeléctricas (3), con una capacidad instalada total de 620MW:

- Planta: “Leonardo Ruiz Pineda”, con una capacidad instalada de 300MW.
- Planta: “General José Antonio Páez”, con una capacidad instalada de 240MW.
- Planta: “Juan Antonio Rodríguez”, con una capacidad instalada de 80MW.

2.) Plantas Turbo-gas (7), con una capacidad instalada total de 980 MW

- Planta: “Alfredo Salazar (Anaco)”, con una capacidad instalada de 210MW.
- Planta: “Coro”, con una capacidad instalada de 70 MW.
- Planta: “Félix García Casimiro”, con una capacidad instalada de 40MW.
- Planta: “Guanta”, con una capacidad instalada de 140 MW.
- Planta: “Pedro Camejo”, con una capacidad instalada de 80 MW.
- Planta: “Punto Fijo”, con una capacidad instalada de 190 MW.
- Planta: “Táchira”, con una capacidad instalad de 250 MW.

3.) Planta Centro, única planta a vapor que posee la empresa, que es la mayor Planta de Generación con una capacidad instalada de 2000 MW.

Se tiene un total de capacidad instalada entre las 11 Plantas de Generación de 3600 MW.

1.2. OBJETIVO PRINCIPAL DE LA EMPRESA

El objetivo principal de la empresa es generar, transmitir y comercializar la energía eléctrica de una manera efectiva, rentable, segura y confiable para el consumidor con el fin de promover el desarrollo económico y social del país, mejorando así la condición de vida de la población, asociado al uso del servicio eléctrico.

CADAFE presta servicios eléctricos a zonas urbanas y interurbanas y lleva su servicio a las zonas de menores recursos y pequeñas poblaciones rurales, nuevas instalaciones residenciales, comerciales, etc., y todos aquellos sectores que necesiten el servicio eléctrico.

Los principales objetivos que CADAFE cumple son:

- Suministrar energía eléctrica a un gran número de la población, tanto en zonas rurales como urbanas.
- Controlar el consumo de recursos energéticos de país elaborando planes de consumo hidroeléctrico o combustible de gas para la generación de energía.
- Cumplir con la demanda de energía eléctrica exigida por los consumidores, satisfacer las necesidades de desarrollo económico y social del país mediante la prestación de un servicio eficiente y confiable que permita suministrar las necesidades que exige cada consumidor del servicio eléctrico a un costo razonable y factible.

1.3. PLANTA PUNTO FIJO

1.3.1. Breve Reseña Histórica

Año 1.953. En este año fue fundada La Planta Turbo-gas Punto Fijo perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (C.A.D.A.F.E.), con la finalidad de cubrir las necesidades energéticas de dicha ciudad. Inicialmente fueron instalados dos motores Diesel marca Cooper Bessemer de 1.250 kW cada uno.

Año 1.958. Se incrementan las dimensiones de la planta motivado al aumento de la demanda energética y para este año se instala un nuevo motor Diesel marca Mirrles de 1.890 kW, para una capacidad instalada total de 4.390 kW.

Año 1.959. Se instalaron las primeras turbinas a gas en esta planta, dos turbinas (unidad N°1 y unidad N°2) marca Clark de 6 MW.

Año 1.961. Entran en funcionamiento las unidades N°1 y N°2. En este año fueron trasladados los dos motores Diesel marca Cooper Bessemer hacia la Planta Yaritagua.

Año 1.963. Se incorporó a la planta una nueva turbina a gas para formar entonces la unidad N°3, Marca Brown Boveri con una capacidad nominal de 6,85 MW. Esto permitió el traslado del motor Diesel Mirrles hacia la ciudad de Guanare.

Años 1.967 y 1.968. Fueron instaladas dos nuevas unidades (la unidad N°4 y la unidad N°5) marca Fiat con una capacidad nominal de 7,1 MW. cada una. Para esta época la planta contaba con una capacidad instalada de 33,05 MW.

Año 1.971. En el mes de Noviembre se incorporó la unidad N° 6, marca Westinghouse y presenta una capacidad nominal de 15 MW.

Año 1.975. A partir de este año se realizan cambios en el parque de generación de la planta con la incorporación de unidades con una alta tecnología para la época. Esto trajo como consecuencia mejoras a nivel tecnológico en la Planta Punto Fijo.

Año 1.978. Se pone en funcionamiento la unidad N° 7 modelo MS-5000, marca Hitachi construida bajo licencia de General Electric, con una capacidad nominal de 20 MW.

Año 1.979. Entran en funcionamiento dos nuevas turbinas de gas, unidades N° 8 y N° 9; éstas son iguales a la unidad N°7, es decir Modelo MS-5000, marca Hitachi construida bajo licencia de General Electric, con una capacidad nominal de 20 MW. cada una.

Año 1.988. Se incorporan a la planta las Unidades N°10 y N°11 provenientes de la Planta San Lorenzo modelo MS-5000, marca Hitachi y capacidad nominal de 20 MW cada una. Para este año también se incorporó la unidad N°12 proveniente de la Planta Las Morochas, modelo MS-5000, marca Hitachi y con una capacidad nominal de 20 MW.

Año 1.989. Para esta fecha son desincorporadas las unidades desde la N° 1 hasta la N° 6 y se pone en funcionamiento la unidad N° 13 proveniente de la planta Yaritagua marca General Electric MS-5000.

Año 1.998. Finalmente entra en funcionamiento la unidad N°14, marca General Electric MS-7001P, un nuevo modelo con una capacidad nominal de 50 MW. Esta turbina fue trasladada desde la Planta La Cabrera en el Estado Aragua. Para esta época, la planta en su totalidad presenta una capacidad instalada de 190 Mw.

1.3.2. Ubicación de Planta Punto Fijo

La Planta Turbo-gas Punto Fijo está ubicada en el noroeste de la Península de Paraguaná, específicamente en la ciudad de Punto Fijo, Distrito Carirubana del Estado Falcón (Fig. 1.1).

Datos del Estado Falcón:

Límites: al norte con el mar Caribe y las islas de Curaçao y Aruba, al este con el Mar Caribe, al sur con los Estados Yaracuy y Lara y al oeste con el Estado Zulia y el Golfo de Venezuela.

Capital: Coro.

Superficie: 24.800 km².

Población: 650.000 hab.

Temperatura: la temperatura media oscila alrededor de 27,9 °C.

Latitud: 11,78333°.

Longitud: -70,15°.

Altitud: 23 msnm.



Figura 1.1 Estado Falcón

La Planta Punto Fijo cuenta con ocho (8) turbinas de gas modelo MS-5001 y MS-7001, con una capacidad instalada de 20 MW y 50MW, respectivamente, y características de ambos modelos muy similares (ver tabla 1.1).

Las plantas turbo-generadoras pueden operar con combustible gaseoso (gas) o combustible líquido (diesel). La Planta Punto Fijo está operando actualmente con combustible líquido diesel N° 2 debido a la baja producción de gas en Venezuela en los actuales momentos.

1.3.3. Insumos y Fuentes de Suministro

La tecnología convencional de generación de potencia con turbinas a gas exige la utilización de combustible de alta calidad para garantizar un mejor rendimiento y funcionamiento de la unidad cuando se encuentra en operación. Utilizar combustible de baja calidad puede ocasionar fallas en la unidad, tales como: disparo de la unidad por filtros obstruidos, daños en los álabes, avería en las válvulas de control y otros dispositivos de la turbina.

En las turbinas a gas de la Planta Punto Fijo se utilizan dos tipos de combustible:

- Gas Natural
- Diesel

El Gas Natural posee ventajas técnicas y económicas por lo que es la mejor opción como combustible para las turbinas a gas. Cuando se trabaja con gas natural la combustión es limpia, lo que reduce la contaminación ambiental y prolonga la vida útil de las turbinas.

El combustible líquido diesel se utiliza como una opción alterna ya que incrementa los costos de operación y mantenimiento (cambios de filtros, paradas programadas, etc., con mayor frecuencia). Debido a la presencia de elementos sólidos y líquidos contaminantes en el combustible se originan serios problemas de desgaste en los álabes de las turbinas y las paredes de las cámaras de combustión, forzando a la empresa a realizar inversiones en el tratamiento del combustible antes de ser ingresado a las unidades.

La Planta Punto Fijo se ha visto en la obligación de utilizar combustible líquido diesel debido a la escasez de gas que se ha ido incrementado a lo largo de los últimos años en nuestro país. El gas que PDVSA le asigna a la Planta Punto Fijo es utilizado en otras plantas cuyas unidades sólo operan con gas.

Capítulo 1: Reseña Histórica y Descripción de la Empresa

UNIDAD	MODELO	CAP. INST. (gas) [MW]	C.E.C. (Gasoil) [Lts/kWh]	HEAT RATE [BTU/kWh]	POT. ESTIM. EN LA SALIDA (gasoil) [kW]
N° 7	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 8	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 9	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 10	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 11	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 12	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 13	MS-5001P	20	0,39	17.130,87	23.450
N° 14	MS-7001B	50	0,41	14,943.00	59.000

Tabla 1.1 Unidades de Planta Punto Fijo

CAPÍTULO 2

DEFINICIÓN DEL PROYECTO

2.1. MOTIVACIÓN

Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en América Latina, más del 94% de su población dispone de servicios eléctricos. El país cuenta con un sofisticado sistema de transmisión con tensiones de 765kV, 400kV y 230kV, que interconectan los principales centros de producción de energía eléctrica con todas las ciudades y grandes sectores industriales de la nación. El servicio eléctrico se ha convertido en un elemento indispensable en la vida de las personas. Por esta razón es de suma importancia garantizar un nivel de seguridad alto.

Las plantas de generación eléctrica en nuestro país obtienen la mencionada energía mediante turbinas hidráulicas, turbinas a vapor y turbinas a gas, principalmente. En los últimos años, se ha incrementado el uso de turbinas a gas como método de generación por sus bajos costos de inversión inicial y períodos cortos de instalación con relación a las centrales hidroeléctricas y a vapor.

La Planta Punto Fijo pertenece a CADAFE (Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico) y se encuentra ubicada al oeste de la Península de Paraguaná, específicamente en la ciudad de Punto Fijo, Estado Falcón. Esta planta consta de ocho (8) turbinas a gas que utilizan diferentes tipos de productos químicos necesarios para los procesos de producción de energía, entre los más representativos están: el aceite, combustible líquido (Diesel) y el gas natural. Estos componentes son altamente contaminantes para el medio ambiente.

La Planta se encuentra ubicada en una zona residencial, por este motivo se deben tomar en cuenta fugas de materiales peligrosos que contaminen el medio ambiente o puedan afectar a la comunidad. Un material peligroso es cualquier sustancia sólida, líquida o gaseosa que tenga las siguientes características: se incendia fácilmente, puede

causar una explosión, puede afectar la salud en corto o largo plazo, puede causar quemaduras o irritaciones, afecta a animales o vegetación. Todos estos materiales peligrosos presentan altos riesgos cuando no se les da un manejo adecuado y la gravedad de las consecuencias dependerá de muchos aspectos que van desde la concentración, estado físico y cantidad de material hasta la susceptibilidad de las personas, factores ambientales y presencia de otros materiales.

CADAFE consciente de esta situación ha emprendido acciones para evaluar el estado actual de los sistemas de las turbinas, ya que en los alrededores de éstas es donde se encuentra la mayor fuga de materias contaminantes (Diesel y aceite), y realizar estudios de recolección de estos desechos y así brindar un mejor servicio a los consumidores y protección a los residentes.

Esta es una excelente oportunidad para la realización del Trabajo Especial de Grado que, además de contribuir en la obtención del título de Ingeniero Mecánico, representaría una experiencia de trabajo en un área sumamente ligada con la Ingeniería Mecánica y en la cual tengo un particular agrado e interés.

2.2. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

La planta de generación de energía eléctrica Punto Fijo se encuentra ubicada en las afueras de la ciudad de Punto Fijo, frente a la Urbanización Las Margaritas, entre las avenidas Ollarvidez y Coro. La construcción se realizó en 1.953 e inició sus actividades con dos unidades Diesel de 1250 kW cada una. Actualmente, la planta dispone de ocho (8) unidades con una capacidad instalada en la planta es de 190 MW; la cual suministra servicio eléctrico a toda la ciudad de Punto Fijo y poblaciones que se encuentran en el noroeste del Estado Falcón.

La primera unidad de marca MS-5001P fue puesta en funcionamiento en el año 1.975, que tiene aproximadamente con una capacidad instalada de 20 MW. Las otras seis turbinas a gas que corresponden a la misma marca (MS-5001P), se instalaron en 1.978.

Por último se encuentra instalada en la planta una unidad de marca MS-7001B que tiene una capacidad instalada aproximadamente de 50 MW, fue puesta en servicio en el año 1972.

En la Escuela de Ingeniería Mecánica se desarrolló el Trabajo Especial de Grado “Estudio de Factibilidad de Actualización Tecnológica de la Planta Punto Fijo de C.A.D.A.F.E” por los bachilleres Quero M. Cesar A. y Villalobos G. Nerio E.

En la empresa CADAFE se han realizado dos proyectos que pueden servir de referencia en este trabajo, “Desarrollo de un sistema de control y tratamiento de efluentes líquidos Planta de Generación Eléctrica Lucia Cáceres de Arismendi, Estado Nueva Esparta, CADAFE” realizado por la bachiller Falcone Rivera Nidia. 1996.

El segundo proyecto, “Identificación, Análisis y Evaluación de Riesgos Tecnológicos y Naturales en Punto Fijo” realizado por: F.L. Protección Contra Incendios C.A.

2.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, la Planta Punto Fijo no posee ningún sistema de recolección de los desechos de combustible (Diesel N° 2) expulsados por las turbinas a gas durante los múltiples arranques y paradas de las máquinas o debido a fugas en los equipos. Aledañas a la planta se encuentran zonas residenciales y la Laguna de Guaraño, las cuales se ven afectadas por estos desechos depositados libremente en el medio ambiente. Para evitar esta situación se debe disponer de estos desechos de manera controlada en favor del bienestar de la comunidad y del saneamiento ambiental.

Adicionalmente, se debe determinar la posibilidad y la forma en que se puedan procesar y reutilizar estos desechos por medio de un tratamiento, de tal manera que se aproveche el posible contenido energético remanente de estas sustancias y evitar el daño ambiental que el Diesel N° 2 genera al entorno.

Por tales motivos, CADAFE requiere un estudio detallado de la situación actual de la planta y el desarrollo teórico de una solución a dicho problema.

2.4. OBJETIVOS Y ALCANCES

2.4.1. Objetivo General

Realizar un estudio para la instalación de un sistema de recolección y tratamiento de Diesel N° 2 utilizado por las turbinas a gas en la Planta de Punto Fijo C.A.D.A.F.E.

2.4.2. Objetivos Específicos

- Determinar y evaluar las condiciones actuales de operación de la Planta Punto Fijo.
- Estudiar en forma general cómo se producen los desechos del combustible destilado N° 2 en las turbinas a gas motivado a los múltiples arranques y paradas.
- Determinar bajo qué condiciones son desechados estos líquidos contaminantes al medio ambiente.
- Seleccionar un sistema de recolección de los desechos contaminantes generados por las turbinas para evitar la contaminación ambiental.
- Determinar un proceso de tratamiento para la reutilización de estos desechos e introducirlos nuevamente como combustible para el funcionamiento de las turbinas.
- Determinar en forma general la ubicación de este sistema en la Planta.
- Realizar un estudio económico de la instalación del sistema.

2.4.3. Alcances

- Análisis general de las condiciones actuales de las turbinas a gas de la Planta.
- Identificar las fugas existentes en los equipos relacionadas con el funcionamiento de las turbinas a gas.
- Determinar en qué condiciones son desechadas estas sustancias en la actualidad.
- Diseñar un sistema de recolección de desechos líquidos (Diesel N° 2) presentes en el funcionamiento de las turbinas a gas.
- Determinar el tratamiento requerido para la reutilización de los líquidos contaminantes nuevamente como combustible de las turbinas a gas.
- Analizar y determinar en forma general la posible ubicación del sistema y las modificaciones a ser implementadas en la planta para su instalación.
- Realizar un estudio económico para la instalación de este sistema.

2.5. PLANIFICACIÓN

2.5.1. Actividades

- Realizar una investigación detallada de los temas relacionados con el proyecto.
- Visita a la Planta Punto Fijo:
 - Realizar una evaluación general de las condiciones actuales de las turbinas.
 - Identificar las fugas de combustible existentes en los equipos.
 - Determinar cómo se generan los desechos de Diesel en las ocho (8) turbinas a gas que conforman la Planta Punto Fijo.
 - Investigar las condiciones en las cuales son desechados los contaminantes líquidos (Diesel) actualmente.
 - Posible ubicación del sistema de recolección de los desechos líquidos expulsados por las turbinas a gas.
- Estudio de los desechos líquidos (Diesel N° 2) presentes en la planta.
- Diseño del sistema de recolección de estos desechos.
- Determinar el tratamiento requerido para la reutilización de Diesel N° 2 como nueva fuente de combustible para las turbinas.
- Definir la posible ubicación del nuevo sistema de recolección.
- Analizar las posibles modificaciones a ser realizadas en la planta debido a la instalación del nuevo sistema de recolección.
- Estudio económico de la instalación del nuevo sistema recolector.
- Redacción del informe.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTO TEÓRICO

3.1. SUPOSICIONES DE AIRE ESTÁNDAR

En los ciclos reales de potencia a gas el fluido de trabajo es muy similar al aire a lo largo de todo su recorrido. Estos ciclos de potencia a gas presentan comportamientos bastante complejos para su análisis por lo que es conveniente examinarlos en términos de suposiciones de aire estándar con las siguientes consideraciones:

1. Durante todo el ciclo el fluido de trabajo es aire, el cual se comporta como un gas ideal.
2. El proceso de combustión se sustituye por la adición de calor desde una fuente externa.
3. Se emplea un proceso de rechazo de calor hacia los alrededores que sirve para regresar el fluido a su estado inicial.

Al aplicar las restricciones del ciclo estándar de aire a diversos procesos, se acostumbra imponer restricciones adicionales sobre los valores de las propiedades del aire. En el ciclo estándar de aire se supone que las capacidades térmicas específicas son c_p y c_v y la relación de capacidades térmicas específicas k tienen valores constantes, y éstos se miden a temperatura ambiente.

3.1.1. Ciclo de Joule–Brayton (CBT)

El ciclo de potencia simple para una turbina a gas (CBT) está formado por un compresor (C), una cámara de combustión (B) y una turbina (T). Al compresor entra un flujo estable de aire atmosférico donde se comprime a una presión de varias atmósferas. El aire comprimido se entrega al quemador donde se inyecta combustible continuamente

y ocurre la combustión a una presión substancialmente constante causando un aumento de temperatura. Los gases calientes producto de la combustión entran luego a la turbina donde se expanden hasta la presión atmosférica al mismo tiempo que hacen trabajo sobre el rotor de la turbina. La potencia de la turbina es tal que impulsa el compresor y, además, entrega potencia neta a la máquina que acciona (generador).

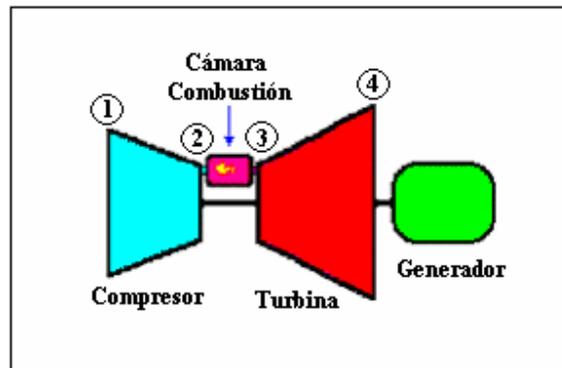


Figura 3.1 Diagrama de bloques del ciclo simple CBT

El ciclo de potencia simple para una turbina a gas (CBT) está compuesto de un compresor que toma un flujo estable de aire atmosférico (a presión p_1 y temperatura T_1) y lo comprime hasta la presión p_2 (*proceso 1 - 2*). Este proceso se puede suponer adiabático (idealmente sin roce), pero en realidad es un proceso politrópico con roce.

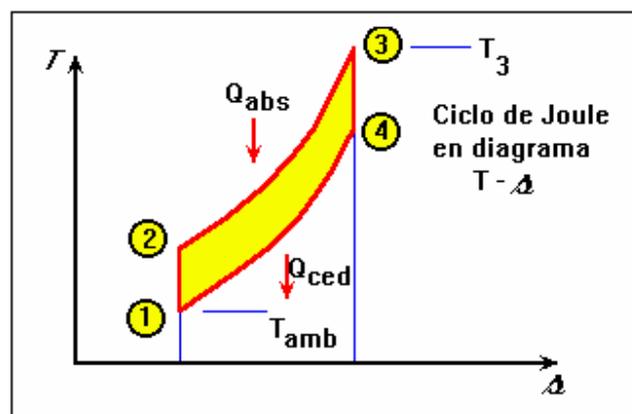


Figura 3.2 Diagrama T-S del ciclo simple CBT

Luego, el aire comprimido a presión p_2 pasa a la cámara de combustión y se le introduce combustible continuamente generando la combustión, la cual es prácticamente isobárica. Al quemarse la mezcla aire combustible, la temperatura de los gases sube hasta T_3 (*proceso 2 - 3*).

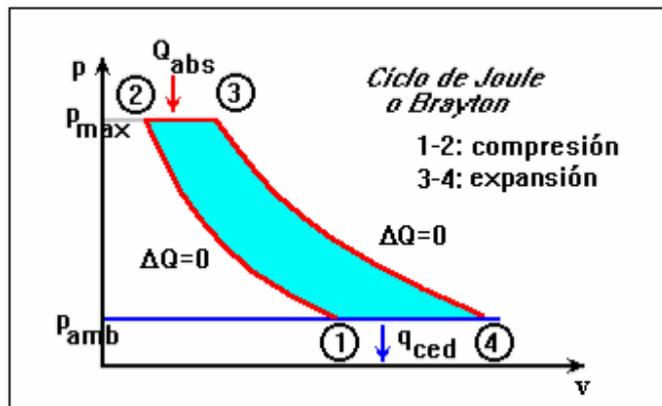


Figura 3.3 Diagrama P-V del ciclo simple CBT

A continuación los gases calientes a alta presión se expanden entregando gran parte de su energía a la turbina hasta alcanzar la presión ambiental (p_4 , *proceso 3 - 4*). Esta turbina entrega trabajo al exterior. Por lo general, el trabajo se usa para accionar un generador y producir energía eléctrica.

3.1.2. Ciclo Brayton Reversible (CBT)_r

El ciclo reversible describe procesos ideales donde no hay roce. El intercambio de calor a sistemas externos no se logra necesariamente con una diferencia de temperatura infinitesimal.

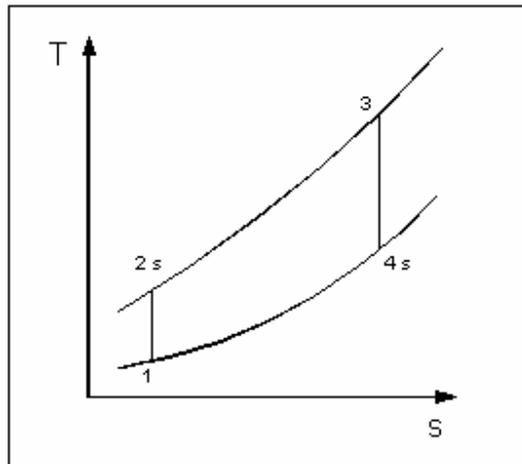


Figura 3.4 Diagrama ideal T – s del ciclo simple CBT

Del diagrama se obtiene la ecuación de la eficiencia térmica del ciclo reversible:

$$\eta_{t,(CBT)_r} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{c_p (T_{4s} - T_1)}{c_p (T_3 - T_{2s})} = 1 - \frac{1}{r_p^{\frac{(k-1)}{k}}} \quad (\text{Ec. 1})$$

donde:

c_p : calor específico a presión constante

T_1 : temperatura en el punto 1 según figura 3.4

r_p : relación de presión

k : relación de los calores específicos

3.1.3. Ciclo Brayton Irreversible (CBT)_i

El proceso irreversible es el proceso real de las turbinas a gas. En la práctica se considera un proceso reversible para facilitar su análisis. La complejidad del proceso real se debe a la presencia de la turbulencia y la fricción en los procesos de compresión y expansión así como en el proceso de la combustión, donde ductos de gas y aire se ven afectados por los efectos antes mencionados. Para realizar el cálculo del comportamiento termodinámico de una turbina a gas es necesario conocer la magnitud de los

rendimientos e irreversibilidades. Éstas se calculan por la experiencia guiada por el conocimiento detallado de los procesos en los varios componentes. Los procesos se muestran en el diagrama siguiente:

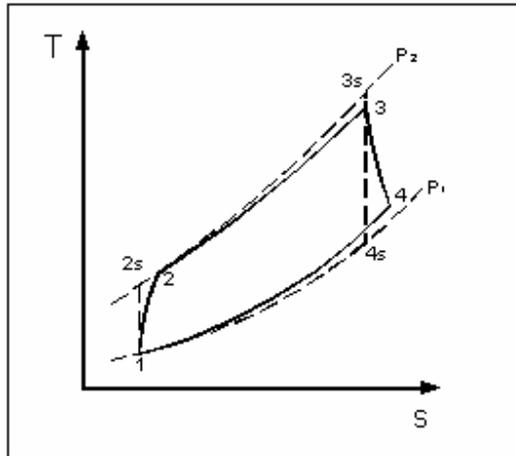


Figura 3.5 Diagrama real T – s del ciclo simple CBT

El proceso compresión ocurre de 1-2 con un rendimiento definido como:

$$\eta_c = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (\text{Ec. 2})$$

En el proceso expansión ocurre de 3-4 con un rendimiento definido como:

$$\eta_T = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} \quad (\text{Ec. 3})$$

donde:

h_i : entalpía en el punto 1 de la figura 3.5

3.1.4. Ciclo regenerativo (CBTX)

El ciclo de potencia simple de la turbina a gas se puede modificar de varias maneras importantes para aumentar su eficiencia total. Una de estas formas se basa en el concepto de regeneración. Los gases que salen de la turbina se hallan a una temperatura relativamente alta. En muchos casos la temperatura de salida de la turbina es mayor que la temperatura de salida del compresor. Si se calienta el aire que sale del compresor con la energía tomada de los gases expulsados por la turbina, es posible reducir la cantidad de combustible que se inyecta en el compresor. Este proceso se realiza utilizando un intercambiador de calor denominado regenerador. Este intercambio de calor entre las dos líneas mejora así la eficiencia del sistema.

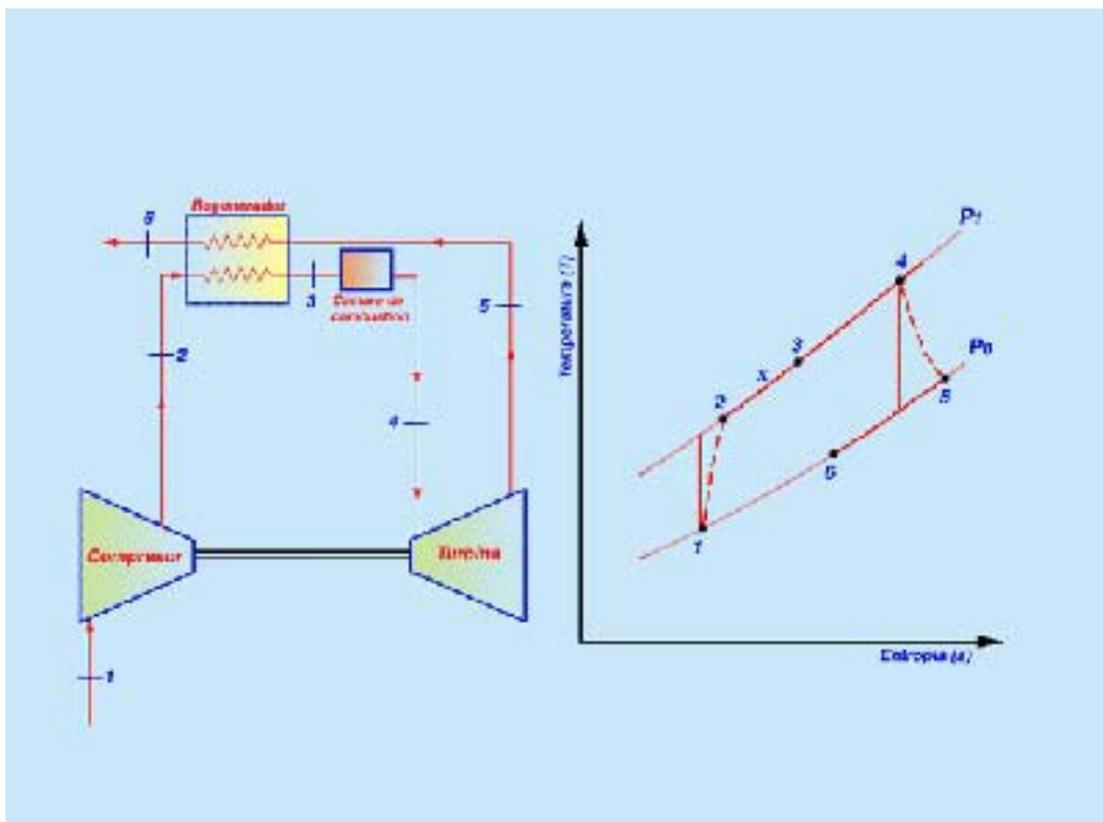


Figura 3.6 Esquema y Diagrama T-s. Ciclo termodinámico con regeneración CBTX

En el caso representado en el diagrama T-s, la temperatura (T_5) de los gases que salen de la turbina en el estado 5 es mayor que la temperatura (T_2) del aire que sale del compresor en el estado 2. En el regenerador, los gases ceden su calor al aire comprimido desde el estado 5 hasta el estado 6 cuando son evacuados a la atmósfera. En el caso ideal, el aire comprimido en el estado 2 tendrá la misma temperatura de los gases en el estado 6 y de igual manera la temperatura del aire en el estado 3 será la misma que la de los gases en el estado 5. En consecuencia, el calor suministrado en la cámara de combustión será únicamente el necesario para elevar la temperatura de (T_3) a (T_4) y no de (T_2) a (T_4).

El trabajo neto desarrollado en el ciclo regenerativo 1-2-3-4-5-6 es el mismo que en el ciclo Brayton simple 1-2-3-4 ya que el trabajo realizado por el compresor y el trabajo producido por la turbina no varía en los dos casos. Sin embargo, al requerirse un menor calor de adición para elevar la temperatura al valor máximo del ciclo (T_4), se obtendrán eficiencias térmicas más favorables para el ciclo regenerativo.

Se tiene entonces:

$$\eta_{ter} = \frac{W_{net}}{q_A} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$W_{net(\text{con regeneración})} = W_{net(\text{sin regeneración})} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$q_{A(\text{con regeneración})} < q_{A(\text{sin regeneración})} \quad (\text{Ec. 6})$$

Entonces la ecuación queda:

$$\eta_{ter(\text{sin regeneración})} < \eta_{ter(\text{con regeneración})} \quad (\text{Ec. 7})$$

En el caso ideal se considera que un diferencial infinitesimal en el gradiente de temperatura es suficiente para que el calor fluya en el regenerador de los gases que salen de la turbina al aire que sale del compresor. En el caso real, se requiere más que una

diferencia infinitesimal y, por lo tanto, no se puede decir que (T_3) es igual a (T_5) , ni que (T_2) es igual a (T_6) . La diferencia de temperaturas $(T_3 - T_x)$ requerida por el regenerador para transferir energía térmica de un fluido al otro define su eficiencia:

$$\eta_{reg} = \frac{h_x - h_2}{h_5 - h_2} = \frac{\dot{m}_a C_{p_a} (T_x - T_2)}{\dot{m}_g C_{p_g} (T_5 - T_2)} \quad (\text{Ec. 8})$$

Si el flujo másico y los calores específicos del aire y el gas se suponen similares, es decir, $\dot{m}_a \cong \dot{m}_g$ y $C_{p_a} \cong C_{p_g}$, entonces:

$$\eta_{reg} = \frac{T_x - T_2}{T_5 - T_2} \quad (\text{Ec. 9})$$

Entre mayor sea la diferencia de temperaturas $(T_3 - T_x)$, menor será la diferencia $(T_x - T_2)$ y en consecuencia la eficiencia del regenerador será menor.

3.1.5. Ciclo Regenerativo Reversible (CBTX)_r

En condiciones ideales, se supone que el flujo que pasa a través del regenerador se encuentra a presión constante. Si se supone un intercambiador de calor reversible internamente, el flujo de calor desde la corriente que viene de la turbina debe ser igual al calor que recibe la corriente de salida del compresor, por lo que sería posible calentar la corriente de salida del compresor hasta la temperatura de la corriente de salida de la turbina, entonces la eficiencia térmica para una regeneración ideal se reduce a:

$$\eta_{t,(CBTX)_r} = 1 - \frac{T_1}{T_3} r_p^{\frac{(k-1)}{k}} \quad (\text{Ec. 10})$$

Entonces, la eficiencia térmica del ciclo de una turbina a gas, en el caso de ciclo regenerativo, está relacionada con la presión y con cociente de la temperatura mínima entre la temperatura máxima que ocurren en el ciclo. El diagrama T – s para el ciclo regenerativo ideal es el que se muestra a continuación (fig. 3.7):

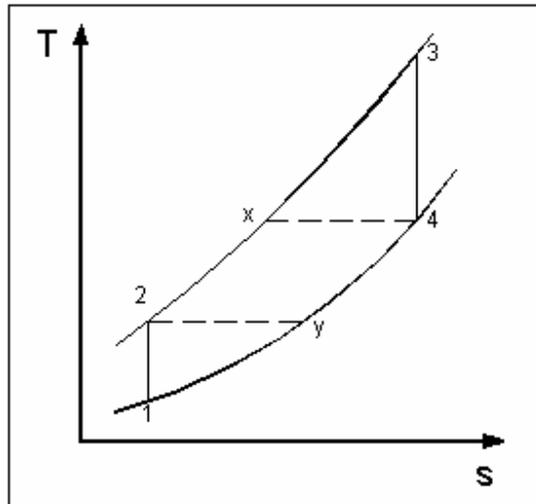


Figura 3.7 Diagrama T – s del ciclo regenerativo ideal

3.1.6. Ciclo Regenerativo Irreversible (CBTX)_i

En la realidad, aumentar la temperatura a la salida del compresor a la temperatura de salida de la turbina, no es posible debido a que sería necesaria una superficie mayor para la transferencia de calor, ya que la diferencia de temperatura entre las dos salidas (compresor y turbina) se aproxima a cero. Por la tendencia de esta condición límite, se define la *efectividad del regenerador* como:

$$\eta_{LX} = \frac{\text{transferencia real de calor}}{\text{máxima transferencia de calor posible}} = \frac{h_x - h_2}{h_4 - h_2} = \frac{T_x - T_2}{T_4 - T_2} \quad (\text{Ec. 11})$$

3.1.7. Ciclo con Recalentamiento (CBTBT)

La temperatura de trabajo máxima permisible por el material de turbina es la que limita la potencia que puede generar la turbina a gas. Debido a esta limitación, la potencia puede mejorarse dividiendo la turbina en dos o más etapas y recalentando el fluido de trabajo hasta la temperatura límite entre las etapas.

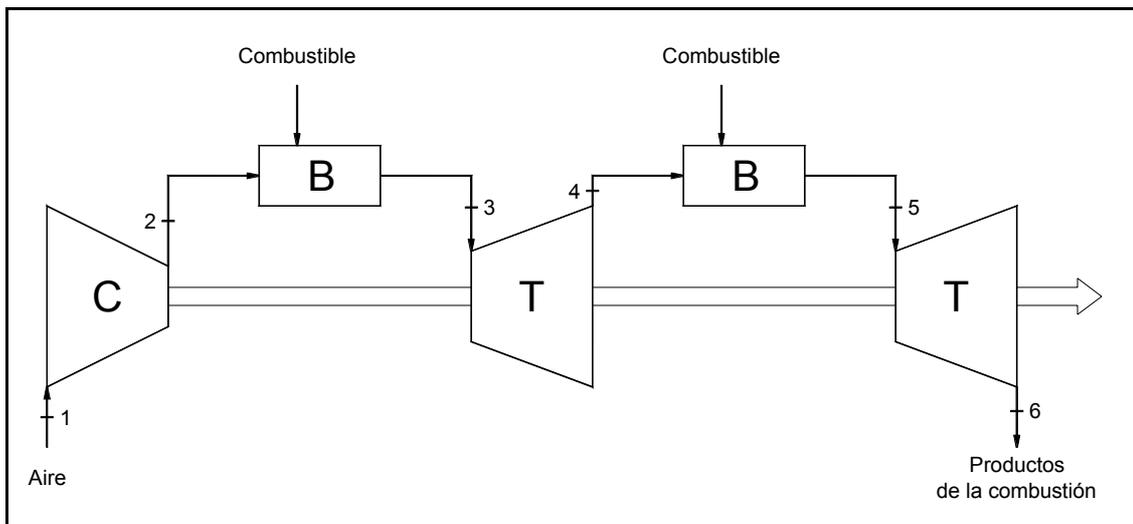


Figura 3.8 Esquema del ciclo con recalentamiento CBTBT

A continuación, se muestra el diagrama T-s del ciclo con recalentamiento donde se puede observar como se aumenta el trabajo de la turbina sin cambiar el trabajo del compresor o la temperatura máxima, pero se aumenta la cantidad de calor suministrado al ciclo.

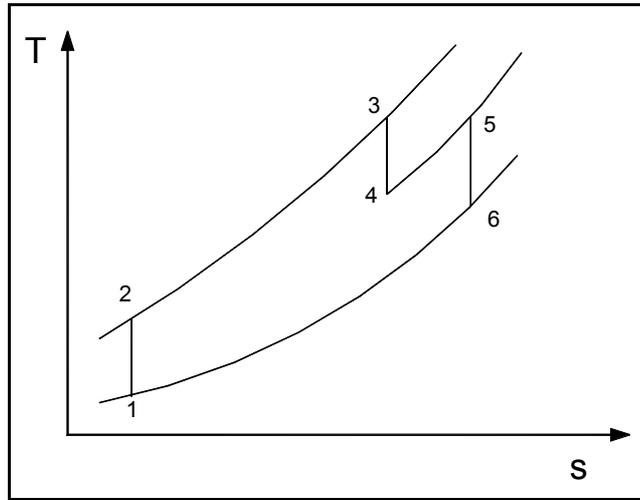


Figura 3.9 Diagrama T – s del ciclo con recalentamiento CBTBT

El rendimiento de este ciclo viene dado por:

$$\eta_{t,CBTBT} = \frac{\text{Trabajo de la turbina} - \text{Trabajo del compresor}}{\text{Calor suministrado}} =$$

$$\eta_{t,CBTBT} = \frac{c_p (T_3 - T_4) + c_p (T_5 - T_6) - c_p (T_2 - T_1)}{c_p (T_3 - T_2) + c_p (T_5 - T_4)} \quad (\text{Ec. 12})$$

3.1.8. Ciclo con Enfriamiento Intermedio en la Compresión (CICBT)

Cualquier disminución que se haga sobre el trabajo entregado al compresor se traducirá en una mejora del trabajo neto entregado por la turbina. Para cualquier relación de compresión, la potencia requerida por unidad de masa del fluido de trabajo a ser comprimido es directamente proporcional a la temperatura de entrada. Entonces, si la compresión es llevada a cabo en dos o más etapas, con enfriamiento entre las etapas, el trabajo de compresión se reducirá apreciablemente.

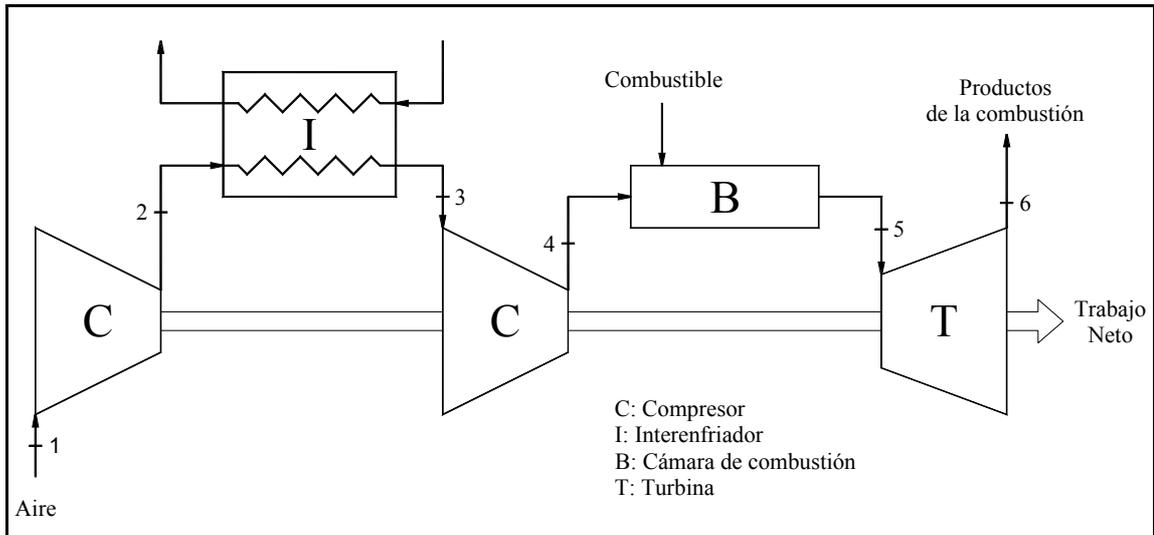


Figura 3.10 Esquema del ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT

En el diagrama T-s de la figura 3.14 se puede observar que la temperatura T_4 es menor a la temperatura que se alcanzaría si no hubiese enfriamiento intermedio. Como consecuencia de esta baja temperatura, un ciclo de turbina de combustión con enfriamiento intermedio es útil solo si al mismo tiempo se emplea un regenerador, porque de otra manera, deberá suministrarse una considerable cantidad de calor al ciclo.

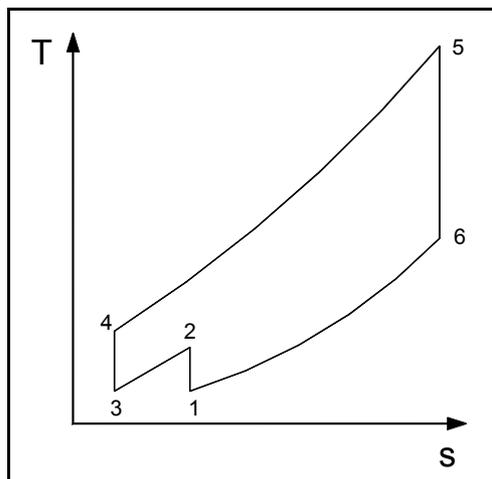


Figura 3.11 Diagrama T – s del ciclo con enfriamiento intermedio en la compresión CICBT

3.2. PRINCIPIOS DE MECÁNICA DE LOS FLUIDOS APLICADOS A LOS SISTEMAS DE BOMBEO

3.2.1. Ecuación De Continuidad

En mecánica de los fluidos, la ley de la conservación de la masa se expresa mediante la ecuación de la continuidad. Dependiendo de los factores específicos del caso de flujo sujeto a análisis, esta ecuación adopta una variedad de formas más o menos complejas. Para el efecto de este trabajo sólo será analizada para el flujo de líquidos incompresibles en tuberías consideradas inelásticas. Igualmente, sólo se tomarán en cuenta los cambios en las propiedades del flujo y del fluido en la dirección principal del movimiento (método unidimensional de análisis). Así, para caracterizar cinemáticamente al régimen en una sección particular de la tubería, se hará referencia a su velocidad media y a un valor único ρ , representativo de la densidad del fluido en tal sección. Bajo tales aspectos se tiene que:

$$v = f(x) \quad (\text{Ec. 13})$$

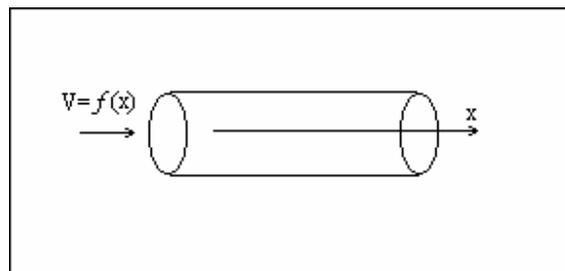


Figura 3.12 Velocidad media en dirección axial del conducto

A partir de la ecuación 3.13, y considerando que el flujo es permanente, unidimensional, de fluido considerado incompresible, se tiene la ecuación de la continuidad en términos de derivadas ordinarias:

$$\frac{d(A \cdot V)}{dx} = \frac{dQ}{dx} = 0 \quad (\text{Ec. 14})$$

cuya integral es:

$$Q = V \cdot A = \text{constante} \quad (\text{Ec. 15})$$

siendo Q el caudal o volumen de fluido que pasa por la sección transversal de un conducto A en una unidad de tiempo.

La ecuación de la Continuidad es consecuencia del principio de la conservación de las masas, que dice que la masa de fluido por unidad de tiempo que atraviesa cualquier sección de un conducto permanece constante.

Si se aplica la ecuación de la continuidad en un conducto con diferentes secciones transversales se tiene que:

$$V_1 \cdot A_1 = V_2 \cdot A_2 = V_3 \cdot A_3 = \dots = V_n \cdot A_n \quad (\text{Ec. 16})$$

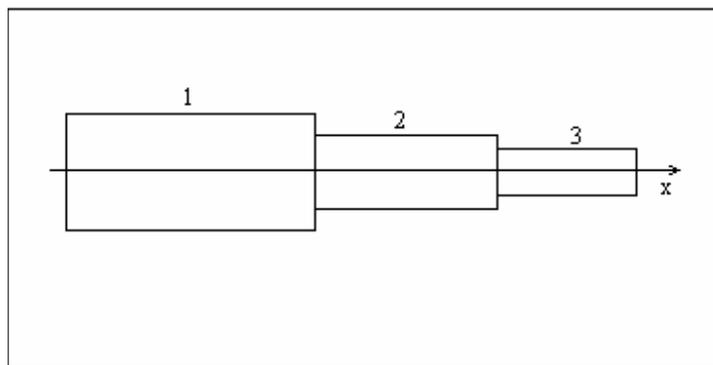


Figura 3.13 Cambios en el área de la sección transversal del conducto

Esta ecuación se cumple para flujos permanentes a través de tuberías en serie y es la forma más conocida de la ecuación de la continuidad en la hidráulica aplicada. Por otro lado, según la ecuación de la continuidad el caudal permanece constante en cualquier sección aun variando el área. Para que esta proporción se cumpla, al aumentar el área de una tubería se reduce la velocidad y viceversa.

3.2.2. Flujos de Fluidos Viscosos

Un flujo viscoso es aquel en el cual los efectos de los esfuerzos cortantes entre dos partículas de fluido que afectan el movimiento relativo entre ellas, es importante y no pueden despreciarse. Cualquier efecto viscoso que pudiera existir está confinado a una capa delgada, llamada *capa límite*, que está unida a la frontera.

Los flujos viscosos incluyen la amplia clase de los flujos internos, como los flujos en tuberías y conductos y canales abiertos. En tales flujos los efectos viscosos causan *pérdidas* sustanciales y explican las enormes cantidades de energía que hay que gastar para transportar petróleo y gas por tuberías, así como agua y otros líquidos viscosos. La condición de no deslizamiento que da pie a una velocidad cero en la pared, y los esfuerzos cortantes resultantes, generan directamente dichas pérdidas.

3.2.3. Flujos Laminares y Turbulentos

El flujo viscoso se puede clasificar como laminar o como turbulento. En el *flujo laminar* el fluido se mueve sin que haya mezcla significativa de partículas de fluido vecinas. Los esfuerzos cortantes viscosos siempre afectan los flujos laminares. El flujo puede depender considerablemente del tiempo o puede ser estable.

En un *flujo turbulento* los movimientos del fluido varían de forma irregular, de modo que las cantidades como velocidad y presión exhiben variaciones aleatorias con las coordenadas de espacio y tiempo.

El régimen de flujo depende de tres parámetros físicos que describen las condiciones de flujo. El primer parámetro es una escala de longitud del campo de flujo, como el espesor de una capa límite o el diámetro de una tubería. El segundo parámetro es una escala de velocidad tal como un promedio espacial de la velocidad. El tercer parámetro es la viscosidad cinemática.

Los tres parámetros pueden combinarse en uno solo que puede utilizarse para predecir el régimen de flujo. Esta cantidad es el **número de Reynolds**, un parámetro adimensional que se define como:

$$Re = \frac{V \cdot L}{\nu} \quad (\text{Ec. 17})$$

donde L y V son una longitud y una velocidad características, respectivamente, y ν es la viscosidad cinemática. Si el número de Reynolds es relativamente pequeño el flujo es laminar; si es grande, el flujo es turbulento. Para ser más preciso al respecto, se define el número de Reynolds crítico, $Re_{\text{crít}}$, tal que el flujo es laminar si $Re < Re_{\text{crít}}$. En un flujo dentro de una tubería con paredes ásperas se determina que $Re_{\text{crít}}$ es aproximadamente igual a 2000. Éste es el número de Reynolds crítico mínimo y es el que se emplea en la mayor parte de las aplicaciones de ingeniería.

3.2.4. La Ecuación de Bernoulli

Uno de los supuestos para la deducción de esta ecuación es que los efectos viscosos son insignificantes. Adicionalmente, se supone flujo estable, sin variaciones en la densidad del flujo y con marco de referencia inercial.

Se satisface, de acuerdo a los supuestos anteriores, que a lo largo de una misma línea de corriente:

$$\frac{v^2}{2} + \frac{p_e}{\rho} + g \cdot z = \text{constante} \quad (\text{Ec. 18})$$

donde

v: velocidad media

p_e : presión estática

ρ : densidad del fluido

g: aceleración de la gravedad (9,807 m/s)

z: posición relativa de la sección transversal en sentido vertical

o entre dos puntos (1 y 2) de una misma línea de corriente:

$$\frac{V_1^2}{2} + \frac{p_{e1}}{\rho} + g \cdot z_1 = \frac{V_2^2}{2} + \frac{p_{e2}}{\rho} + g \cdot z_2 \quad (\text{Ec. 19})$$

siendo esta la *ecuación de Bernoulli*, de acuerdo a las suposiciones hechas anteriormente.

Si dividimos esta ecuación entre g, se convierte entonces en:

$$\frac{V_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + z_1 = \frac{V_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\gamma} + z_2 \quad (\text{Ec. 20})$$

La suma de los dos términos ($p_e/\gamma + z$) se denomina *carga piezométrica* y la suma de los tres términos es la *carga total*. Otro término comúnmente utilizado la

presión p_e referido como *presión estática*, y la suma de los dos términos se denomina *presión total* p_T o *presión de estancamiento*.

3.2.5. Pérdidas en Sistemas de Tuberías

Las pérdidas pueden dividirse en dos categorías: las debidas al esfuerzo cortante de pared en los elementos de las tuberías y las debidas a los componentes de la tubería. Las primeras se distribuyen a lo largo de los elementos de la tubería. Las segundas se tratan como discontinuidades discretas en la línea de declive hidráulico y en la línea de nivel de la energía, y comúnmente se denominan pérdidas secundarias; se deben primordialmente a flujos separados o secundarios.

La cantidad de pérdida de altura o presión para un sistema dado depende de las características del líquido que se esté manejando (densidad y viscosidad), así como también el tamaño de la tubería y rugosidad que esté presente a lo largo de la superficie interior, caudal que se esté manejando, entre otros. La rugosidad depende entonces del tipo de material y por supuesto de su acabado. Para efecto del cálculo cada material tiene su rugosidad determinada en laboratorio.

En la ecuación de Bernoulli, hablando ahora de fluidos reales, debemos introducir un nuevo término (h_f):

$$\frac{V_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + z_1 = \frac{V_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\gamma} + z_2 + h_f \quad (\text{Ec. 21})$$

donde h_f es la altura correspondiente a la pérdida de carga por fricción por efecto de la viscosidad.

Una gran cantidad de investigaciones se han hecho para determinar la cantidad de pérdidas por fricción para diferentes condiciones, y varias expresiones basadas sobre datos experimentales que han sido desarrolladas para el cálculo de las pérdidas por

fricción. La expresión mas comúnmente usada en la práctica es la ecuación de Darcy-Weisbach. Esta ecuación contempla que la pérdida por fricción en la tubería depende de ciertas condiciones como: rugosidad de la superficie interior de la tubería, velocidad del flujo, viscosidad y diámetro.

La ecuación de Darcy - Weisbach se expresa como sigue:

$$h_f = f \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (\text{Ec. 22})$$

donde:

h_f : pérdida por fricción (metros o pies de líquido).

L : longitud de la tubería (m ó ft).

d : diámetro interior de la tubería (m ó ft).

V : velocidad promedio del flujo (m/s ó ft/s)

g : constante de gravedad (9.807 m/s²).

f : factor de fricción.

Para flujo laminar (Reynolds < 2000) la rugosidad o condición interior de la tubería no incide directamente en la pérdida de carga por fricción (excepto en secciones con cambios de dirección), el factor de fricción se obtiene mediante la ecuación:

$$f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (\text{Ec. 23})$$

donde Re es el número de Reynolds.

Para flujo turbulento el factor de fricción se encuentra afectado por la rugosidad de las paredes interiores de la tubería y éste puede ser determinado por métodos numéricos con la ecuación implícita desarrollada por C.F Colebrook (1939):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} + \frac{2.51}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (\text{Ec. 24})$$

donde:

Re: número de Reynolds, adimensional.

f: factor de fricción.

ε : rugosidad absoluta de la tubería (ft).

d : diámetro interior de la tubería (ft).

Una aproximación de esta ecuación es la propuesta por Swami, la cual expresa el factor de fricción de manera explícita tal como se observa a continuación:

$$f = \frac{0.25}{\log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} + \frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right)^2} \quad (\text{Ec. 25})$$

Las diferencias porcentuales entre los valores de f calculados según la ecuación de Colebrook y la de Swami se pueden observar en la referencia [10], donde se concluye que el cálculo mediante la ecuación 3.25 es bastante preciso para la mayoría de los sistemas de tuberías.

Aparte de las fórmulas de Darcy – Weisbach, Colebrook y Swami, otras soluciones matemáticas han sido desarrolladas para estimar las pérdidas de presión por fricción, como lo son las fórmulas empíricas desarrolladas por Scobey, Manning y Hanzen - Williams.

Las pérdidas localizadas de energía en conducciones resultan como consecuencia de la separación de la capa límite, ocasionada por las alteraciones en la geometría de los contornos. En razón de la complejidad cinemática y dinámica del régimen relacionado con la separación de la capa límite, se comprende que, casi invariablemente, la

estimación de las pérdidas localizadas de energía deban conseguirse por la vía de la experimentación. Las pérdidas menores o localizadas se expresan en términos de un coeficiente de pérdida K , definido por:

$$h_f = k \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (\text{Ec. 26})$$

Los valores de k para las piezas especiales de uso más común en sistemas de distribución de agua han sido seleccionados después de realizar numerosos ensayos y corresponden a flujo turbulento completamente establecido. Para fluidos con viscosidades diferentes a las del agua se utilizan las relaciones L/d obtenidas de estos valores experimentales con modificaciones en las ecuaciones que determinan las pérdidas a lo largo de la tubería.

Las pérdidas localizadas correspondientes a las siguientes condiciones y piezas especiales son las más utilizadas en este tipo de proyecto:

- Cambios en la dirección del flujo
 - o Codos o curvas
 - o Codos segmentados o seccionados
- Cambios en los diámetros de las tuberías
 - o Expansiones graduales
 - o Expansiones bruscas
 - o Contracciones bruscas
 - o Contracciones graduales
- Reunión y separación de flujos en tuberías a presión
 - o Confluencias
 - o Derivaciones
- Orificios
- Pérdidas de energía por entrada
- Pérdidas de energía por salida
- Pérdidas localizadas de energía en válvulas

3.2.6. Cavitación

El complejo fenómeno denominado cavitación se produce cuando por efectos de la viscosidad (pérdidas de carga por fricción) el flujo en una tubería a presión alcanza la presión de vapor del líquido a la temperatura de operación. Luego se generan cavidades saturadas de vapor que sometidas a los gradientes de presión que prevalecen en esa región del movimiento, estas burbujas de vapor, por su baja densidad, pueden adquirir una considerable velocidad, y se condensarán cuando se vean transferidas a zonas de mayor presión. Aquéllas que entren en contacto con un contorno de la tubería o con una de las partes de algún dispositivo que en ellas se encuentre instalado, determinarán vibraciones, ruidos y esfuerzos de impactos de gran magnitud, que afectan el comportamiento de las obras civiles y/o de los componentes mecánicos.

En general, el proceso de deterioro no es instantáneo sino progresivo, diferenciándose un período inicial donde el material se fatiga debido a las continuas implosiones de las burbujas de vapor, hasta que comienza la destrucción propiamente dicha. A partir de este momento, el fenómeno junto con sus consecuencias se acelera, ya que debido al surgimiento de nuevas irregularidades, se multiplicarán los puntos potenciales creadores de bajas presiones y por ende se ampliará la zona de influencia destructiva del fenómeno.

La cavitación es capaz de acabar con superficies hechas con los materiales más resistentes, tales como el acero, el concreto, y las fibras epóxicas. Por tales motivos, este complejo fenómeno constituye una limitación importante en la definición altimétrica de las tuberías, y en la selección de las válvulas, medidores de flujo, piezas especiales y unidades de bombeo.

La cavitación normalmente ocurre en el impulsor de una bomba centrífuga, y los daños causados por la misma pueden inutilizar el impulsor en tan solo unas cuantas semanas de operación continua.

Aunque el término cavitación se aplica a la formación de burbujas de vapor, también se usa para referenciar algunas manifestaciones de la actividad de dichas burbujas tales como:

- Erosión y picaduras en la superficie del metal.
- Caída de la capacidad de altura debido a la turbulencia.
- Limitaciones de flujo debido al bloqueo del pasaje del flujo.
- Ruidos o traqueteos causados por la formación de las burbujas de vapor.

3.2.7. Régimen Permanente

Los sistemas de conducción de fluidos están caracterizados por una operación estable o casi estable durante la mayor parte de sus períodos de funcionamiento y, por consiguiente, el respectivo régimen se clasifica como permanente. En este tipo de movimiento las ecuaciones fundamentales de la hidráulica se simplifican notablemente, y tanto más cuando se las refiere al régimen unidimensional, turbulento, de un líquido considerado como incompresible, que se verifica en un conducto de sección circular.

3.2.7.1. Principio de la Energía

La Primera Ley de la Termodinámica define un sistema con cambio de estado, entre un punto inicial 1 a otro final 2, como:

$${}_1Q_2 = E_2 - E_1 + {}_1W_2 \quad (\text{Ec. 27})$$

donde ${}_1Q_2$ es el calor transmitido al sistema durante el proceso del estado 1 al 2, E_1 y E_2 son los valores inicial y final de la energía E del sistema, y ${}_1W_2$ es el trabajo efectuado por el sistema durante el proceso.

En una turbomáquina el calor generado en su volumen de control se considera igual a cero. Por unidad de masa, esta ecuación se representa como:

$$\frac{E_2 - E_1}{m} = \frac{W}{m} \quad (\text{Ec. 28})$$

es decir

$$e_2 - e_1 = L \quad (\text{Ec. 29})$$

donde e_1 y e_2 son los valores inicial y final de la energía específica, y L es el trabajo específico efectuado por el sistema.

Para bombas o turbomáquinas generadoras, el trabajo específico es igual a la energía específica en la salida menos la energía específica en la entrada, esto es:

$$L = e_s - e_e \quad (\text{Ec. 30})$$

Sustituyendo los valores representativos de la energía específica en cada punto se obtiene la siguiente ecuación:

$$L = \left(u_s + p_s \cdot v_s + g \cdot z_s + \frac{V_s^2}{2} \right) - \left(u_e + p_e \cdot v_e + g \cdot z_e + \frac{V_e^2}{2} \right) \quad (\text{Ec. 31})$$

Esta ecuación describe el comportamiento de una turbomáquina sin variación de densidad ni temperatura; es decir, una turbomáquina hidráulica.

Despreciando los términos que no afectan significativamente el valor de L , la ecuación anterior se reduce a:

$$L = \frac{p_s - p_e}{\rho} + g \cdot (z_s - z_e) + \frac{V_s^2 - V_e^2}{2} \quad (\text{Ec. 32})$$

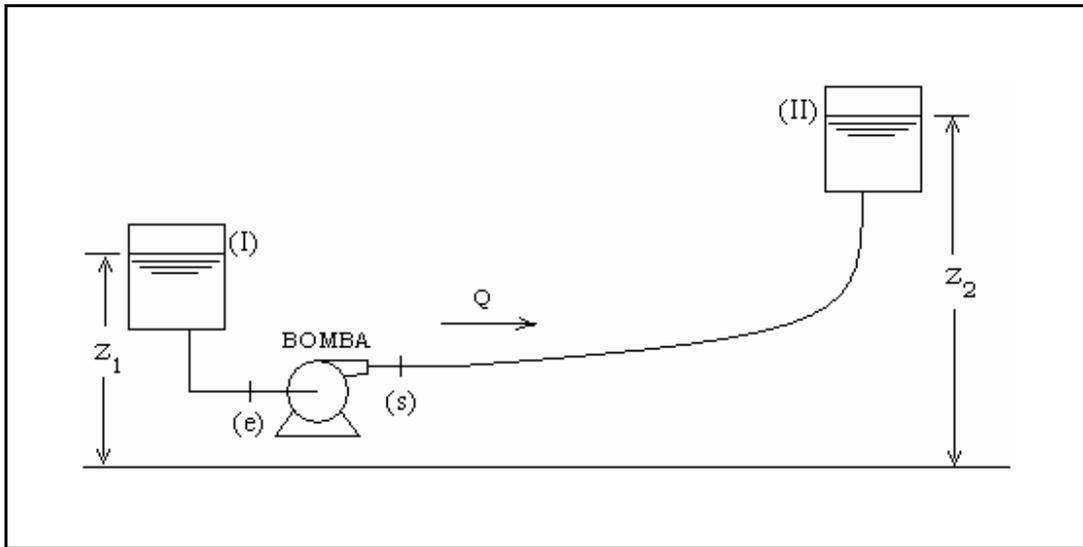


Figura 3.14 Esquema general de un sistema de bombeo

Aplicando la ecuación de Bernoulli entre I y la entrada de la bomba (e) se obtiene la relación:

$$u_I + \frac{p_I}{\rho} + g \cdot z_I + \frac{V_I^2}{2} = u_e + e_e + g \cdot hf_{I_e} \quad (\text{Ec. 33})$$

Esto es igual a:

$$e_e = \frac{p_I}{\rho} + g \cdot z_I + \frac{V_I^2}{2} - g \cdot hf_{I_e} \quad (\text{Ec. 34})$$

Igualmente entre la salida de la bomba (s) y el punto II:

$$u_s + e_s = u_{II} + \frac{p_{II}}{\rho} + g \cdot z_{II} + \frac{V_{II}^2}{2} + g \cdot hf_{s_{II}}$$

$$e_s = \frac{p_{II}}{\rho} + g \cdot z_{II} + \frac{V_{II}^2}{2} + g \cdot hf_{s_II}$$

Por lo tanto, el trabajo específico es igual a:

$$L = \frac{p_{II} - p_I}{\rho} + g(z_{II} - z_I) + \frac{V_{II}^2 - V_I^2}{2} + g(hf_{I_e} + hf_{s_II}) \quad (\text{Ec. 36})$$

Si dividimos esta ecuación entre g , la curva del sistema queda definida como:

$$H = \frac{p_{II} - p_I}{\gamma} + (z_{II} - z_I) + \frac{V_{II}^2 - V_I^2}{2g} + hf_{I_e} + hf_{s_II} \quad (\text{Ec. 37})$$

donde hf_{I_e} y hf_{s_II} representan las pérdidas de carga en las tuberías de succión y de descarga, respectivamente. Esta es la ecuación de energía y se puede aplicar a cualquier flujo uniforme estable con una entrada y una salida.

Se llama “carga” a la pérdida de carga porque tiene dimensiones de longitud. También se puede referir a $V^2/2g$ como carga de velocidad y a p/γ como carga de presión, porque estos términos también tienen dimensiones de longitud.

3.3. TUBERÍAS, TUBOS Y TUBOS ESPECIALES

El término tubería se aplica de manera amplia al tubo, accesorios, válvulas y otros componentes que conducen líquidos, gases, etc.

La definición de tubos se refiere a aquellos productos tubulares con dimensiones y hechos con materiales de uso común en conductos y conexiones. Es necesario conocer el diámetro exterior, peso y clases de tubos.

En general, por tubos especiales se entiende aquellos productos tubulares como los que se utilizan en calderas, intercambiadores de calor, instrumentos y en las industrias de las máquinas, aviones, automóviles y otras relacionadas con éstas.

El tubo es un elemento de metal hueco que permite trasladar un fluido de un punto a otro. Su fabricación se efectúa de acuerdo a las normas americanas “ASME” (American Society Mechanical Engineer). Estas están especificadas por diámetros, su espesor de pared dependerá de la presión del fluido y la calidad del material dependerá de la temperatura de dicho fluido.

3.3.1. Conceptos Básicos sobre Tuberías

El diámetro nominal: se refiere al término con que se define el tamaño a utilizar.

El diámetro externo: se define como la zona externa de la tubería la cual es independiente del espesor de la tubería

El diámetro interno: se conoce como la zona interna o zona hueca de la tubería que aumentará o disminuirá según la presión del fluido.

Espesor Nominal: se refiere a los valores nominales de espesores conocidos o fabricados de la tubería. Se conoce también como “Schedule” y viene dado por los

siguientes valores: 10, 20, 30, 40, 60, 80, 100, 120, 140 y 160. Estos valores determinan el grosor que debe tener la tubería; es decir a mayor schedule mayor el espesor.

Área de Flujo: corresponde al círculo de la sección interna de la tubería. Este concepto nos ayuda a determinar la capacidad que tiene la tubería según el paso de fluido a carga completa.

Área de la Sección del Metal: es la diferencia entre el diámetro interno y el diámetro externo. Su amplitud viene dada por el espesor que tenga el tubo.

Superficie externa de la Tubería: nos permite calcular el costo por metro cuadrado de pintura a colocar, esta superficie esta representada por la circunferencia del diámetro externo y la longitud requerida.

Superficie Interna: esta determinada por el ancho de la circunferencia interna de la tubería y la longitud requerida.

Peso de la Tubería: viene dado por el área de la sección del metal y depende del espesor de la misma.

Las tuberías, por lo general, tienen una longitud de 6 a 12 metros (rango sencillo o rango doble) y sus extremos pueden ser de cuatro formas dependiendo del mecanizado:

- Biselado
- Planos
- Roscados
- Ranurado

Cada uno de esos extremos pueden unirse según el tipo de requerimiento establecido en las especificaciones del proyecto:

- Soldados a tope (Butt-Weld)
- Enchufe y soldado (Socket-Weld)
- Mecánico (Bridas, empacaduras, pernos y/o esparragos, tuercas o roscado.)
- Acoplamiento rasurado.

La **soldadura a tope** se hace en frente al espesor de la misma y se utiliza en sistemas donde el diámetro es alto.

La **junción con enchufe y soldado** se efectúa con algún accesorio que posea una cavidad que permite la penetración de la tubería en su interior y el soldado externo de ambos implementos.

La **junción mecánica** permite el traslado del fluido sin provocar fugas en los elementos a unir.

Acoplamiento ranurado: sistema de conexión de tuberías más versátil, económico, confiable y de fácil instalación.

3.3.2. Tubo Común y Tubos Especiales

El tubo comercial y los especiales se agrupan en varias clasificaciones, por lo común basadas en la ampliación o el uso y no en el método de fabricación. La mayor parte de los productos tubulares quedan en alguna de tres clasificaciones muy amplias:

- 1) Tubo (común).
- 2) Tubos Especiales de Presión.
- 3) Tubos Especiales Mecánicos.

Cada una de estas clasificaciones se divide en varios subgrupos, que pueden haber sido definidos y estandarizados de manera diferente por los diferentes grupos de la industria o de usuarios. Las mismas especificaciones estándar de los materiales pueden aplicarse a varias clasificaciones.

El costo entra en las consideraciones para seleccionar los materiales específicos de las tuberías. En algunos tamaños, pueden variar los precios del tubo fabricado con base en especificaciones de materiales diferentes, mientras que, en otros tamaños pueden ser idénticos.

Dentro de las amplias clasificaciones por uso mencionadas anteriormente, también se reconoce las clasificaciones por método de producción, estas principalmente son:

- 1) Tubo Forjado sin Costura.
- 2) Tubo Fundido sin Costura
- 3) Tubo (común)

3.3.3. Tipos de Tuberías

En la siguiente lista no se consideran métodos de fabricación, los límites de tamaño, el espesor de pared y el acabado, para los que los diferentes grupos de usuarios pueden haber establecido diferentes requisitos estándar.

Tubo Estándar: el tubo para servicios mecánicos se producen en tres clases de espesor de pared: peso estándar, extrafuerte y doble extrafuerte. Se consigue como tubo soldado o sin costura, con acabado y tolerancias dimensionales comunes, producido en tamaño hasta de 12 pulg de diámetro externo nominal. Este tubo se emplea para fines estructurales y mecánicos. Para ciertas aplicaciones se tienen otros requisitos respecto al tamaño, acabado superficial y rectitud.

Tubo para Refrigeración: Este tubo se conecta también como tubo para máquinas de hielo o para amoníaco. Puede ser soldado a tope, soldado a solapa, soldado por resistencia eléctrica o sin costura, y está diseñado para usarse con el fin de conducir refrigerantes. Es apropiado para formar serpentines, doblar y soldar. Los tamaños comunes varían desde $\frac{3}{4}$ hasta 2 pulg. La tubería se produce en longitudes diversas, y del doble de éstas, en tamaños y pesos para tuberías estándar. Los tramos dobles se emplean como tubo para pistas de hielo. Pueden producirse con extremos lisos, con extremos roscados únicamente o con extremos roscados y acoplamiento para tubería, según se desee.

Tubo de Presión: Este tubo se emplea para conducir fluidos o gases a temperatura o presiones normales, debajo de cero o elevadas, o combinaciones de ambas condiciones. En general no se les sujeta a la aplicación de calor desde el exterior. Los límites de tamaños son desde un tamaño nominal de $\frac{1}{8}$ pulg hasta un diámetro externo real de 36 pulg. Se produce en varios espesores de pared. La tubería de presión se obtiene en longitudes diversas, con extremos roscados o lisos, según se requiera. Generalmente, el tubo de presión se prueba hidrostáticamente en la fábrica.

Tubos para Conductos: El tubo es sin costura o soldado, se produce en tamaño desde un diámetro externo nominal de $\frac{1}{8}$ hasta diámetro externo real de 48 pulg. Se emplea principalmente para conducir gas, petróleo o agua. El tubo para conductos se produce con extremos lisos, roscados, biselados, rasurados, con bridas o expandidos, según se requiera para los diversos tipos de acopladores mecánicos, o para juntar soldadas. Si se necesitan extremos y acoplamientos roscados, es normal que se suministren acoplamientos con rebajo.

Tubos para Pozos de Agua: El tubo para pozos es de acero soldado o sin costura, que se utiliza para la conducción de agua para aplicaciones municipales e industriales. Las tuberías empleadas con estos fines comprenden tuberías maestras de gasto, de transmisión, de impulsión, de acueductos o de distribución. Por lo general, las tuberías son subterráneas. Los tamaños varían desde $\frac{1}{8}$ hasta 106 pulg de diámetro externo, con

diversos espesores de pared. El tubo se produce con extremos preparados de manera apropiada para acopladores mecánicos, con extremos biselados para soldar, con extremos ajustados con llantas a tope para soldar en el sitio, o bien, con sitio. El tubo se produce en tramos diversos dobles de aproximadamente 40 pies, en tramos diversos sencillos con longitud aproximada de 20 pies, o en tramos diversos sencillos con longitud definida, según se especifique. Los espesores de pared varían desde 0,068 pulg, para el diámetro externo nominal de $\frac{1}{8}$ pulg, hasta 1 pulg, para un diámetro externo real de 106 pulg.

Tubos Especiales Mecánicos: A diferencia del tubo común y el de presión, el tubo especial mecánico en general se clasifican por el método de fabricación y el grado de acabado. Algunos de los métodos de fabricación son los siguientes:

- Tubos especiales sin costura.
- Tubos especiales soldados.
- Tubo especial de tipo con rebaba interior.
- Tubo especial con rebaba controlada.

Artículos para campos petrolíferos: Se utiliza el entubado como retención de las paredes de los pozos petroleros o de gas. Se emplean para rechazar los fluidos indeseables, así como confinar y conducir el petróleo o el gas, desde los estratos subsuperficiales productivos hasta el nivel de piso. El tubo para revestimiento de produce en tamaños de 4 $\frac{1}{2}$ hasta 20 pulg de diámetro externo. La designación de tamaño se refiere al diámetro exterior real y al peso por pie. Por lo común, los extremos están roscados y se suministran con acoplamientos. Si se piden, los extremos se preparan para dar lugar a otros tipos de uniones.

Otras Clasificaciones de tubos:

- Tubo Conduit Rígido
- Tubo para Polotes
- Tubo para Nicle

Capítulo 3: Fundamento Teórico

Identificación del tubo	Usos
Estándar	Tubo para servicio mecánico (estructural), tubo para servicio de baja presión, tubo para refrigeración (para máquinas de hielo), tubo para pistas de hielo, tubo para desflamadoras.
De Presión	Tubo para conducir líquido, gases o vapores, servicio para temperaturas o presiones elevadas, o ambas cosas.
Para Conductos	Tubo con extremo roscado o liso para gas, petróleo o vapor de agua.
Para Pozos de Agua	Tubo, escariado y mandrillado, para hincar y de revestimiento para pozos de agua, tubo hincado para pozos, tubo para bombas, tubo para bombas de turbina.
Artículos tubulares para campos petrolíferos	Tuberías de revestimiento para pozos, cañerías de perforación.
Otros Tubos	Conduit, pilotes, niples, tubo para rociador, tubos para armaduras de camas.

Tabla 3.1 Clasificaciones Principales de los Tubos y Ejemplos de Aplicaciones

CAPÍTULO 4

DESCRIPCIÓN DE LAS TURBINAS A GAS

4.1.GENERALIDADES

En este capítulo se describe el principio de funcionamiento de la turbina a gas, como esta distribuida la unidad, los equipos que la conforman y los mantenimientos que recomienda el fabricante de turbinas a gas, los cuales deben realizarse para una apropiada operación de la turbina.

La Planta de Punto Fijo cuenta con siete unidades modelo MS 5001 P y una unidad modelo MS 7001 B, las diferencias entre estos modelos radica principalmente en la capacidad, las unidades modelo MS 5001 P tienen una capacidad nominal de 20 MW y la unidad MS 7001 B tiene una capacidad nominal de 50 MW. Pero el principio de funcionamiento, la distribución de los equipos y los sistemas que las conforman son muy similares, por lo que aquí se procede a hacer una descripción general de la turbina, mencionando sus diferencias cuando sea necesario.

4.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Inicialmente, el rotor compresor turbina es puesto en rotación por medio de un dispositivo de arranque (motor diesel, eléctrico o de vapor). El aire atmosférico es entonces, succionado por el compresor y llevado a una presión entre 12 y 20 veces la presión atmosférica, dependiendo del modelo de la turbina. En este proceso no se suministra calor, sin embargo, la temperatura del aire se eleva debido a la compresión. Este aire a alta presión pasa hacia las cámaras de combustión, en las cuales se inyecta el combustible, y una chispa de alto voltaje enciende la mezcla de aire y combustible. Una vez encendida ésta, la combustión permanece continuamente en la corriente de aire, mientras se introduzca combustible en la cámara de combustión.

Los gases producto de la combustión pasan a través de la turbina donde la energía de estos es convertida en trabajo, el proceso de conversión de energía se realiza en dos pasos; primero, los gases calientes se expanden en las toberas (alabes fijos), donde una porción de la energía térmica se convierte en energía cinética; luego pasan a través de las paletas del rotor (alabes móviles), y la energía cinética es transferida al rotor haciendo que este gire y se obtenga trabajo.

Típicamente, más del 50% del trabajo producido por la turbina es utilizado para mover el compresor, el resto se utiliza para mover los accesorios de la turbina y la carga accionada.

Una vez los gases producto de la combustión pasan a través de la turbina, son enviados a la atmósfera o a un dispositivo de recuperación de calor, donde son enfriados.

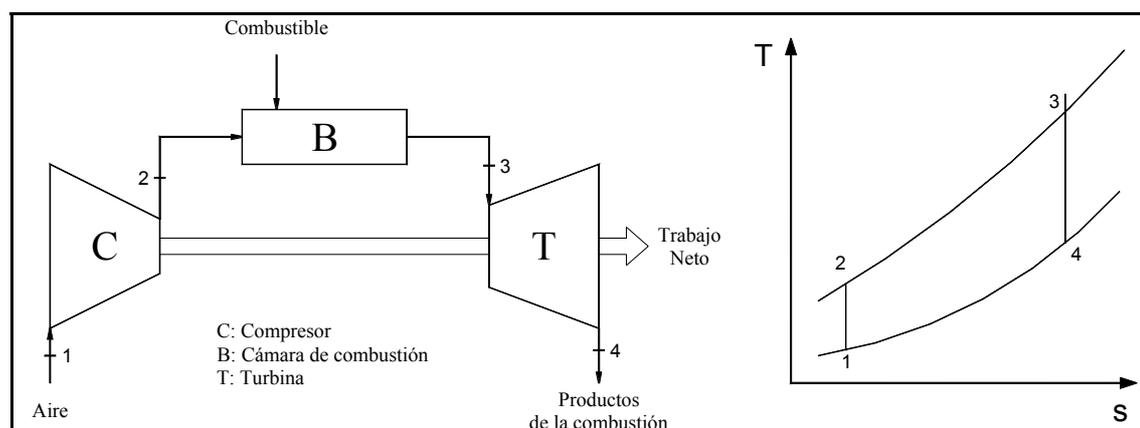


Figura 4.1. Esquema de funcionamiento y diagrama T- s

4.3. DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA

La unidad turbo-generadora tiene un diseño compacto, el cual incluye todos los componentes y equipos necesarios para su operación. La unidad se puede dividir en cuatro compartimientos principales, los cuales son:

- Compartimiento de control
- Compartimiento de potencia
- Compartimiento del generador
- Compartimiento de los auxiliares del generador

Además cuenta con equipos auxiliares para el sistema de entrada de aire y sistema de gases de escape.

Cada uno de los compartimientos está cubierto para protegerlo de las condiciones ambientales. Estas cubiertas están diseñadas de modo que facilitan el acceso a las labores de mantenimiento y mantienen adecuados niveles de ruido y aislamiento térmico (ver figura 4.2).

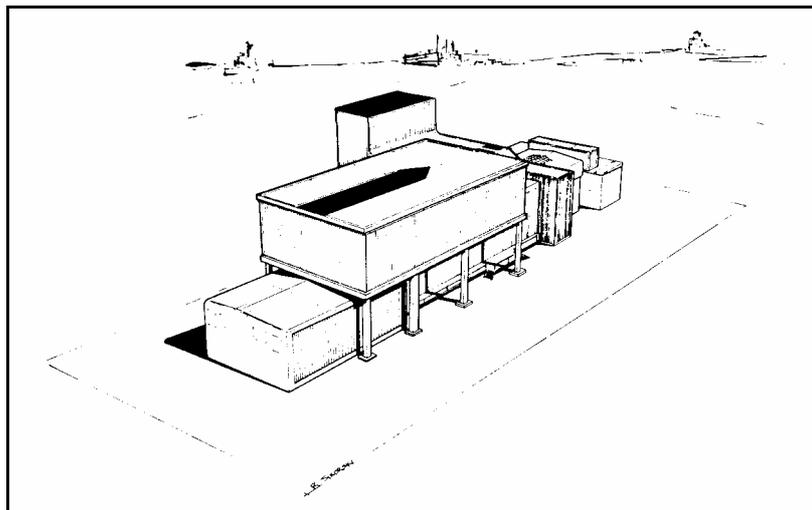


Figura 4.2 Aspecto exterior de la turbina

Capítulo 4: Descripción de las Turbinas a Gas

La unidad instalada modelo MS 5000 tiene unas dimensiones aproximadas de 5180 mm (17 feet) de ancho, 31700 mm (104 feet) de largo y 7010 mm (23 feet) de alto. Estas dimensiones no incluyen el área de almacenamiento de combustible, ni los equipos necesarios para su transporte hasta la unidad. En la siguiente figura se puede observar una vista de planta con la disposición de los distintos compartimientos.

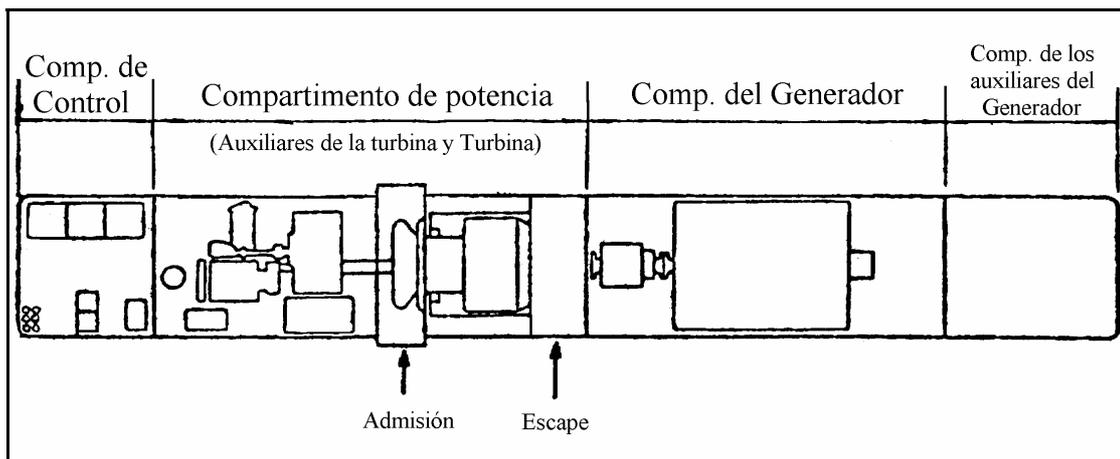


Figura 4.3 Esquema de la unidad

Las dimensiones y pesos aproximados de los cuatro compartimientos principales, para una unidad modelo MS 5000 son:

	Alto	Ancho	Largo	Peso
Compartimiento de Control	3.810 mm (12' - 6'')	3.200 mm (10' - 6'')	3.000 mm (9' - 10'')	10.000 kg (22.050 lb)
Compartimiento de Potencia	3.810 mm (12' - 6'')	3.200 mm (10' - 6'')	11.640 mm (38' - 2'')	93.000 kg (205.000 lb)
Compartimiento del Generador	3.810 mm (12' - 6'')	3.200 mm (10' - 6'')	8.400 mm (17' - 07'')	82.100 kg (161.000 lb)
Compartimiento de los auxiliares del generador	3.810 mm (12' - 6'')	3.200 mm (10' - 6'')	4.800 mm (15' - 9'')	14.000 kg (30.900 lb)

Tabla 4.1 Dimensiones y pesos de los compartimientos de la unidad MS 5000

4.3.1. Compartimiento de control

El compartimiento de control se encuentra en el extremo delantero de la unidad, antes del compartimiento de potencia, como se muestra en la figura 4.3. En el se encuentran los equipos necesarios para controlar y proteger la unidad, como son: el panel de control del transformador, el panel de control del generador, el panel de control de la turbina, los recipientes para almacenar CO₂ del sistema contra incendios, el cargador de baterías y las unidades de acondicionamiento de aire para regular la temperatura dentro del mismo. A continuación se muestra una vista de planta de la distribución característica de este compartimiento.

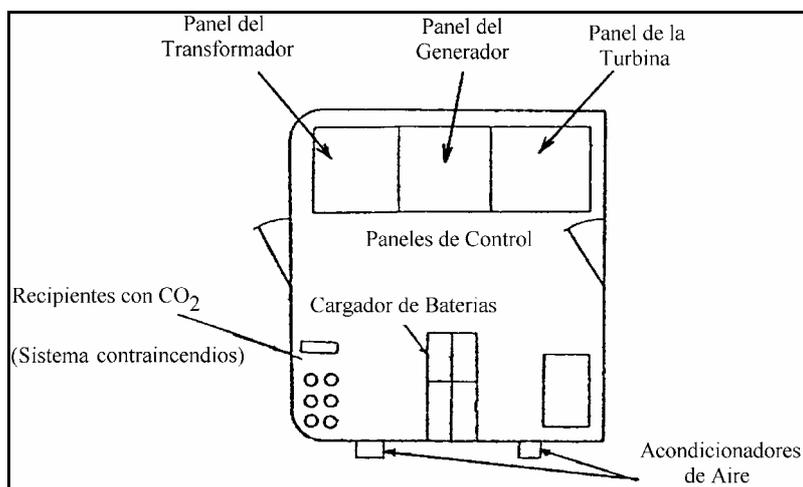
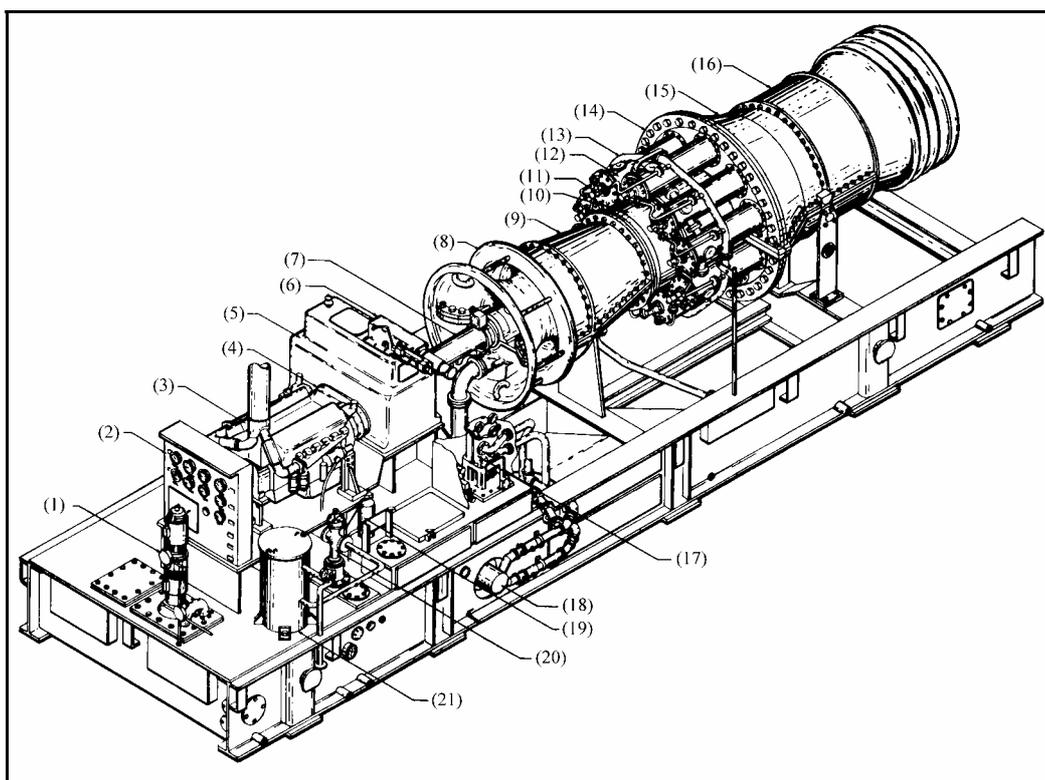


Figura 4.4 Distribución del compartimiento de control

4.3.2. Compartimiento de potencia

El compartimiento de potencia se divide a su vez en dos compartimientos, el compartimiento de los auxiliares de la turbina, el cual aloja a los equipos auxiliares necesarios para la operación de la turbina, y el compartimiento de la turbina donde se encuentra el rotor compresor turbina



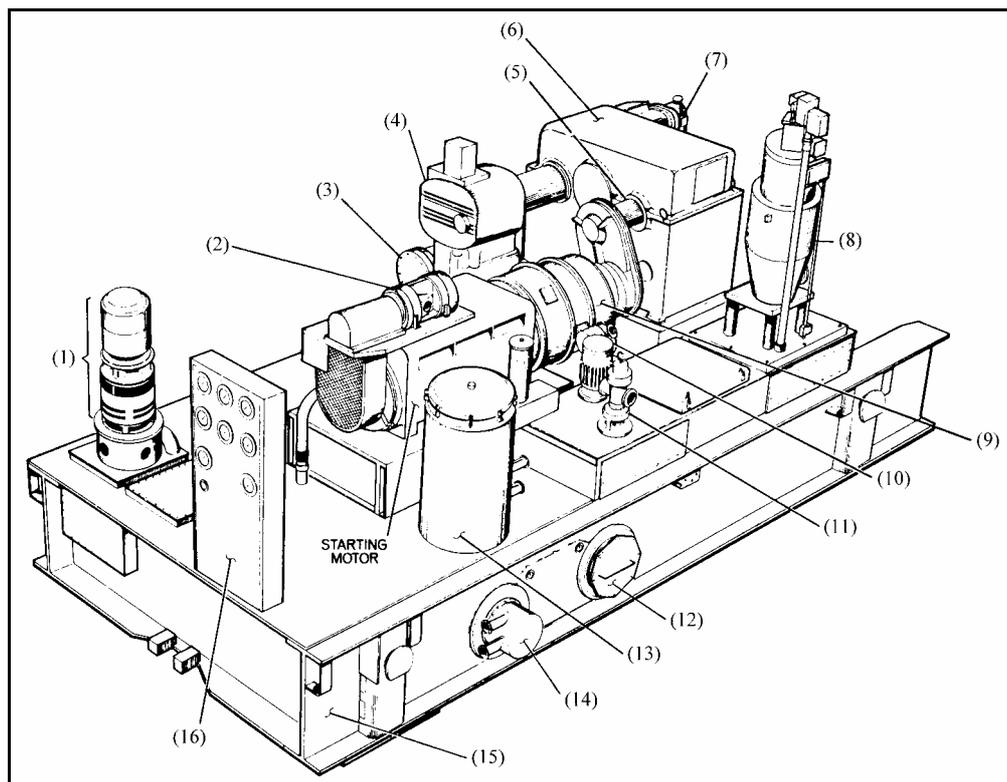
- | | |
|--|--|
| 1- Bombas auxiliar y de emergencia de aceite lubricante. | 12- Cámara de combustión |
| 2- Panel de indicadores de presión | 13- Tubería para combustible gaseoso |
| 3- Motor Diesel (Arranque) | 14- Descarga del compresor |
| 4- Convertidor de torque | 15- Carcasa de la turbina y sellos térmicos |
| 5- Caja reductora de accesorios | 16- Sección de escape de la turbina |
| 6- Virador | 17- Válvula de control de combustible |
| 7- Acople de accesorios | 18- Intercambiador de calor (Sistema de aceite lubricante) |
| 8- Sección de entrada de aire | 19- Filtro de aceite de control |
| 9- Extremo delantero de la carcasa del compresor | 20- Válvula de parada del combustible líquido |
| 10- Extremo posterior de la carcasa del compresor | 21- Filtro principal del combustible líquido |
| 11- Inyector de combustible | |

Figura 4.5 Compartimiento de potencia turbina modelo MS 5000

La figura anterior muestra el compartimiento de potencia de una turbina modelo MS-5000, donde se observa en la parte delantera el compartimiento de los auxiliares de la turbina, y en la parte trasera el compartimiento de la turbina.

4.3.2.1. Compartimiento de los Auxiliares de la Turbina

Esta ubicado entre el compartimiento de control y el compartimiento de la turbina (ver Fig. 4.3). En el se encuentran los auxiliares mecánicos y eléctricos necesarios para hacer de la turbina una estación de generación independiente.



- | | |
|---|---|
| 1- Bombas auxiliar y de emergencia de aceite lubricante | 9- Convertidor de torque |
| 2- Compresor de aire de atomización para el arranque | 10- Bomba auxiliar del sistema hidráulico |
| 3- Filtro secundario de combustible líquido | 11- Válvula de parada de combustible líquido |
| 4- Bomba de combustible líquido | 12- Filtro de aceite lubricante |
| 5- Embrague | 13- Filtro principal de combustible líquido |
| 6- Caja reductora de accesorios | 14- Intercambiador de calor |
| 7- Compresor principal de aire de atomización | 15- Base del compartimiento de accesorios de la turbina |
| 8- Válvula de control de combustible gaseoso | 16- Panel de indicadores de presión |

Figura 4.6 Distribución del compartimiento de auxiliares de la turbina

En la figura 4.6 se observa que incluidos dentro de este compartimiento están los componentes del sistema de arranque, como son el motor de arranque, el convertidor de torque y el embrague, todos ellos conectados mecánicamente al rotor de la turbina a través de la caja reductora de accesorios. Otros accesorios ubicados en este compartimiento son los componentes del sistema de lubricación y combustible, componentes del sistema hidráulico, compresor del sistema de aire de atomización, componentes del sistema de control y los equipos del sistema de refrigeración. Ubicado en la parte delantera central de este compartimiento se encuentra un panel con los indicadores de presión, el cual puede ser visto desde la cabina de control. La base de este compartimiento esta construida en acero estructural, y en ella se encuentra el tanque de aceite lubricante con una capacidad aproximada de 7.570 Lts (2000 galones).

Caja reductora de accesorios:

La caja reductora de accesorios es una caja de engranajes acoplada directamente al rotor y su función es mover los accesorios de la turbina. Esta localizada en la parte posterior del compartimiento y la conforman una serie de engranajes que realizan las reducciones de velocidad necesarias para mover los accesorios. Entre los accesorios que mueve esta caja reductora se encuentran la bomba principal de combustible líquido, el compresor principal de aire de atomización, la bomba de agua de refrigeración, la bomba principal del sistema hidráulico y la bomba del sistema de lubricación. Durante el arranque, la caja reductora de accesorios transmite el torque del motor de arranque al rotor de la turbina a través del convertidor de torque.

Equipo de arranque:

El equipo de arranque esta compuesto principalmente por el motor de arranque y el convertidor de torque, los cuales son usados durante la secuencia de arranque para mover la caja reductora de accesorios y el rotor de la turbina. El convertidor de torque es llenado con aceite por una bomba perteneciente al mismo, que succiona el aceite del tanque de lubricante. Cuando la turbina enciende y es acelerada a su velocidad de

operación, el embrague entre el convertidor de torque y la caja reductora de accesorios, automáticamente se desacopla y el motor de arranque se apaga luego de un corto periodo de enfriamiento.

En las unidades modelo MS 5000 el motor de arranque es un motor diesel de 500 hp a 2.300 rpm, 12 cilindros y dos tiempos, el cual es encendido por un motor de corriente continua de 125 voltios. El combustible del motor diesel se encuentra en un depósito ubicado en la base de la turbina, y es enviado al motor diesel por la bomba de llenado, accionada directamente por el tren de engranaje del motor diesel. El motor es refrigerado por agua la cual proviene del sistema de refrigeración de la turbina.

4.3.2.2. Compartimiento de la Turbina

El compartimiento de la turbina aloja todos los componentes del rotor compresor turbina, las cámaras de combustión, las guías de entrada de aire y de descarga de los gases producto de la combustión, y los cojinetes. La siguiente figura muestra como esta dividido este compartimiento.

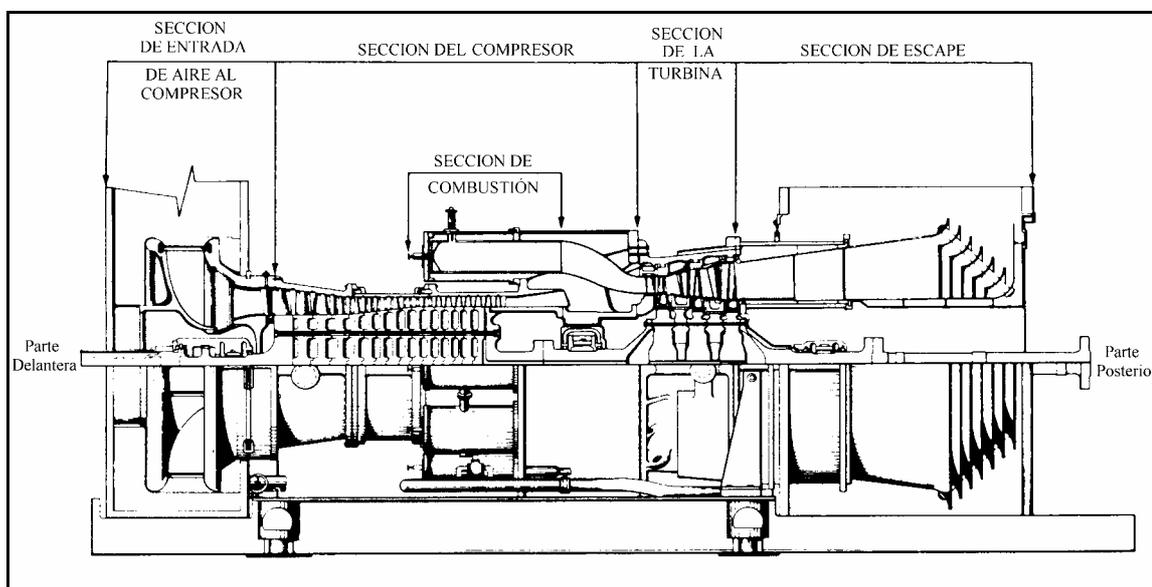


Figura 4.7 Secciones del compartimiento de la turbina

Sección de entrada de aire al compresor:

La sección de entrada de aire tiene como función principal dirigir el aire uniformemente hacia el compresor. Además, en esta sección se encuentra el grupo del cojinete N° 1, los alabes guía de entrada de aire al compresor, los cuales dependiendo de su posición regulan el flujo de aire que va hacia el compresor y los sellos de aire de baja presión (ver figura 4.8).

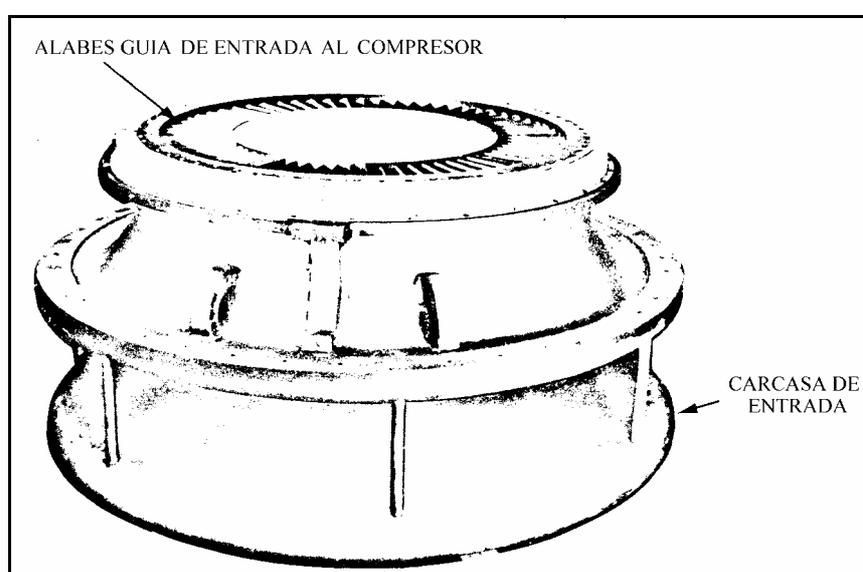


Figura 4.8 Sección de entrada de aire al compresor

Sección del compresor:

La sección del compresor de flujo axial, consiste del rotor compresor y la carcasa. Incluyendo dentro de la carcasa, las guías de entrada y salida de aire.

El compresor de flujo axial consta de 16 etapas, de disposición horizontal, el cual gira a una velocidad promedio debida a los cambios en las condiciones atmosféricas de 5.105 r.p.m.. Los alabes directrices son móviles a la entrada y fijos a la salida. El aire es confinado al espacio interno entre el alabe directriz y el rotor, donde es comprimido por etapas alternas de álabes fijos y móviles, donde la fuerza necesaria para comprimir el

aire es suministrada por estos últimos, los cuales pertenecen al rotor, y sus ángulos tanto de entrada como de salida, son compatibles con los de los alabes directrices para elevar su presión con un mayor rendimiento.

La carcasa del compresor encierra todos los componentes del mismo y esta dividida en cuatro partes: entrada, extremo delantero, extremo posterior y descarga (ver figura 4.9), dispuestas en ese orden, y esta dividida de forma horizontal e independiente para facilitar el mantenimiento.

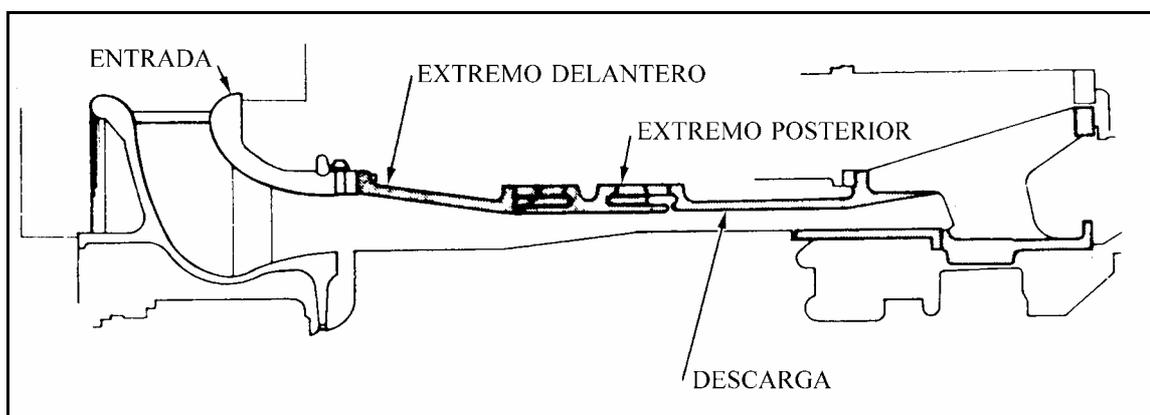


Figura 4.9 Carcasa del compresor

El extremo delantero contiene los álabes tanto fijos como móviles de la etapa cero hasta la tercera inclusive, el extremo posterior desde la cuarta hasta la novena y la sección de descarga contiene las restantes, desde la décima hasta la decimosexta, las guías de descarga las cuales son dos, la primera envía el aire a la cámara de combustión y la segunda para la refrigeración de la turbina y de los sellos de aire de los cojinetes de lubricación, además del aire que va hacia los difusores dispuestos de manera equidistante, que permiten la desaceleración del flujo, aumentando la presión estática del mismo para su entrada a la cámara de combustión.

Sección de combustión:

La sección de combustión esta formada por el sistema de combustión el cual a su vez esta formado por las cámaras de combustión, las bujías del sistema de ignición, los detectores de llama y los tubos cruza-llamas.

Las cámaras de combustión, diez en total, forman el equipo encargado de la generación de los gases a alta presión, estas están colocadas a la salida del compresor para tomar el flujo de aire del mismo para la combustión. Cada una está conformada por una cesta combustora, los inyectores de combustibles, generadores de vórtices o torbellinos y la pieza de transición. Las cámaras de combustión, están dispuestas con céntricamente alrededor del compresor de flujo axial.

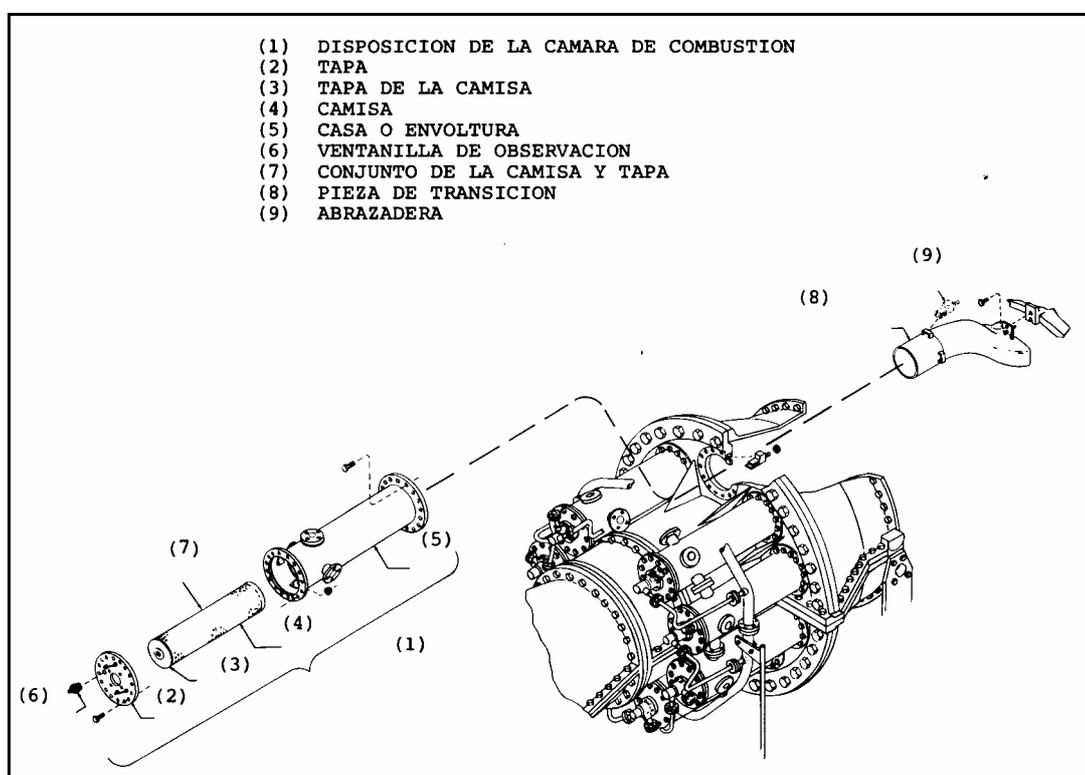


Figura 4.10 Disposición general del sistema de combustión

El flujo de aire que se obtiene en la descarga del compresor, ingresa en la cámara de combustión donde se divide en lo que se conoce como aire primario y aire secundario. El aire primario entra en la primera etapa de la cámara, específicamente en la cesta combustora, donde se inyecta una cantidad de combustible el cual se inflamará gracias a chispas generadas por las bujías retractables, las cuales solo trabajan en el

momento de encendido de la máquina; en este instante comienza la oxidación de combustible que genera los gases de combustión a elevada temperatura, momento donde los generadores de vórtices o torbellinos homogeneizan la mezcla para permitir la quema completa del combustible, y ayudan a llevar los gases de escape hacia la segunda sección de la cesta, aquí se inyecta una parte del aire secundario conocido como aire de enfriamiento, que reduce la muy elevada temperatura de los gases, para luego inyectar el resto del aire secundario conocido como de dilución, que distribuye uniformemente la temperatura de ellos, alcanzando niveles aceptables para ingresar al diafragma de la primera etapa de la turbina. En la siguiente figura se observa el camino que siguen los gases dentro de la cámara de combustión.

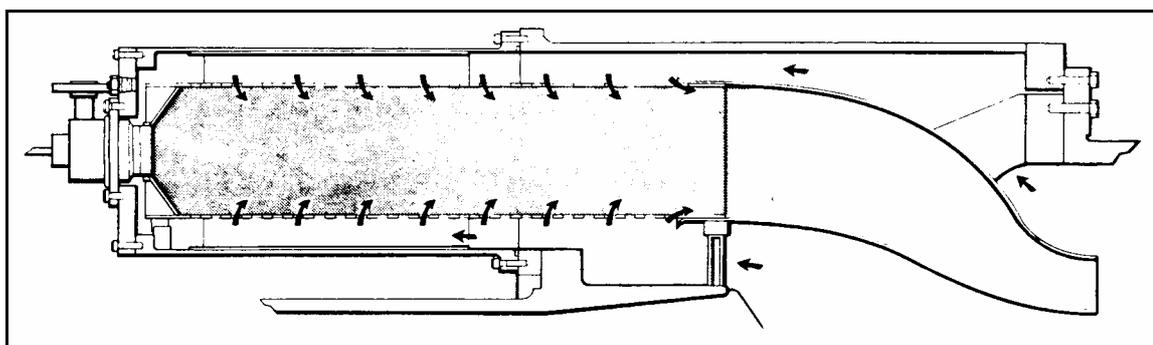


Figura 4.11 Flujo de gases en la cámara de combustión

Sección de la turbina:

La sección de la turbina es el área donde la energía contenida en los gases a altas temperaturas, provenientes de las cámaras de combustión es convertida en energía mecánica. Esta sección incluye el rotor turbina, la carcasa de la turbina, las toberas y los difusores de escape. En las unidades modelo MS 5000 la turbina consta de dos etapas de expansión y en las unidades modelo MS 7000 de tres etapas de expansión.

El rotor turbina consiste de dos árboles y las ruedas que contienen los alabes de las distintas etapas de expansión, todos unidos entre sí como se muestra en la Fig. 4.12.

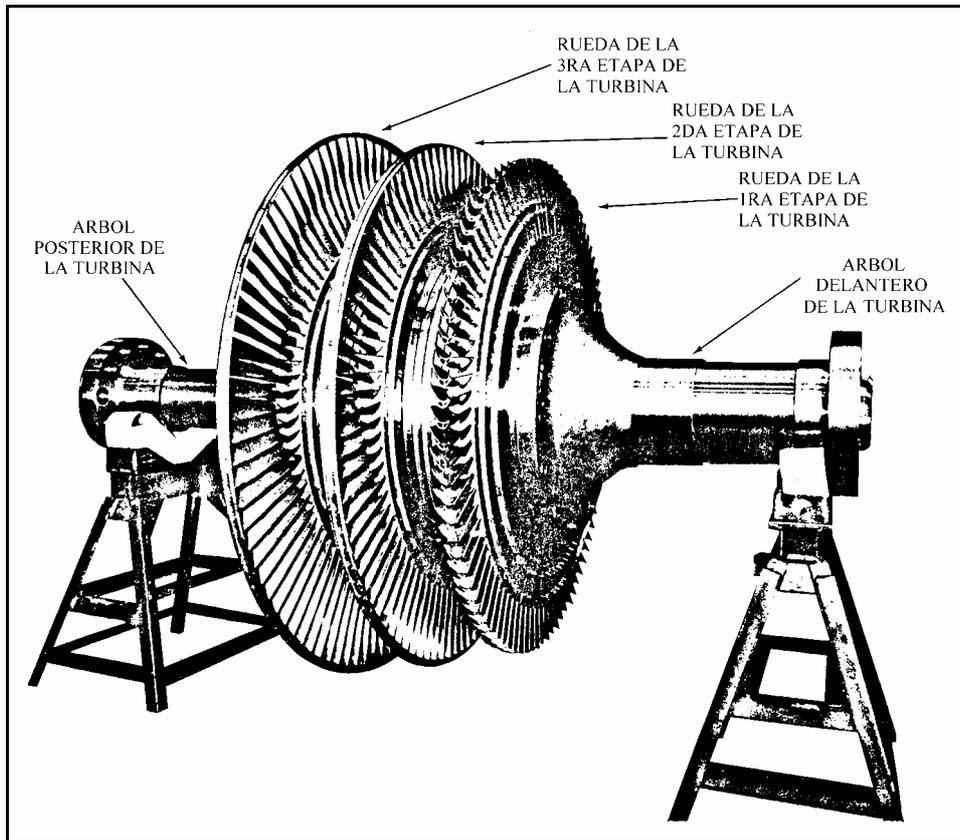


Figura 4.12 Rotor turbina modelo MS 7000

Los alabes de la turbina aumenta en tamaño en cada etapa, porque la caída de presión resultante del proceso de conversión de energía en cada expansión, requiere de un incremento en el área del flujo del gas (ver figura 4.13).

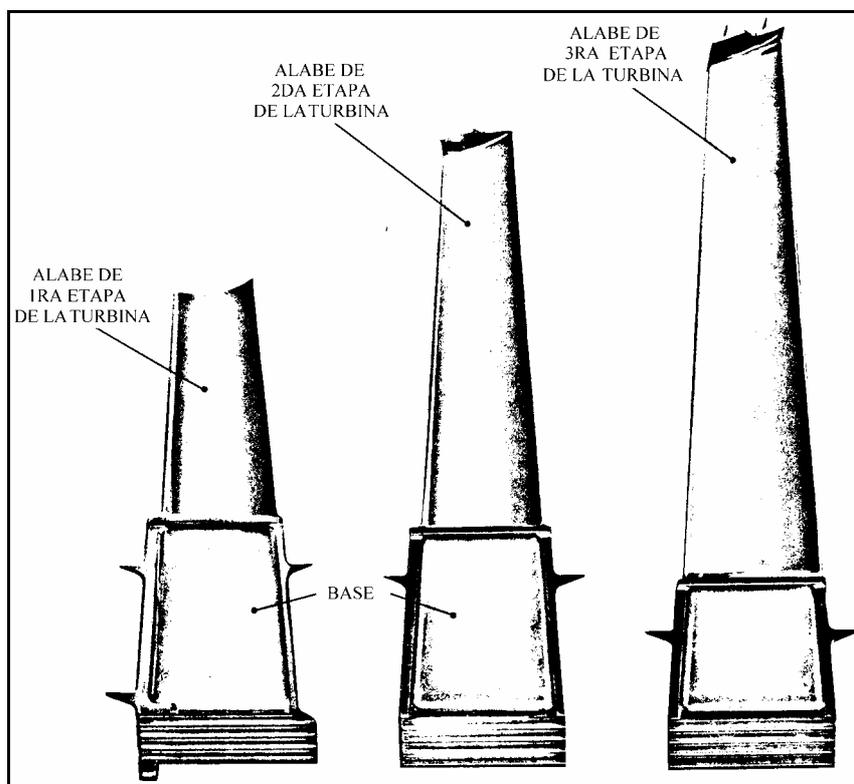


Figura 4.13 Alabes de turbina modelo MS 7000

Los alabes móviles de la primera etapa contienen una serie de pasajes longitudinales, a través de los cuales pasa aire proveniente del compresor para refrigerarlos. El aire entra por la base del alabe, y fluye a través de unos agujeros a lo largo y ancho del mismo, hasta la punta (ver Fig. 4.14).

La base de los alabes móviles tipo pino invertido, tiene una serie de crestas y valles, que permiten una unión segura con la rueda. Los alabes se insertan en sentido axial a la rueda, en unas ranuras con una geometría similar a la base de los alabes, que permite que estos encajen.

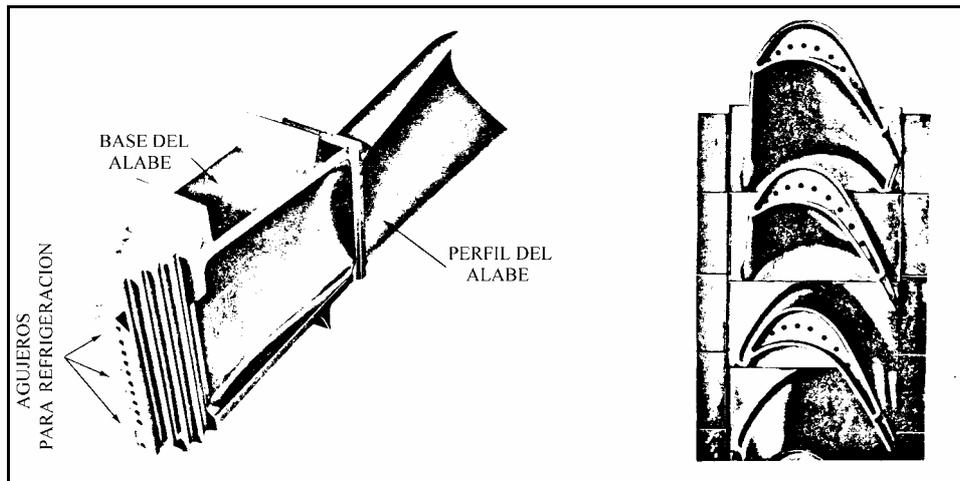


Figura 4.14 Alabes de la primera etapa modelo MS 7000

La carcasa de la turbina soporta internamente y mantiene fijas las toberas, los anillos de los sellos y el difusor de escape. La superficie externa de la carcasa, contiene pasajes de aire para refrigerarla.

Las toberas formadas por los alabes fijos, expanden y dirigen el flujo a alta velocidad de los gases producto de la combustión contra los alabes móviles del rotor, provocando que este gire. Para evitar pérdidas por fuga y caída de presión alrededor de las toberas, estas tienen sellos tanto en su diámetro interno como externo. Los sellos son de tipo laberinto y están maquinados sobre la superficie del diámetro interno del diafragma (ver Fig. 4.15), ellos se ajustan con los sellos sobre la superficie del rotor. Una tolerancia mínima entre las partes estacionarias y móviles, es esencial para mantener bajas las pérdidas y alcanzar una alta eficiencia de la turbina. Debido a que los alabes de las toberas están en contacto con el flujo de gases calientes producto de la combustión, se ven sometidos tanto a esfuerzos térmicos como a cargas por presión de los gases.

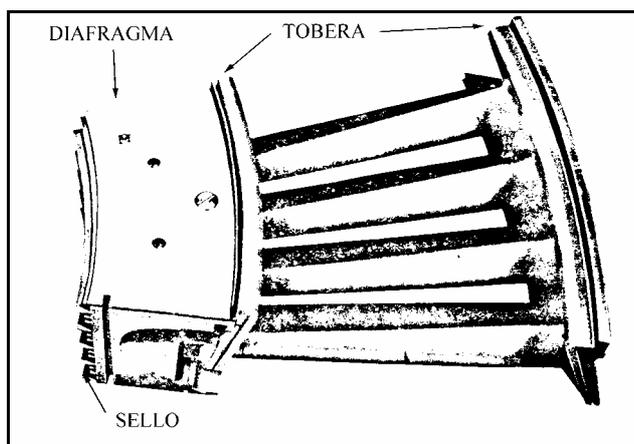


Figura 4.15 Segmento de la tobera

Sección de escape:

La sección de escape es aquella porción de la turbina en la donde los gases usados para generar la potencia, son enfriados y evacuados a través de una chimenea a la atmósfera, o a otro equipo-accesorio dependiendo de la aplicación de la turbina. El sistema de escape esta formado por el plenum de escape, el ducto de transición, las juntas de expansión y la chimenea. Esta diseñado acústica y dinámicamente para atenuar los niveles de ruido y dispersar los gases de escape (ver Fig. 4.16).

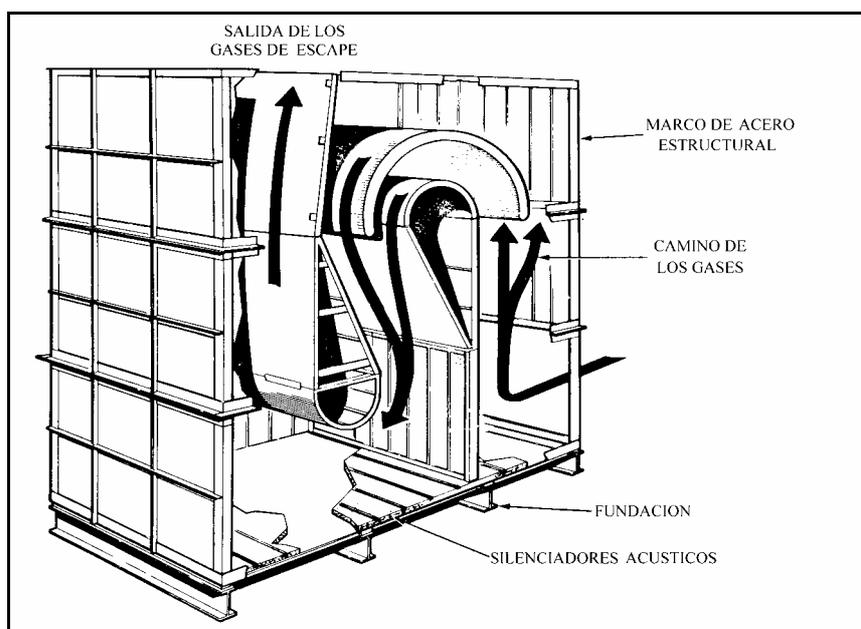


Figura 4.16 Sistema de escape de una turbina modelo MS 7000

Cojinetes:

La unidad tiene dos grupos de cojinetes principales, uno localizado en la sección de entrada de aire del compresor y el otro ubicado en la sección de escape, los cuales soportan al rotor compresor turbina. El grupo del cojinete N° 1 ubicado en la sección de entrada del compresor, esta formado por tres cojinetes: un cojinete de empuje activo, un cojinete de empuje inactivo y un cojinete de apoyo (ver figura 4.17). El grupo de cojinete N° 2 consiste solo en cojinetes de apoyo (ver figura 4.18). Ambos cojinetes son lubricados a presión, con aceite proveniente del sistema de lubricación principal, el cual pasa a través del filtro de aceite y el cabezal de lubricación antes de llegar a los cojinetes.

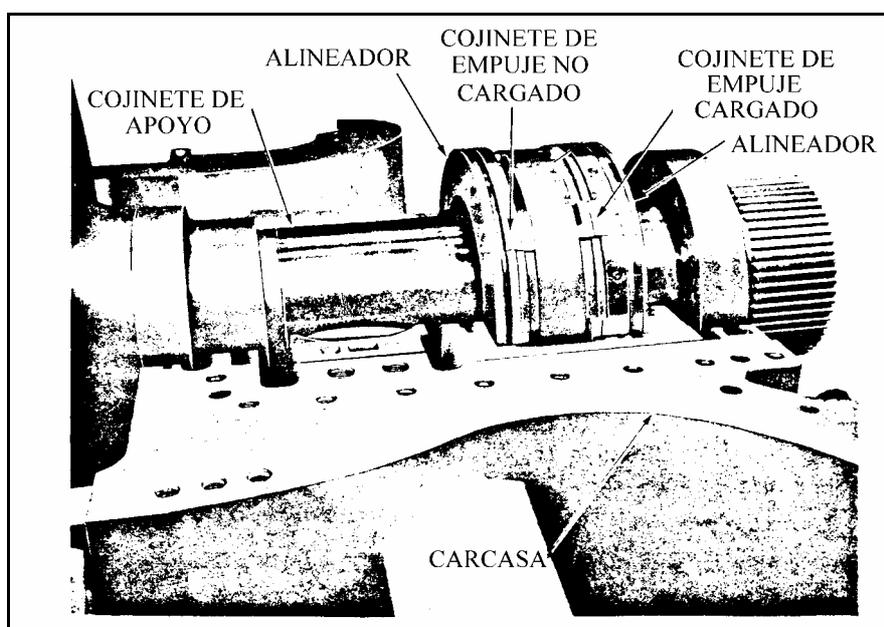


Figura 4.17 Grupo de cojinetes N° 1 unidad MS 7000

Además de los dos grupos de cojinetes principales, existe un tercer cojinete, llamado pedestal, el cual esta ubicado en la parte posterior del generador, y es lubricado con aceite proveniente del sistema de lubricación.

Cada grupo de cojinetes consta de anillos de sello, sellos tipo laberinto, y la carcasa donde se alojan los componentes que lo conforman.

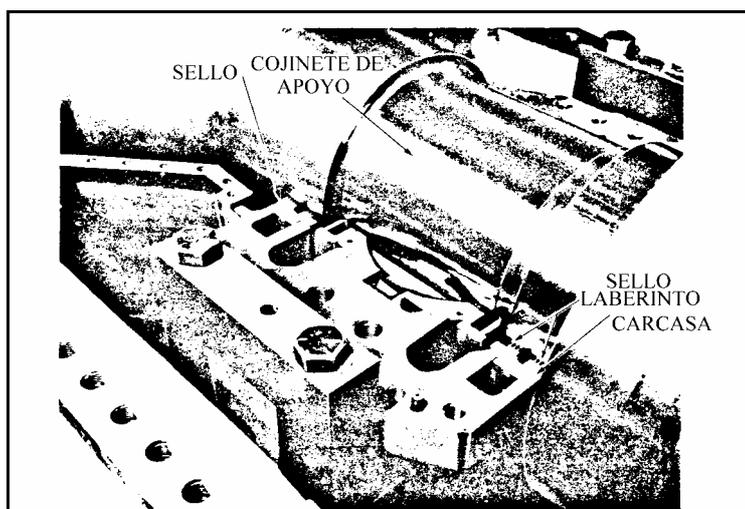


Figura 4.18 Grupo de cojinetes N° 2 unidad MS 7000

4.3.3. Compartimiento del Generador

Este compartimiento se encuentra ubicado a continuación del compartimiento de potencia (ver Fig. 4.3) y aloja al generador principal, la caja reductora de carga, el sistema de enfriamiento del generador, y el equipo de excitación estática. La siguiente figura muestra una vista de planta con la distribución de este compartimiento.

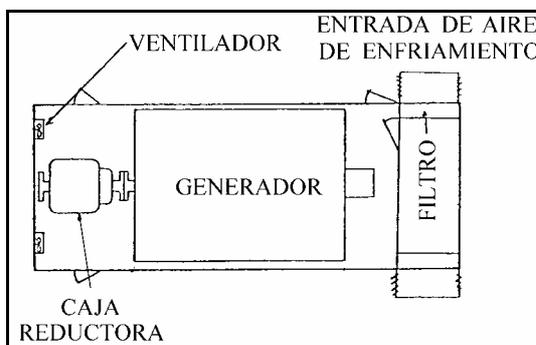


Figura 4.19 Distribución del compartimiento del generador

Este compartimiento tiene la misma apariencia que los demás, está protegido contra las condiciones ambientales, tiene caminaderas alrededor del compartimiento y está provisto de puertas para el acceso a inspecciones y labores de mantenimiento.

Generador:

El generador es sincrónico de ventilación abierta, enfriado por aire, frecuencia de 60 Hz, dos polos, corriente alterna y gira a 3.600 rpm. El sistema de enfriamiento del generador consiste de filtros de aire, silenciadores y ductos amortiguados, que regulan y dirigen el flujo de aire para mantener la temperatura apropiada en el arrollado del generador.

El aceite lubricante para los cojinetes de apoyo del generador proviene del sistema de aceite lubricante de la turbina y retorna al tanque de lubricante ubicado en el compartimiento de accesorios de la turbina.

Los accesorios básicos que incluye el generador son:

- a. Calentadores, instalados en el generador, para evitar la humedad durante periodos de parada.
- b. Detectores de temperatura tipo resistencia, instalados en el estator del generador
- c. Detectores de vibración tipo velocidad, montados en la tapa del cojinete.
- d. Sensor de presión de aceite lubricante, ubicado en la tubería que alimenta de aceite al cojinete del generador, para detectar la presencia de aceite lubricante antes del arranque y durante la operación.

Caja reductora de carga:

La caja reductora de carga está formada por engranajes de tipo helicoidal, dispuestos verticalmente. El piñón de entrada es movido por el rotor de la turbina a través de un acople flexible. El árbol de salida de la caja reductora de carga está rigidamente unido al rotor del generador, y esta conexión sirve de apoyo a él mismo.

4.3.4. Compartimiento Auxiliar del Generador

Este compartimiento se encuentra en el extremo posterior de la unidad, a continuación del compartimiento del generador, como se puede observar en la figura 4.3. En el se encuentra el equipo de excitación estático, transformadores de corriente, transformador de servicios auxiliares, interruptor del generador, sistemas de ventilación, y las conexiones eléctricas.

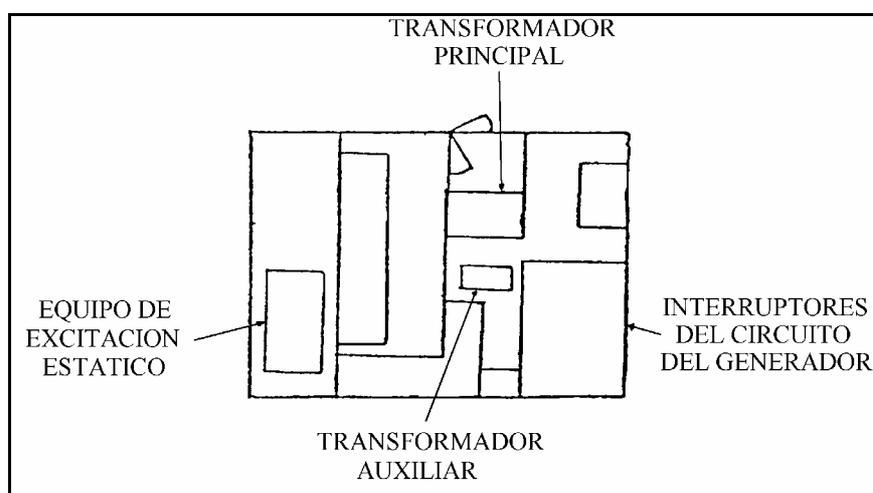


Figura 4.20 Distribución del compartimiento de los auxiliares del generador

La ventilación de este compartimiento se logra por convección natural, y la temperatura dentro del mismo no sobrepasa los 10 °C, cuando la unidad este en operación. El sistema de ventilación cuenta con filtros para evitar la presencia de partículas de polvo, arena y nieve. Además, este compartimiento tiene calentadores para prevenir la condensación de agua presente en el aire.

4.4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS

En las unidades turbogeneradoras, se denomina sistema a un grupo de dispositivos mecánicos, eléctricos y electrónicos que operan en conjunto para cumplir una función específica. En las turbinas modelos MS 5000 y MS 7000, los sistemas son estructuralmente similares y cumplen las mismas funciones, sin embargo, pueden

encontrarse ciertas diferencias en el número, capacidad y modelos de los dispositivos. A continuación se describen los principales sistemas para la operación de una turbina.

4.4.1. Sistema de Arranque

Antes que la turbina de gas pueda ser encendida y arrancada tiene que ser arrancada por el equipo de accesorio. Esto es ejecutado por un motor de inducción, operado a través de un convertidor de par para proporcionar el par motor de arranque y velocidad requerida por la turbina para el arranque. En el paro también existe un engranaje de giro impulsado por un motor continúa girando el rotor de la turbina para propósitos de enfriamiento.

El sistema de arranque consiste en los siguientes componentes:

- Un Motor de Inducción
- Convertidor de Par.
- Conjunto de impulsión con caja de engranaje de entrada y salida y el engranaje de giro (montados de forma integral).
- El engranaje de accesorio y el embrague de quijadas de arranque con cilindros de acoplamiento.
- El interruptor permisivo y el interruptor limitador.

Existen varios componentes suplementarios requeridos para la sucesión y operación del sistema de arranque de la turbina. Estos componentes son: la válvula de solenoide de embrague de arranque, válvula hidráulica de solenoide del convertidor de par, válvula solenoide de descarga del convertidor de par y la válvula de solenoide de embrague de engranaje de giro.

Funciones de Arranque y Secuencias

En la secuencia normal de arranque, el interruptor permisivo de acoplamiento de embrague es permisivo para energizar el motor de embrague de giro. Cuando el solenoide de embrague de arranque es energizado, el aceite del sistema de lubricación es aplicado contra los cilindros de embrague de arranque para acoplar el embrague de arranque. El interruptor limitador, indica que el embrague de arranque es acoplado, y permite la energización del motor de arranque y la válvula solenoide de convertidor de par. El líquido es admitido al circuito de convertidor de par desde el sistema de lubricación permitiendo así la ampliación del par motor de arranque y a la turbina a través del engranaje de accesorio.

La válvula de solenoide de embrague de arranque es energizada solamente en un tiempo muy corto en la secuencia normal de arranque. Este tiempo es suficiente para asegurarse que el motor de arranque y el convertidor de par estén proporcionando suficiente para motor al engranaje de accesorio y a la turbina para mantener el embrague de arranque en acoplamiento. Cuando la turbina de gas llega a ser autosostenida en la secuencia de aceleración, el embrague de arranque se desembragará automáticamente mientras la turbina de gas excede la velocidad del motor de arranque y la velocidad desacoplada en estado estabilizado del convertidor de par. En estas condiciones, con el embrague de arranque desembragado, el motor de arranque se desenergiza. Un re arranque puede ser realizado cuando la turbina de gas ha desacelerado a la escobilla de relé de velocidad cero (velocidad de engranaje de giro).

Una válvula adicional de solenoide de descarga de convertidor de par, es suministrada la cual, cuando es energizada, opera para bajar la presión de carga en la caja del convertidor de par y por lo tanto, la potencia es transmitida a través del convertidor de par y por lo tanto, la potencia es transmitida a través del convertidor de par. La válvula solenoide de descarga de convertidor de par, es energizada en la escobilla para mantener la unidad a velocidad de encendido, y luego es desenergizada al fin del calentamiento para permitir al convertidor de par ayudar en la aceleración de la unidad hasta la velocidad requerida.

El sistema de aceite de lubricante proporciona flujo de control para los medios de arranque y de convertidor de par; como suministro de lubricación para el sistema de medios de arranque.

Componentes Impulsores de Arranque y de Convertidor de Par

El motor de arranque impulsa el convertidor de par a través de una caja de engranaje de entrada que contiene dos engranajes helicoidales dispuestos para el aumento de velocidad. La función de esta caja de engranaje de entrada es emparejar la característica de absorción de potencia del convertidor de par a la velocidad del motor de arranque para crear el par motor de arranque y la velocidad requerida por la turbina.

El convertidor de par de etapa simple proporciona la multiplicación requerida de par motor para el motor de arranque con el fin de impulsar la turbina a través del embrague y el embrague de accesorio. Las partes primarias del convertidor de par son: el impulsor impulsado por el eje de la entrada, la ruda de la turbina que impulsa el eje de salida, y el estator que dirige el flujo del impulsor a la turbina al ángulo correcto para producir la salida requerida de par motor.

Un embrague de quijadas actuado hidráulicamente, es el medio de conexión del conjunto entero de impulsor de giro y arranque a la turbina de gas. La válvula de solenoide de embrague de arranque, suministra aceite hidráulico de alta presión a los cilindros conectados del embrague de arranque por un período corto de tiempo, cuando el par motor es inicialmente aplicado al engranaje de accesorios y la turbina desde el motor de arranque y convertidor de par.

La función del engranaje de accesorio en este sistema es impulsar un número de los componentes de control, como proporcionar la conexión entre el motor de arranque y el compresor de la turbina de gas. Es acoplado permanentemente al eje del compresor de la turbina por un acoplamiento flexible. Durante la secuencia de arranque, la turbina de gas es impulsada a través del engranaje de accesorios por el motor de arranque, el

conjunto de convertidor de par, y el embrague de arranque; el conjunto de embrague de arranque y los cilindros conectados siendo una parte del conjunto de engranaje de accesorio.

El engranaje de giro es una parte integral del sistema de arranque de la turbina y proporciona par motor suficiente para zafarse la unidad turbogenerador desde parada y girar el rotor de turbina/generador. Esta rotación es también necesaria para propósitos de enfriamiento.

4.4.1.1. Motor Diesel

El sistema de arranque consiste de un motor diesel marca Detroit, de 500 hp a un régimen de 2.300 r.p.m., de 12 cilindros y dos tiempos. El arranque de dicho motor se realiza a su vez por un motor eléctrico de corriente continua el cual esta montado en el bloque de motor. La toma de aire se realiza del compartimiento de accesorios de la turbina, a través de dos filtros a las entradas del motor y los gases de escape se envían a la chimenea de escape de la turbina.

El depósito de combustible está incorporado en la base de la turbina, una bomba elevadora accionada por uno de los árboles de levas, bombea el combustible hasta un pequeño recipiente montado al lado del motor.

El motor es refrigerado por el sistema de agua de enfriamiento de la turbina, a través de dos líneas de entrada y una de regreso. La primera línea proviene del tanque de agua de enfriamiento de la turbina, ubicado en el techo del compartimiento de accesorios, lo cual garantiza agua de enfriamiento en el arranque del motor diesel; debido a que en el momento de arranque del motor diesel, la caja reductora de accesorios no esta girando, y la bomba de agua de enfriamiento (la cual es impulsada por la caja reductora de accesorios) no esta en operación. La segunda línea esta conectada a la bomba del sistema de enfriamiento y supe de agua al motor diesel a través de una válvula reguladora de presión, una vez el rotor de la turbina comienza a girar.

El motor diesel acciona el convertidor del torque, el cual transmite la potencia de salida del motor diesel a la caja reductora de accesorios y esta a su vez hace girar el rotor de la turbina, hasta alcanzar la velocidad requerida para el encendido de la turbina.

El convertidor de torque funciona con el mismo aceite de lubricación de la turbina, el cual proviene del tanque de aceite lubricante ubicado debajo del compartimiento de accesorios.

4.4.1.2. Motor Eléctrico

Este sistema de arranque esta formado por un motor eléctrico de inducción, marca General Electric, tipo K, modelo Custom 8000, con una velocidad sincrónica de 1800 r.p.m., además de un convertidor de torque, embrague y dispositivos de control.

En operación, la potencia del motor de arranque es transmitida al convertidor de torque, al embrague y a la caja reductora de accesorios, la cual impulsa el rotor de la turbina. Una vez la turbina alcanza la velocidad de encendido y es acelerada, el embrague se desacopla y el motor de arranque se apaga.

El aceite utilizado por el convertidor de torque proviene del tanque de aceite lubricante (sistema de lubricación) y es succionado por una bomba que forma parte integral del convertidor de torque. Sin embargo, durante el arranque, la velocidad de esta bomba es insuficiente, por lo cual la bomba auxiliar del sistema de lubricación, se enciende para proveer el aceite requerido por el convertidor de torque.

El motor de arranque es enfriado por aire, a través de ventiladores montados sobre el rotor del mismo. Estos ventiladores toman aire del compartimiento de accesorios de la turbina y lo expulsan a través de unas ventanas en el tope del compartimiento (ver fig.4.21).

Localización y Reparación de Averías en el Motor de Arranque:

Según información suministrada por el manual de las unidades tanto para ambos modelos, si se experimenta problema en la operación de un motor, se debe revisar:

- 1.) Los cojinetes están en buen estado y son lubricados apropiadamente.
- 2.) No hay rotación, revisar que no exista una obstrucción mecánica.
- 3.) Todos los pernos y las tuercas están apretados seguramente.

Si la unidad presenta problemas eléctricos se deben verificar las condiciones siguientes:

- 1.) El voltaje nominal es disponible en todas las fases en terminales del motor.
- 2.) La frecuencia y tensión de la línea corresponden a los datos de placas identificados en el motor.
- 3.) Los dispositivos protectores de sobrecarga, deben estar en condiciones apropiadas.
- 4.) Todas las conexiones y contactos entre los aparatos de control y el motor deben estar bien colocados y en buenas condiciones.
- 5.) Se debe verificar, si el motor no está excesivamente sobrecargado. Esto puede ser comprobado comparando los amperios de línea con el amperio nominal a plena carga que se encuentra en la placa de datos del motor.

El recalentamiento de la máquina puede ser causado por ventilación impropia, excesiva temperatura ambiental, condiciones impropias de suciedad, corriente excesiva debido a sobre carga o voltaje.

Mantenimiento de Motor de Arranque

▪ Limpieza de Aislamiento

Para obtener larga vida y operación satisfactoria de los devanados aislados, deben ser mantenidos razonablemente limpios de tierra, aceite, partículas metálicas, y de otros contaminantes.

- Limpieza de Vacío

Para la remoción de polvo suelto, tierra y partículas, el uso de succión es preferible al soplado con aire comprimido ya que hay menos posibilidad de daño al aislamiento y menos oportunidad de obtener conducción u otras partículas perjudiciales en áreas que pueden resultar luego en daños durante la operación

- Limpieza de Aire Comprimido

Un compresor de aire es efectivo y conveniente para la remoción de polvo suelto es efectivo y conveniente para la remoción de polvo suelto y partículas en áreas inaccesibles de otro modo, tales como conductos de aire y entre bobinas en las espiras de extremo.

Debe tomarse la precaución de suministra aire seco y que no se use una presión excesiva de aire. Por lo general una presión no superior de 30 psi es lo recomendado

- Limpieza de Agua y Detergente

Este método es muy efectivo en la limpieza de devanados cuando son usados con máquinas de baja presión de vapor (flujo máximo de vapor 30 psi y 90°C.

- Limpieza General

El interior y el exterior de las máquinas deben ser mantenidos libres de tierra, aceite, y de grasa. Vapor aceitoso, residuos de papel o de tela pueden acumularse y bloquear la ventilación, conduciendo al recalentamiento de los devanados. Los residuos conducidos pueden acortar la distancia de fluencia y penetrar a los devanados causando el cortocircuito y descargas de tierra. Residuos duros y agudos desgastan el aislamiento, y acorta su vida útil cuando son impulsados por el aire de ventilación sobre las superficies vulnerables. El polvo de hierro fundido, el polvo ligero, la arenilla, polvo de hierro, carbón, polvo de cobre y otros son varios de los elementos o partículas que disminuyen la vida útil de los motores.

Conjunto Impulsor de Arranque y Giro – Convertidor de Par:

El conjunto impulsor de arranque y giro del convertidor de par hidráulico (ver figura 4.21) es una combinación de engranaje de giro e impulsor de transmisión-par motor de arranque en el tren de transmisión de potencia entre el motor de arranque y la turbina de gas. Su propósito es proporcionar un medio de transmisión de potencia de arranque y giro a la turbina de gas.

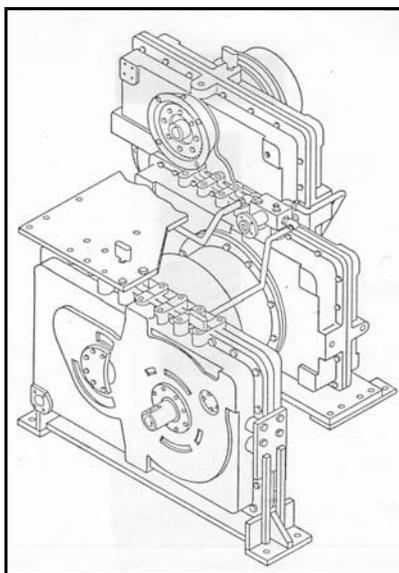


Figura 4.21 El conjunto impulsor de arranque y giro del convertidor de par hidráulico

La capacidad de arranque de la turbina es suficiente para llegar a su velocidad de autosostenido. La sección de giro del impulsor suministra la potencia de giro de velocidad reducida, para girar la turbina por el tiempo requerido para enfriar la turbina durante el paro. La sección de giro del impulsor también es usada para romper inicialmente la turbina libre de su condición estática antes del arranque. Para llevar a cabo las labores de arranque y de giro, el sistema de control SPEEDTRONIC de la turbina de gas proporciona el control apropiado y la secuencia operacional para impulsar en conjunción con otros componentes del sistema de arranque.

El conjunto impulsor de arranque de giro (ver figura 4.22), consiste en cinco subconjuntos anexados que son:

- 1.) Caja de Engranaje de Entrada
- 2.) Convertidor de Par
- 3.) Caja de Engranaje de Entrada-Salida
- 4.) Conjunto de eje secundario.

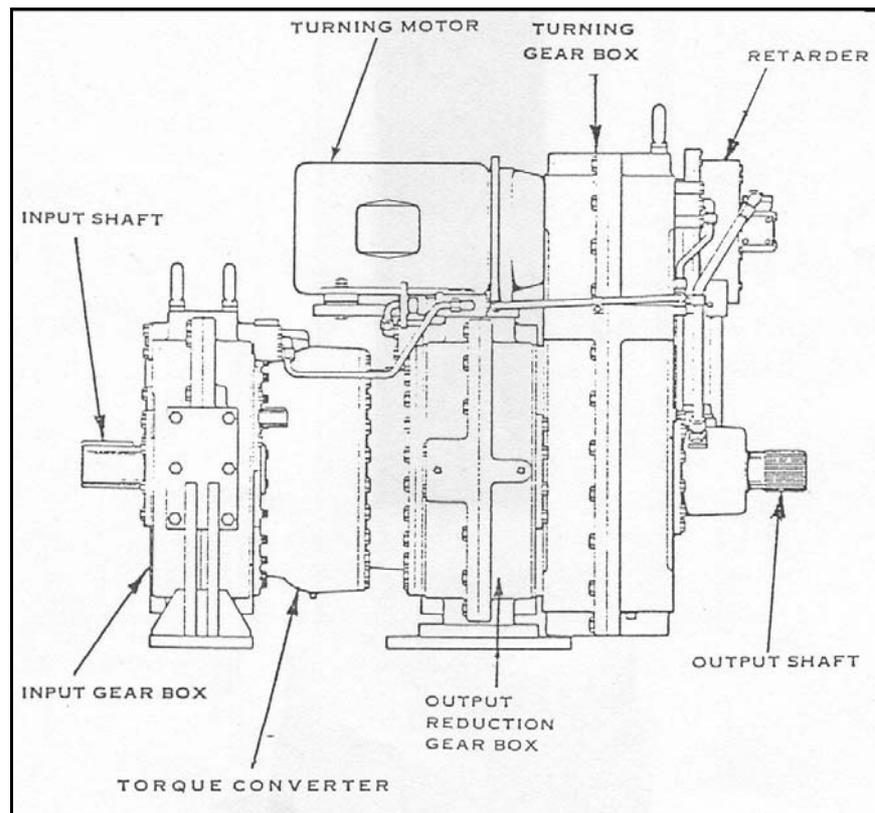


Figura 4.22 El conjunto impulsor de arranque de giro

❖ *Conjunto de Caja de Engranaje de Entrada:* consiste en una caja delantera y posterior que contiene dos engranajes helicoidales, impulsores e impulsados, que son sostenidos en ejes de cojinetes de rodillos cónicos ajustados con calzas y engranajes helicoidales auxiliar impulsado, sostenido por cojinetes de bolas. El eje de entrada se conecta al motor principal (motor eléctrico o motor de combustión). El cubo de engranaje impulsado es conectado por chavetero al eje impulsor en el convertidor de par. El tren de engranaje de entrada es de tipo de relación creciente para aumentar la velocidad de salida de la potencia de arranque de motor principal al eje convertidor de par. Esto es para emparejar las características de absorción de potencia del convertidor al

motor principal para crear el par motor de arranque y la velocidad requerida por la turbina de gas.

❖ *Conjunto de Convertidor de Par:* es de diseño etapa simple, de caja estacionaria. La rueda guía (estator) está anexada a la caja. El impulsor está anexado al eje de la entrada del convertidor. La turbina está anexada a la caja de engranaje de reducción (conectada a la caja de engranaje de giro) por medio de un eje corto de chavetero de entrada. El convertidor proporciona la multiplicación de par motor para que el motor principal gire (arranque) la turbina de gas. En la figura 4.23 es una vista de la sección transversal del convertidor de par.

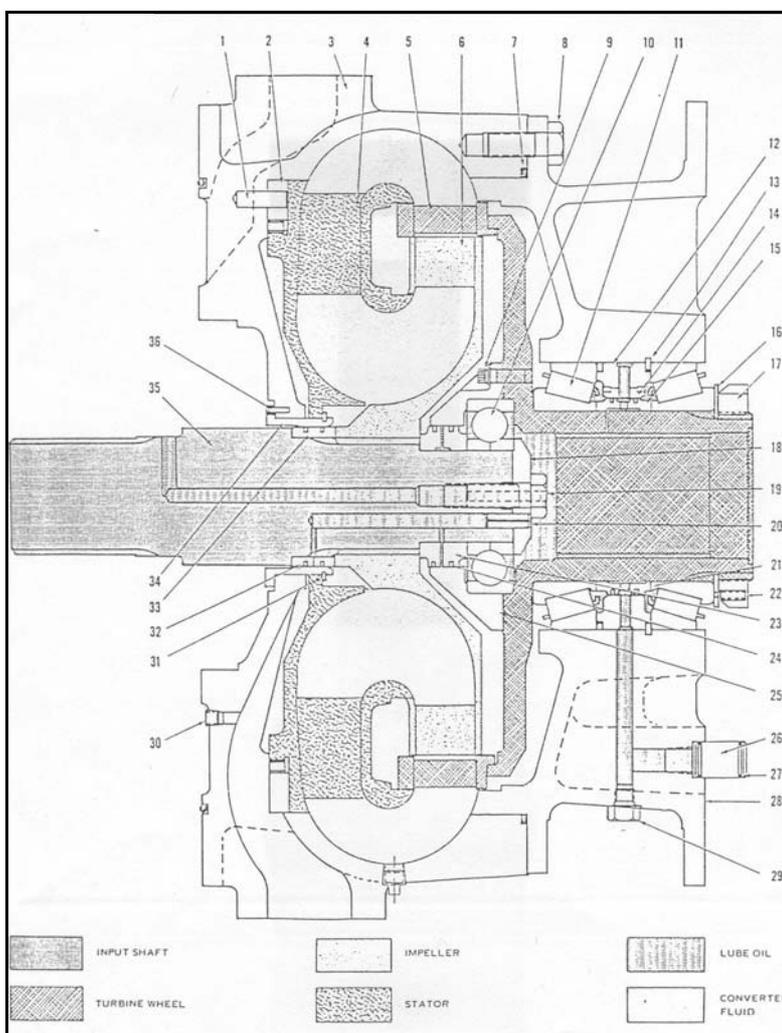


Figura 4.23 Convertidor de Par

Capítulo 4: Descripción de las Turbinas a Gas

TORQUE CONVERTER MODEL 4-UGGE-2222 PARTS LIST

Item	Description	Quantity
1	PIN, (1/2 x 1-1/2)	3
2	RING	1
3	HOUSING, Converter	1
4	STATOR	1
5	TURBINE WHEEL ASSEMBLY	1
6	IMPELLER WHEEL ASSEMBLY	1
7	"O" RING	2
8	CAPSCREW, Hex-head (3/4-10 x 1-3/4)	24
9	CAPSCREW, 12 Point (3/8-16 x 1-1/4)	6
10	BALL BEARING	1
11	TAPERED ROLLER BEARING (set)	1
12	SLEEVE, Oil distribution	1
13	RING, Snap (internal)	1
14	RING, Piston type, oil seal	2
15	CARRIER, Piston seal ring	1
16	WASHER, Lock	1
17	NUT, Bearing lock	1
18	WASHER, Retainer	1
19	CAPSCREW, Hex-head (3/4-16 x 2-1/4)	1
20	PIN, roll (7/16 x 1-1/4)	1
21	SHIM 0.030	A/R
	SHIM 0.034	A/R
	SHIM 0.038	A/R
	SHIM 0.042	A/R
	SHIM 0.046	A/R
	SHIM 0.050	A/R
22	SETSCREW, Dog Point (5/16-18 x 3/4)	1
23	CARRIER, Piston ring	1
24	RING, Piston type	2
25	BEARING, Retainer	1
26	TUBE, Jumper	1
27	"O" RING	2
28	HOUSING, Output	1
29	PLUG (9/16 inch)	1
30	PLUG, Orifice pipe (0.080)	1
31	RING, Snap (external)	1
32	RING, Piston type	2
33	CARRIER, Piston ring	1
34	SLEEVE, Wear	1
35	SHAFT, Input	1
36	PIN, Roll (3/16 x .62)	1

Tabla 4.2 Identificación del Convertidor de Par

❖ *Caja de Engranaje de Reducción y Conjunto de Engranaje de Giro:* se conecta y se anexa al extremo de salida del convertidor. La salida de esta caja de engranaje de reducción es conectada a la rueda libre en la caja de engranaje de giro con un eje corto de chavetero. El eje de la turbina de gas (en dirección del engranaje de accesorio) es conectada en la mitad posterior de los chaveteros de la carrera inferior de la rueda libre.

El motor de arranque es enfriado por aire, a través de ventiladores montados sobre el rotor del mismo. Estos ventiladores toman aire del compartimiento de accesorios de la turbina y lo expulsan a través de unas ventanas en el tope del compartimiento (ver fig.4.24).

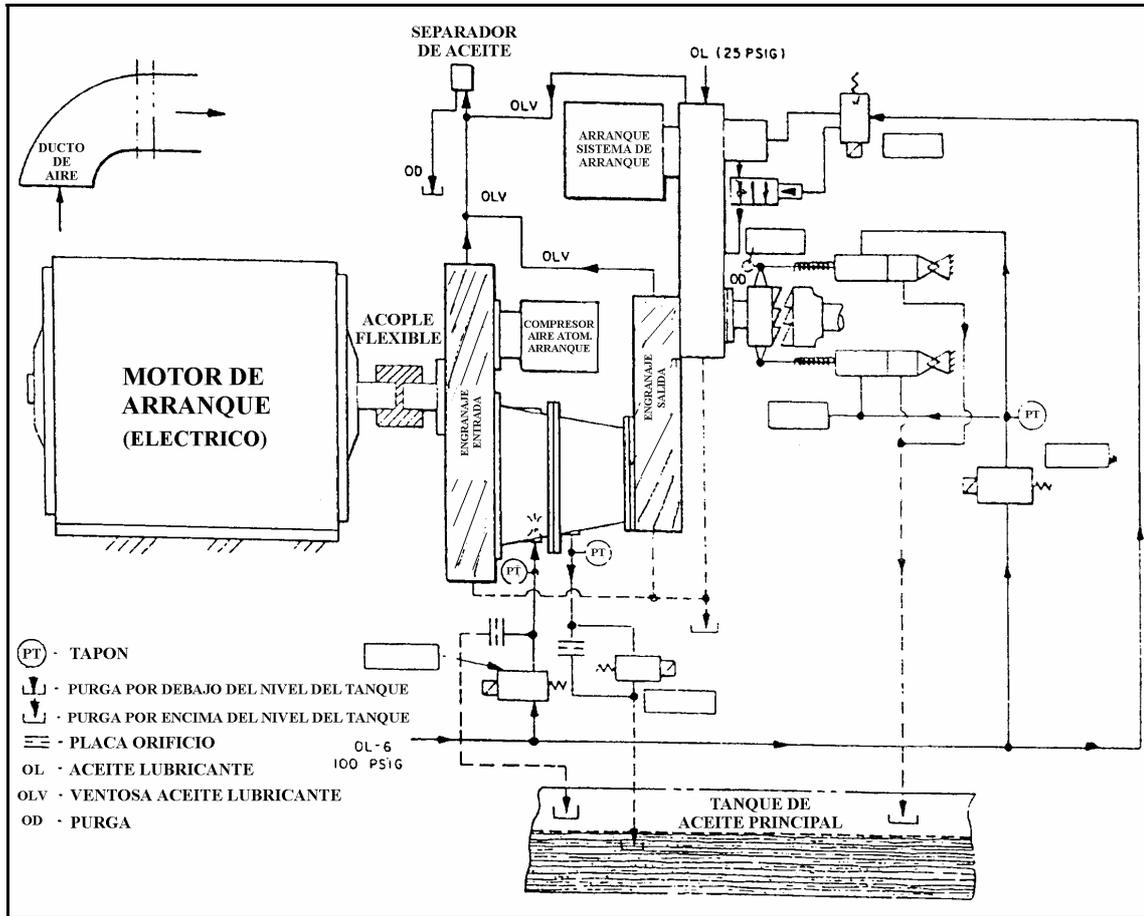


Figura 4.24 Sistema de arranque con motor eléctrico

4.4.2. Sistema de Combustible

La turbina de combustión esta diseñada para operar tanto con combustible gaseoso (gas natural), como con combustible líquido (aceite destilado o diesel). La unidad se suministra con un sistema de gas combustible y un sistema de combustible líquido con permutación automática bajo carga. El gas natural es el combustible primario y el aceite destilado es el combustible secundario. Sin embargo, la turbina

puede ser arrancada con cualquiera de los dos combustibles. A continuación se describen cada uno de los sistemas.

4.4.2.1. Sistema de Combustible Gaseoso

El sistema de combustible primario de la turbina de combustión, utiliza gas natural como combustible. Este sistema de combustible ha sido diseñado para suministrar el gas a las cámaras de combustión de la turbina, a la presión y proporciones de flujo apropiadas para satisfacer todos los requerimientos de arranque, aceleración y de carga de operación de la turbina.

El componente principal de este sistema es el conjunto válvula de proporción y cierre de gas y la válvula de control localizado en la base de accesorios. Asociándose con esta válvula son necesarios la tubería de entrada, el colador, la válvula de respiradero de combustible, servoválvulas de control, manómetros de presión y tubería de distribución a las diez toberas de combustión (ver Fig. 4.25).

La válvula de control de gas y la válvula de proporción y cierre de gas ocupan un cuerpo común. La válvula de control de gas cumple una función dosificadora del gas combustible a la turbina de acuerdo con sus requerimientos de velocidad y carga. La posición de la válvula de control de gas es una función lineal de una tensión variable de control (VCE) generada por el sistema de control. La tensión de control actúa sobre la servoválvula electrohidráulica para admitir aceite al cilindro hidráulico o liberarlo del mismo, posicionando la válvula de control de modo que el flujo de gas combustible sea lo requerido para un régimen de velocidad y carga dados.

Un colador de gas es localizado en la línea de suministro de gas combustible del proveedor, delante de la conexión de combustible de la turbina. Partículas extrañas que pueden existir en el gas combustible de ingreso, son extraídas por el colador. Una conexión de extracción del fondo del cuerpo del colador proporciona la limpieza periódica de la malla del colador.

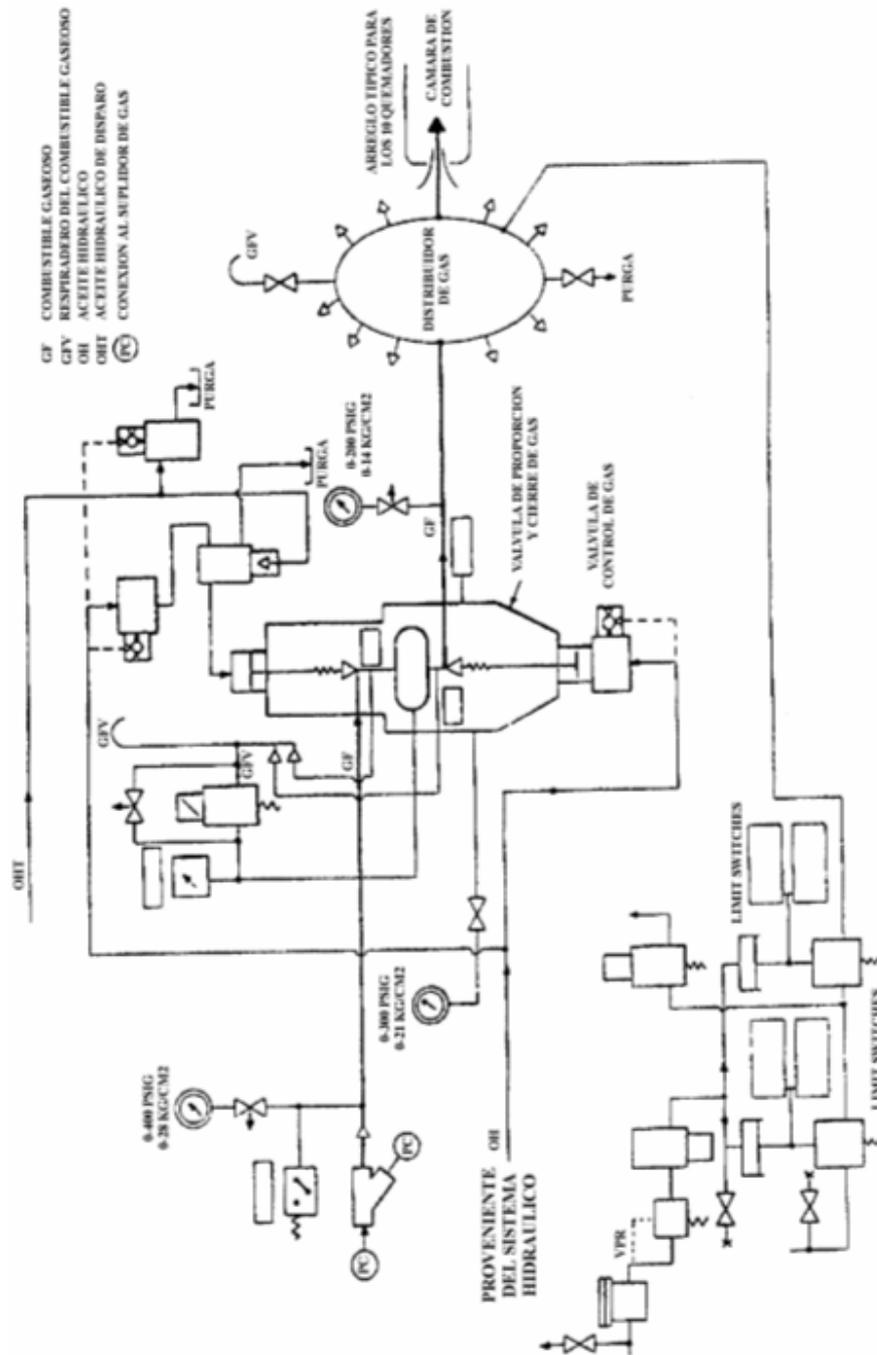


Figura 4.25 Sistema de combustible gaseoso

4.4.2.2. Sistema de combustible líquido

El sistema de combustible líquido (aceite destilado), bombea y distribuye el combustible proveniente del sistema de abastecimiento de la unidad, a las diez toberas de combustible del sistema de combustión. El sistema de combustible filtra y divide el flujo de combustible en diez partes iguales, para su distribución a la presión y proporciones de flujo requeridas en las cámaras de combustión.

El sistema de combustible consta de los siguientes componentes principales los cuales se pueden ubicar en la figura 4.26, más algunos otros dispositivos de control, interruptores e indicadores.

- a. Filtro de combustible de baja presión
- b. Válvula de cierre de aceite combustible
- c. Bomba de combustible líquido
- d. Válvula de alivio de descarga de la bomba de combustible
- e. Válvula de derivación de combustible
- f. Filtro de combustible de alta presión
- g. Divisor de flujo o distribuidor de combustible
- h. Válvulas de retención de línea de combustible
- i. Conjuntos de tobera de combustible
- j. Válvulas de drenaje de arranque falso

A continuación se hace una descripción funcional de cada uno de estos elementos:

Filtro de combustible de baja presión:

El aceite combustible a baja presión proveniente del sistema de abastecimiento de la unidad, entra a los filtros primarios de baja presión y pasa a través de la válvula de cierre de combustible antes de entrar en la bomba de combustible. El filtro de baja

presión, consiste de elementos de papel plegado de cinco micras, el cual retiene elementos contaminantes que puedan provocar posible daños o funcionamientos impropios de los componentes de este sistema.

Válvula de cierre de aceite combustible:

La válvula de cierre de aceite combustible es una válvula de emergencia operada desde el sistema de protección, utilizada para cortar la alimentación de combustible a la turbina durante paros normales o de emergencia. Esta válvula tiene dos posiciones operadas hidráulicamente (apertura y cierre). Cuando la turbina es parada en secuencia normal, por disparo de emergencia o por disparo de sobrevelocidad, la válvula de cierre de aceite combustible cierra completamente dentro de 0,5 segundos de tiempo total transcurrido. Durante la operación normal de la turbina, la válvula de cierre se mantiene abierta hidráulicamente por la presión del aceite de disparo.

Bomba de combustible:

La bomba de combustible es una bomba de tipo tornillo, de salida continua, de desplazamiento positivo con dos conjuntos de tornillos opuestos. La bomba es impulsada directamente desde la caja reductora de accesorios, por lo tanto, la velocidad de la bomba de combustible es directamente proporcional a la velocidad de la turbina. El flujo de descarga de la bomba de combustible a cualquier velocidad dada de la turbina, es más grande que los requisitos de combustión de la turbina a esa velocidad.

Válvula de alivio de descarga de la bomba de combustible:

La válvula de alivio de descarga de la bomba de combustible, está localizada en un lazo entre la descarga y la entrada de la bomba. La válvula impide que la presión de aceite combustible llegue a ser tan alta como para romper cualquier línea, en el caso eventual de un mal funcionamiento del divisor de flujo.

Válvula de derivación de combustible:

Esta válvula de derivación esta conectada entre los lados de entrada y de descarga de la bomba de aceite combustible y mide el flujo de combustible a la turbina, substrayendo el exceso de combustible proporcionado por la bomba y haciéndolo derivar nuevamente a la entrada de la bomba.

Filtro de combustible de alta presión:

El aceite combustible a la presión de descarga de la bomba pasa a través del filtro de combustible secundario (alta presión), donde se asegura que los contaminantes y escamas de la tubería sean retenidos e impedidos de entrar en el divisor de flujo. El filtro de alta presión es montado horizontalmente en la tubería superior, por encima de la base del compartimiento de accesorios. Este filtro de alta presión de flujo, contiene tres conjuntos de colador de cesta relimpiables.

Divisor de flujo:

El divisor de flujo distribuye uniformemente el flujo de combustible de entrada a las diez toberas de combustión. El divisor de flujo, de rueda libre, de flujo continuo, consiste de diez elementos en forma de engranajes, en una disposición circular que tienen una entrada común con un engranaje de distribución singular. Este engranaje de distribución sirve para mantener la velocidad sincrónica y verdadera de cada elemento de engranajes con los otros elementos. Dado que el combustible entra en el divisor de flujo, cada par de elementos engranajes distribuye un décimo del flujo de combustible, en cada una de las líneas que van a las toberas de combustible.

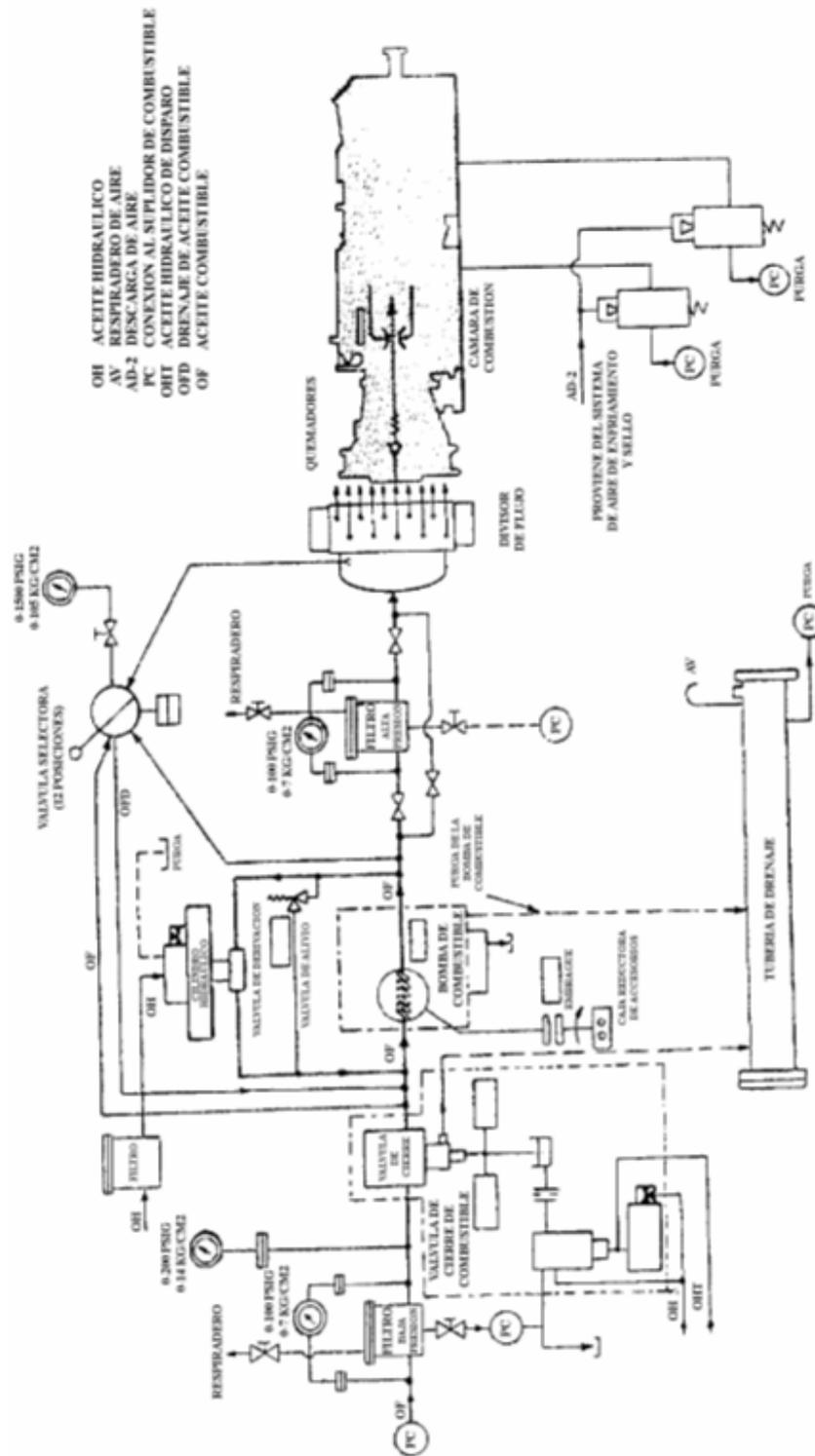


Figura 4.26 Sistema de Combustible Líquido

Válvulas de retención de la línea de combustible:

Hay una válvula de retención en cada línea entre el divisor de flujo y las toberas de combustible. La válvula de retención es montada en cada línea de descarga del divisor de flujo, cerca de la conexión de entrada a cada tobera. Estas válvulas impiden que el aceite combustible continúe fluyendo una vez se presente una señal de parada.

Válvula de drenaje de arranque falso:

En el caso de un arranque infructuoso, la acumulación del aceite combustible es drenada por las válvulas de drenaje de arranque falso, ubicadas en los puntos bajos apropiados en el área de combustión. La válvula de drenaje de arranque falso, normalmente abierta, cierra mientras la turbina acelera durante el arranque. Esta válvula actúa por la presión del aire de descarga del compresor de flujo axial. Durante la secuencia de paro de la turbina, la válvula abre ya que la velocidad del compresor baja, disminuyendo la presión de descarga del compresor.

4.4.3. Sistema de lubricación

La turbina de combustión es lubricada por un sistema cerrado de alimentación forzada, el cual incluye un depósito de lubricante, bombas, intercambiadores de calor, filtros, válvulas y dispositivos de control y protección del sistema. Su función principal es lubricar y mantener niveles de temperatura y presión apropiados para la operación de los distintos equipos relacionados con este sistema.

El aceite es succionado del depósito por las bombas auxiliar, principal y de emergencia, enviándolo bajo presión, a los intercambiadores de calor para enfriarlo, luego pasa a través de los filtros y llega al cabezal de lubricación, donde es distribuido hacia los distintos equipos como son: los cojinetes, la caja reductora de accesorios, la caja reductora de carga y también supe al sistema hidráulico, al sistema de control y a los equipos usados durante el arranque, como el convertidor de torque. La presión de

descarga de las bombas es regulada a 1,72 bar_g (25 psi_g) en el cabezal de lubricación. El sistema de lubricación cuenta con sensores que protegen la operación de la unidad, detectando un bajo nivel de suministro de aceite, baja presión y alta temperatura del lubricante. Estos sensores emiten una alarma y también pueden detener la unidad si el error no es corregido.

Durante el arranque de la turbina, la máxima viscosidad permitida para el aceite en el sistema de control y para la lubricación de los cojinetes es de 175,8 centistokes (800 SSU), un sensor de temperatura evita el arranque de la turbina si la temperatura del lubricante es de 10°C (50°F) o menos.

Todo el aceite lubricante pasa a través de filtros de 5×10^{-3} mm antes de ser enviado al sistema, y el lubricante que es utilizado por el sistema de control, pasa adicionalmente por filtros de $0,5 \times 10^{-3}$ mm.

El sistema completo de lubricación de las unidades modelo MS 7000, es ventilado a la atmósfera por un precipitador electrostático. Este es un dispositivo para retirar las pequeñas gotas de lubricante del aire de sellado de los cojinetes. Su propósito primario es atrapar estos contaminantes potenciales en un filtro y así proteger el ambiente de la degradación industrial.

El suministro de aceite al cabezal de lubricación se realiza por medio de tres bombas, a continuación se describe cada una de ellas, y su ubicación en el sistema de lubricación se puede observar en la figura 4.24:

Bomba principal de lubricación:

La bomba principal de suministro de lubricante es una bomba de tipo de desplazamiento positivo, montada e impulsada por la caja reductora de accesorios de la turbina. Esta construida en la pared interior de la media carcasa inferior de la caja

reductora de accesorios. La presión de salida al sistema de lubricación es limitada por una válvula de contrapresión para mantener la presión del sistema de 1,72 bar_g (25 psi_g).

Bomba auxiliar de lubricación:

La bomba auxiliar de suministro de lubricante es una bomba centrífuga impulsada por un motor de corriente alterna. Proporciona presión de lubricante durante el arranque y paro de la turbina de combustión o cuando la presión del sistema no es suficiente para la operación segura.

Durante las secuencias de arranque y parada de la turbina, la bomba principal de lubricación, la cual es impulsada por el rotor de la turbina, a través de la caja reductora de accesorios, gira a una velocidad insuficiente para desarrollar la presión de lubricación del sistema; por lo cual la presión de lubricante del sistema es suministrada por la bomba auxiliar de lubricante. La bomba auxiliar se mantiene en operación hasta que la turbina alcance aproximadamente el 95 por ciento de la velocidad de operación. En este momento, la bomba auxiliar de lubricación se desconecta y la presión del sistema es suministrada por la bomba principal de lubricación. Cuando la turbina esta en secuencia de parada, la bomba auxiliar arranca para mantener la presión de lubricación del sistema, la bomba se mantiene en operación durante el periodo de parada y de enfriamiento, hasta que el operador transmita la señal de parada, girando el interruptor de control.

Bomba de emergencia de lubricante:

La bomba de emergencia de suministro de lubricante es una bomba centrífuga impulsada por un motor de corriente continua. Esta proporciona presión al lubricante cuando la potencia de corriente alterna no esta disponible para las secuencia de arranque y parada de la turbina. Si la bomba auxiliar falla durante la secuencia de parada, a causa de una falla de energía de corriente alterna o cualquier otro causa, la bomba de emergencia arranca automáticamente y se mantiene funcionando hasta que la turbina se detenga (ver Fig. 4.27).

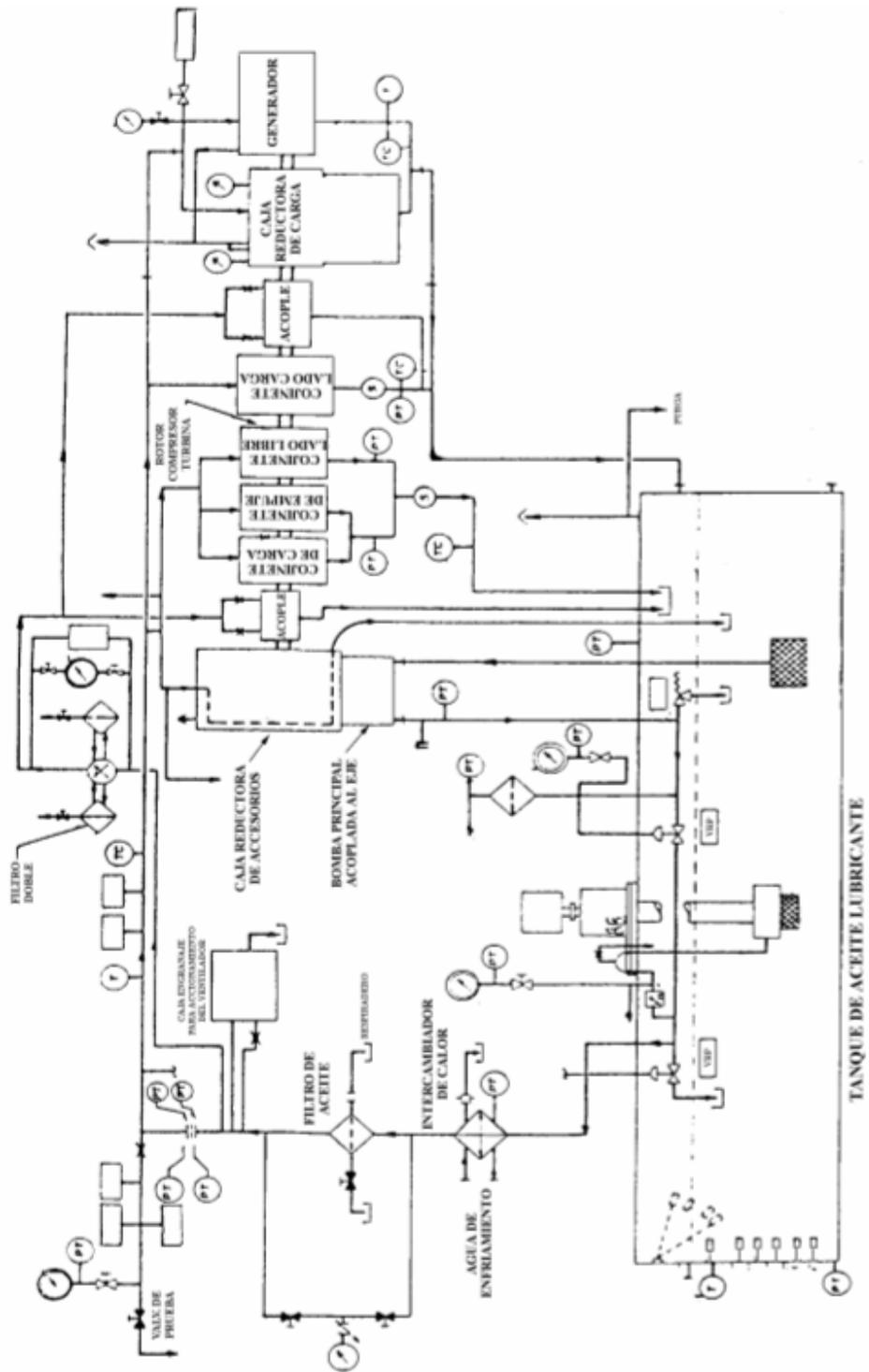


Figura 4.27 Sistema de Lubricación

Intercambiador de calor de fluido lubricante:

El intercambiador de calor de fluido lubricante es del tipo de carcasa y haz de tubos, esta montado a una brida en el depósito de lubricante en posición horizontal. El aceite es enfriado con agua proveniente del sistema de enfriamiento. El flujo de agua de enfriamiento es ajustado por una válvula reguladora, que responde automáticamente a los cambios de temperatura del aceite en el depósito de lubricante.

4.4.4. Sistema de Agua de Enfriamiento

El sistema de agua de enfriamiento es un sistema cerrado, diseñado para satisfacer los requerimientos de disipación de calor del sistema de lubricación de la turbina, del generador, del preenfriador de aire de atomización, del motor diesel y los soportes de la turbina.

Incluidos en el sistema de agua de enfriamiento están el tanque de agua, una bomba centrífuga, radiadores de tubo de aletas, ventiladores, válvulas y dispositivos de control y protección del sistema, su posición en el sistema se observa en la figura 4.25. El tanque de agua, los radiadores y ventiladores, se encuentra ubicados en el techo del compartimiento de accesorios.

El sistema de agua de enfriamiento utiliza agua para refrigerar varios componentes de la turbina y mantener el fluido lubricante a niveles de temperatura aceptables para la operación del sistema de lubricación. El sistema opera normalmente a una presión de 482,6 kPa (70 psig), que resulta cuando el líquido en el sistema se expande debido al aumento de la temperatura durante la operación.

El refrigerante circula a través del sistema por una bomba centrífuga impulsada por un eje proveniente de la caja de accesorios de la turbina. La bomba tiene un sello mecánico enfriado por el fluido bombeado. La carcasa de la bomba está equipada con un respiradero y drenaje. Esta bomba impulsa agua a través de los intercambiadores de

calor de aceite lubricante, de aire de atomización y las patas de soporte de la turbina. Si no son enfriadas, las patas de soporte de la turbina podrían expandirse y causar desalineamientos de las carcasas de la turbina.

Después de realizar su función de enfriamiento, el agua es circulada a los radiadores, que proporcionan los requisitos de disipación de calor para el enfriamiento del refrigerante del sistema. Estos radiadores son ventilados y rechazan el calor a la atmósfera. Dentro del sistema se encuentra depósitos los cuales almacenan y expanden el agua de enfriamiento del sistema. Estos depósitos tienen un indicador de nivel de líquido e interruptor de alarma para asegurar que suficiente refrigerante esté disponible. Si el nivel de refrigerante cae por debajo de un valor predeterminado, el interruptor produce una alarma en un panel anunciador remoto.

Los radiadores consisten de tubos de aletas redondos, fijados en cabezales de acero fabricados de tipo caja. Cada cabezal está equipado con un aditamento de respiradero y de drenaje. Los ventiladores inducen el flujo de aire a través de los radiadores. Las bocas acampanadas son instaladas entre los radiadores y los ventiladores para aumentar la eficiencia del ventilador. Los ventiladores operan continuamente durante la operación de la turbina.

Cada radiador está equipado con válvulas de aislamiento para uso en el caso de que un radiador presente una fuga. La operación de la turbina con un radiador aislado requiere un estrecho control de las características de operación del sistema.

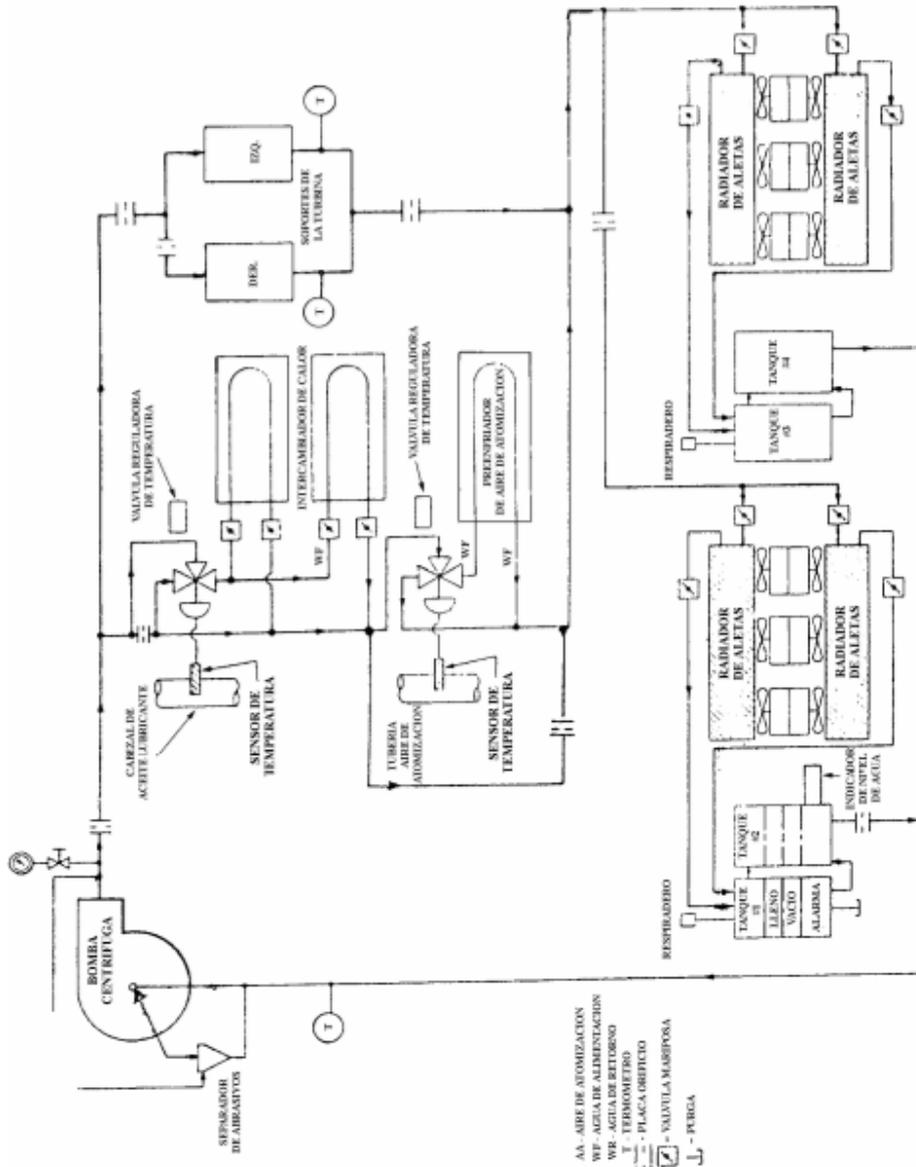


Figura 4.28 Sistema de agua de enfriamiento

4.4.5. Sistema de Suministro Hidráulico

La potencia de fluido requerida para operar los componentes de control del sistema de combustible de la turbina, es proporcionada por el sistema de suministro hidráulico. Este fluido proporciona los medios de apertura y cierre de las válvulas de combustible, además mueve los alabes guías de entrada al compresor, el virador y dispositivos de disparo de la turbina de combustión.

Los componentes principales del sistema incluyen la bomba principal de suministro hidráulico, una bomba auxiliar de suministro, filtros del sistema, un conjunto de acumulador y los múltiples de suministro hidráulico (ver Fig. 4.29).

La bomba principal de suministro hidráulico, es una bomba tipo pistón impulsada por un eje proveniente de la caja reductora de accesorios. La bomba auxiliar es una bomba de paleta impulsada por un motor que proporciona el respaldo auxiliar necesario. Durante el arranque de la turbina, mientras la bomba principal no ha alcanzado la velocidad de operación, la bomba auxiliar arranca y continúa funcionando hasta que un sensor de velocidad indique que se ha alcanzado la velocidad mínima para satisfacer el sistema hidráulico.

El fluido hidráulico es bombeado al múltiple de suministro hidráulico, de donde el fluido a alta presión es conducido a los filtros del sistema y luego llega a ser un fluido de control a alta presión.

En la figura 4.26 se muestra el diagrama de este sistema y se puede observar la ubicación de los distintos elementos que componen el mismo.

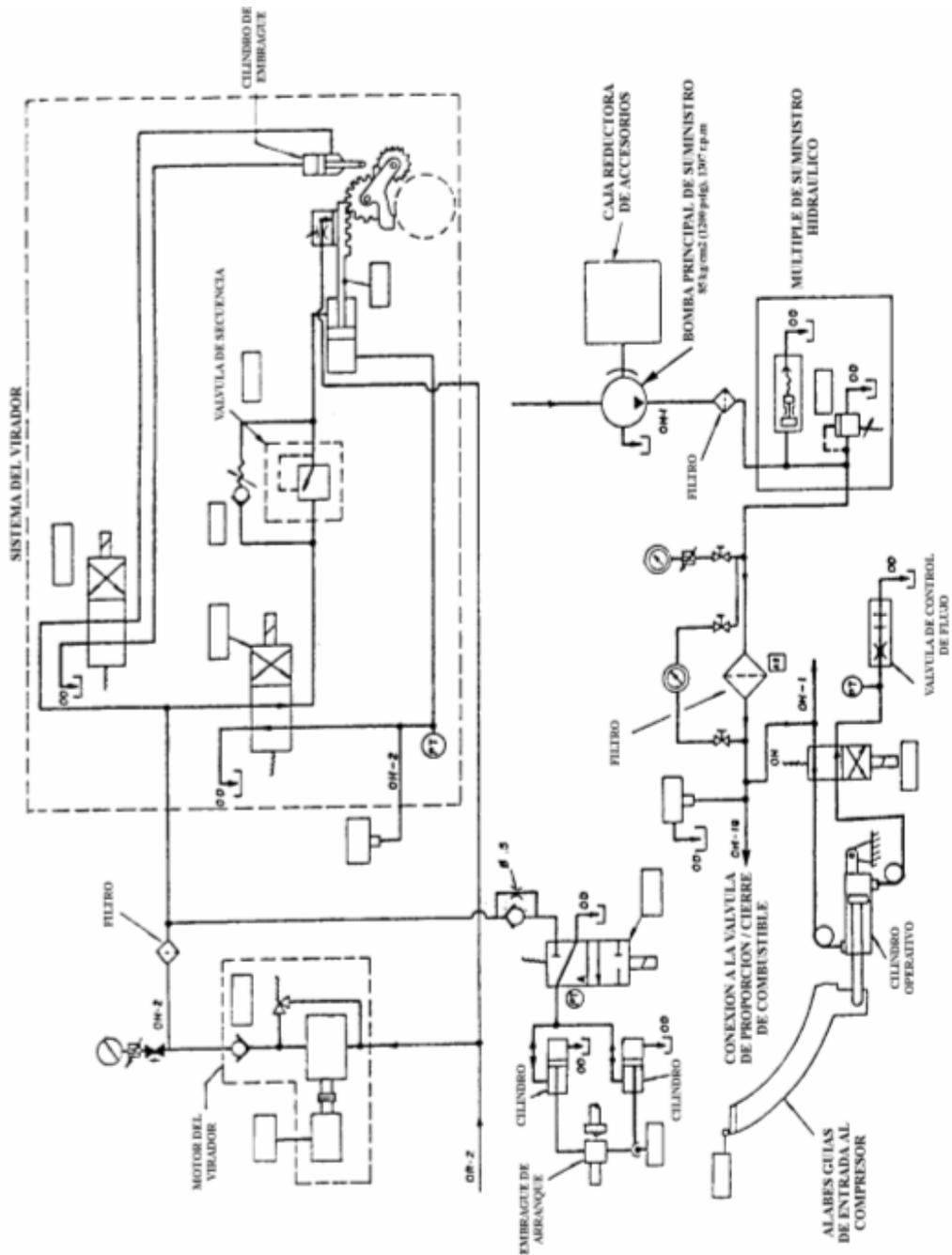


Figura 4.29 Sistema de suministro hidráulico

4.4.6. Sistema de Aire de Atomización

El aceite combustible líquido es atomizado a través del quemador en las cámaras de combustión de la turbina en forma de gotas, si estas gotas no son lo suficientemente pequeñas para quemarse completamente, parte de ellas saldrán por el escape hacia el medio ambiente y la combustión será incompleta. Por esta razón, se utiliza un sistema de alta presión de aire para la atomización, el cual proporciona aire a través de orificios suplementarios en las toberas de combustible, dirigiéndolo para que choque contra la descarga del chorro de combustible en cada tobera. Esta corriente de aire de atomización rompe el chorro de combustible, convirtiéndolo en una neblina fina, permitiendo la ignición y combustión con un aumento significativo de eficiencia y una disminución en la descarga de partículas de combustión al medio ambiente.

El aire es tomado de la descarga del compresor principal, pasa a través de un separador seco de tipo centrífugo que retira cualquier partícula de tierra. El aire limpio pasa luego por el intercambiador de calor aire a agua (preenfriador de aire), donde se reduce la temperatura del aire con el fin de impedir la descomposición térmica del aceite combustible en las toberas y la precipitación de los retardadores del combustible. Finalmente pasa a través del compresor de aire de atomización hacia el múltiple de aire de atomización, supliendo de aire de atomización a igual presión a las diez toberas de combustible. En la figura 4.30 se muestra el diagrama del sistema de aire de atomización, donde se puede observar la ubicación de los distintos elementos dentro del sistema.

El intercambiador de calor del aire de atomización (preenfriador de aire), esta localizado en la base de la turbina, usa agua del sistema de agua de enfriamiento como medio refrigerante para disipar el calor.

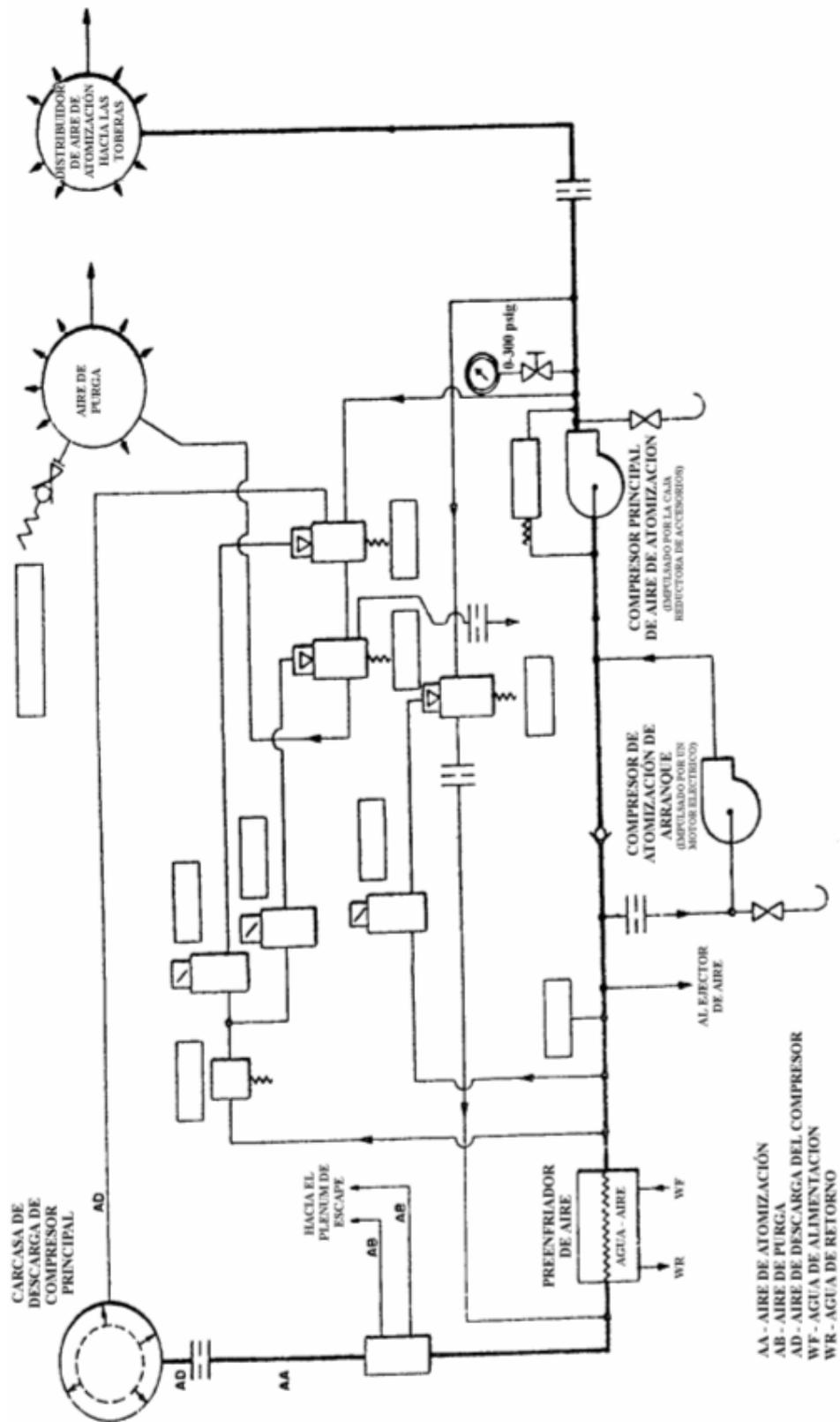


Figura 4.30 Sistema de aire de atomización

El compresor principal de aire de atomización, es un compresor centrífugo de etapa simple, impulsado por un eje proveniente de la caja reductora de accesorios de la turbina. La descarga del compresor principal proporciona aire suficiente para la atomización y combustión, cuando la turbina está a aproximadamente 60 por ciento de su velocidad de operación.

Cuando la turbina es encendida, la caja reductora de accesorios no está girando a velocidad plena y el compresor principal de aire de atomización no entrega suficiente aire para la apropiada atomización del combustible. Por lo que se requiere de un compresor de atomización de arranque, el cual es movido por un motor eléctrico en el caso de que el sistema de arranque de la turbina sea eléctrico; y en el caso de que el sistema de arranque de la turbina este formado por un motor diesel, el compresor de atomización de arranque es impulsado por el motor diesel a través de una correa.

4.4.7. Sistema de Aire de Enfriamiento y Sello

El sistema de aire de enfriamiento y sello utiliza el aire del compresor de flujo axial, extraído de varios puntos, para sellar los cojinetes, enfriar las partes internas de la turbina y para proporcionar un suministro de aire limpio para las válvulas de control operadas por aire de otros sistemas.

Las funciones de enfriamiento y sello proporcionadas por el sistema son como sigue:

- a. Sello de los cojinetes de la turbina.
- b. Enfriamiento de las partes internas de la turbina sujetas a altas temperaturas.
- c. Enfriamiento de la carcasa exterior y bastidor de escape de la turbina.
- d. Proporcionar un suministro de aire para el funcionamiento de las válvulas operadas con aire.

La figura a continuación muestra el diagrama de este sistema.

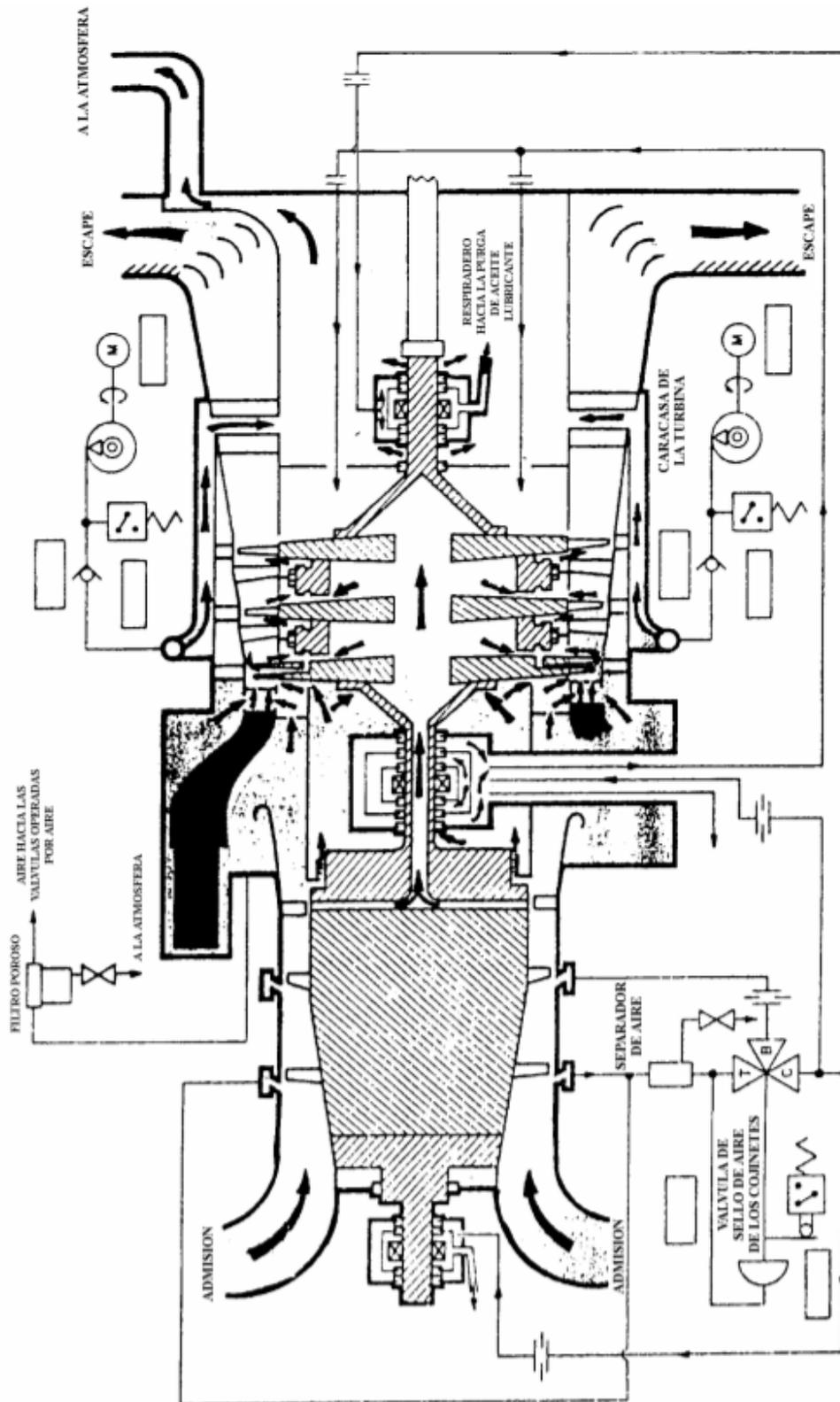


Figura 4.31 Sistema de aire de enfriamiento y sello

4.4.8. Sistemas de Control y Protección

La turbina a gas tiene varios sistemas de control y protección diseñados para hacer que la unidad funcione segura y confiablemente. La turbina se controla principalmente mediante el mando de arranque, el mando de velocidad y el de temperatura. Los distintos sensores con que cuenta la turbina, supervisan la velocidad de la turbina, la temperatura y la presión de descarga del compresor, para poder determinar las condiciones de funcionamiento de la unidad.

Cuando es necesario alterar las condiciones de funcionamiento de la turbina, debido a los cambios de carga o condiciones ambientales, estos cambios se efectúan regulando el flujo de combustible a la turbina. Por ejemplo, si la temperatura de descarga comienza a excederse del valor permitido para una condición de operación dada, el circuito de control de temperatura causa una reducción del combustible provisto a la turbina, limitando con ello la temperatura de descarga.

El sistema SPEEDTRONIC es un sistema de control electrónico y estado sólido, que proporciona las señales análogas y digitales requeridas para controlar y proteger la operación correcta de la turbina a gas. Las condiciones de funcionamiento de la turbina se detectan para utilizarse como señales de retroalimentación al sistema de control SPEEDTRONIC.

Los sistemas de protección provistos por la unidad son para prevenir condiciones de anomalía, que puedan provocar daños a la turbina. Los parámetros típicos que se supervisan mediante los sistemas de protección son: temperatura, velocidad, vibraciones y detección de llama.

Los sistemas de recalentamiento y sobrevelocidad son provistos como sistemas de control de refuerzo, independientes de los sistemas de control de temperatura y de velocidad.

La detección y protección por vibraciones se activa cuando la vibración de la turbina alcanza una amplitud mayor al nivel ajustado de vibración normal.

La detección y protección de llamas se efectúa mediante el sistema que se activa si no se producen llamas durante el arranque, o si se pierden las llamas durante la operación de la máquina.

4.5. TIPOS DE MANTENIMIENTO QUE SE REALIZAN A LAS TURBINAS

Existen tres tipos de mantenimiento recomendables en la operación moderna de turbinas a gas:

- Preventivo
- Predictivo
- Correctivo

4.5.1. Mantenimiento Preventivo:

El mantenimiento preventivo es el mantenimiento programado que se efectúa en la turbina a gas o componente para asegurar que satisfaga los requisitos de operación durante un periodo dado de tiempo (de una parada programada hasta la siguiente) según lo recomiende el fabricante. Consiste de varias inspecciones, verificaciones y reparación de componentes o cambios para extender la vida esperada del sistema completo a algo más que el tiempo programado para el siguiente periodo de mantenimiento. Esta categoría de mantenimiento se enfoca en la verificación de los sistemas de protección, limpieza del compresor, inspección del sistema de combustión y del paso de los gases calientes, corrección de cualquier defecto observado durante la operación de la turbina. Este mantenimiento requiere que se pare la máquina.

El mantenimiento preventivo de las turbinas a gas se divide en tres categorías, las cuales deben realizarse dependiendo del número de horas de operación de la turbina:

- Mantenimiento de la Zona de Combustión
- Mantenimiento del Paso de Gases Calientes
- Mantenimiento Mayor

El Mantenimiento de la Zona de Combustión debe efectuarse cada 6.000 a 8.000 horas de operación, dependiendo del combustible y régimen de operación. Este mantenimiento se enfoca en las partes calientes como son:

- a) Cámaras de combustión,
- b) Cestos combustores,
- c) Quemadores,
- d) Piezas de transición,
- e) Tubos cruza-llamas,
- f) Bujías.

Estas partes son las primeras en requerir reemplazo o reparación, debido a que están sometidas a altas temperaturas, un apropiado plan de mantenimiento aplicado a estas partes calientes contribuye a alargar la vida de las toberas y alabes de la turbina.

El Mantenimiento del Paso de Gases Calientes debe efectuarse entre las 18.000 a 24.000 horas de operación dependiendo del combustible y régimen de operación. Este mantenimiento incluye las labores del mantenimiento de la zona de combustión y adicionalmente se realiza una inspección detallada de los siguiente elementos:

- a) Toberas de la primera y segunda etapas o posteriores,
- b) Alabes de la primera y segunda etapas o posteriores,
- c) Diafragma,
- d) Chequeo y reemplazo de termocuplas en mal funcionamiento.

Para realizar un mantenimiento de paso de gases calientes es necesario remover la carcasa superior de la turbina. Este mantenimiento se puede realizar en cinco días con una cuadrilla de seis hombres entrenados, y teniendo a disposición los repuestos necesarios.

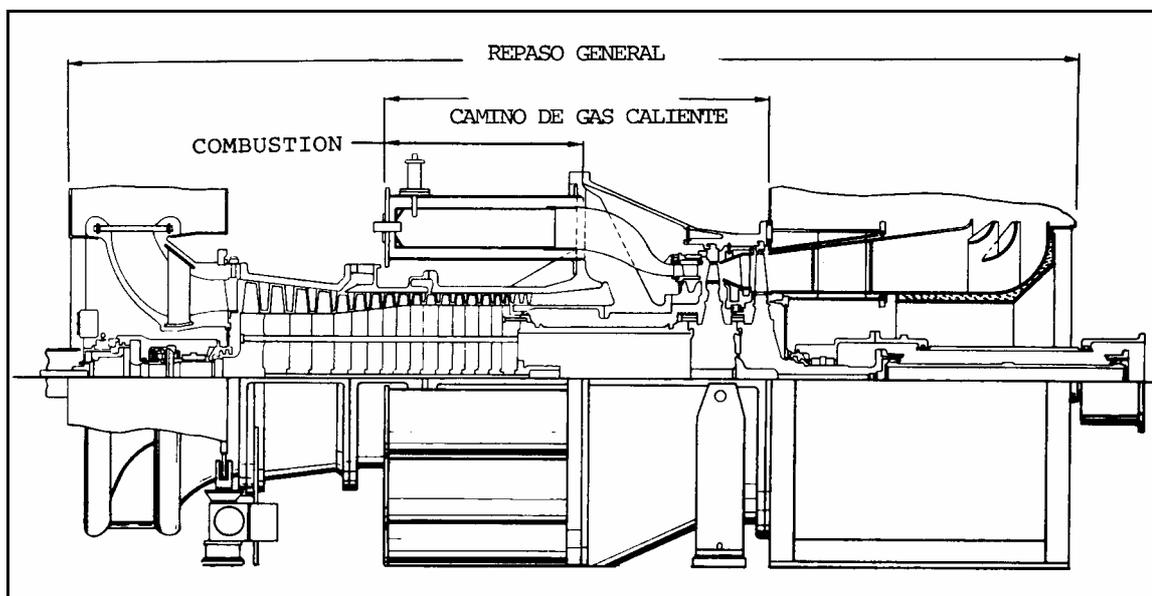


Figura 4.32 Zonas donde se realizan los diferentes mantenimientos

El *Mantenimiento Mayor* abarca las labores de los mantenimientos de la zona de combustión y pasos de gases calientes, además, requiere un desmontaje de sub-sistemas de componentes seleccionados para la inspección y se efectúa a intervalos de 36.000 a 48.000 horas de operación, dependiendo de la carga, tipo de servicio, y régimen de operación. Entre los elementos a verificar se encuentran:

- a) Cojinetes
 - 1) Sellos de aceite o deflectores
 - 2) Sellos de aire
 - 3) Casquillos
 - 4) Zapatas de empuje (activas e inactivas)
- b) Rotores
 - 1) Alabes del compresor
 - 2) Alabes de la turbina

Capítulo 4: Descripción de las Turbinas a Gas

- 3) Toberas de la turbina
- 4) Ruedas de la turbina
- 5) Ejes y sellos
- 6) Estator del compresor
- 7) Sellos térmicos de la turbina

A continuación se presentan dos tablas con los intervalos recomendados por General Electric, para realizar las diferentes categorías de mantenimientos preventivos, según el tipo de combustible, y para unidades en servicio continuo (un arranque cada 1000 horas de operación).

Tipo de combustible	Categoría de Mantenimiento	Horas de operación					
		6.000	12.000	18.000	24.000	30.000	36.000
Diesel	Mantenimiento de la Zona de Combustión	*	*		*	*	
	Mantenimiento de Paso de Gases Calientes			*			
	Mantenimiento Mayor						*

Tabla 4.3 Intervalos recomendados para realizar las categorías de mantenimiento preventivo en unidades MS 5000, operando con combustible Diesel

Tipo de combustible	Categoría de Mantenimiento	Horas de operación					
		8.000	16.000	24.000	32.000	40.000	48.000
Gas	Mantenimiento de la Zona de Combustión	*	*		*	*	
	Mantenimiento de Paso de Gases Calientes			*			
	Mantenimiento Mayor						*

Tabla 4.4 Intervalos recomendados para realizar las categorías de mantenimiento preventivo en unidades MS 5000, operando con combustible Gas Natural

La siguiente tabla presenta un estimado de las horas hombre, número de hombres por cuadrilla de trabajo y los turnos de ocho horas requeridos para realizar los trabajos de mantenimiento preventivo, según el modelo de la turbina.

Categorías de Mantenimiento	Modelo de la turbina	Horas Hombre	N° de hombres	Turnos de 8 horas
Mantenimiento de la Zona de Combustión	MS 5000	160	4	5
	MS 7000	384	6	6
Mantenimiento de Paso de Gases Calientes	MS 5000	480	6	10
	MS 7000	1120	7	20
Mantenimiento Mayor	MS 5000	1280	8	20
	MS 7000	2560	8	40

Tabla 4.5 Requerimientos estimados de horas hombre para el mantenimiento

4.5.2. Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica usada para determinar los requisitos futuros para mantenimiento correctivo. La determinación se hace comparando las condiciones pasadas y presentes de la maquina, identificando las tendencias o cambios en la condición, definiendo la causa del cambio, y prediciendo cuando se volverá crítica esta y requerirá acción correctiva.

Entre las técnicas que incluye este tipo de mantenimiento esta una caminata de inspección de rutina para asegurarse que el equipo funciona correctamente y para detectar señales tempranas de deterioro. Esta inspección en operación se realiza con la unidad en funcionamiento.

Las plantas atendidas deben observarse durante cada turno, o por lo menos diariamente. Las plantas de servicio continuo remotas, no atendidas, probablemente deban observarse cada 1 a 4 semanas, dependiendo de su accesibilidad. Las unidades de servicio intermitente se deben observar cada 5 o 10 arranques, o por lo menos una vez al

mes. Los datos de operación deben ser registrados para posteriormente poder evaluar el funcionamiento de los equipos y los requisitos de mantenimiento.

En el mantenimiento predictivo típico se observa:

- a) Relación entre la carga y temperatura de los gases de escape
- b) Niveles de vibración
- c) Flujo y presión del combustible
- d) Control de la temperatura de escape
- e) Variación de la temperatura de escape
- f) Tiempo de arranque

a) Relación entre la carga y la temperatura de los gases de escape:

La relación entre la carga y la temperatura de escape debe ser observada y comparada con datos anteriores, que se tengan registrados. Altas temperaturas de escape pueden ser un indicador de deterioro de las partes internas, fugas excesivas, compresor sucio, ajuste impropio de los controles. Los datos del arranque inicial pueden ser usados como punto de referencia. Las pérdidas de potencia resultantes del deterioro de las partes o fugas pueden requerir el desmontaje de la turbina para restaurar la potencia. Por ejemplo para solucionar las pérdidas por sucio en el compresor axial, se puede inyectar de 5 a 10 kilogramos (10 a 20 libras) de un abrasivo suave mientras la unidad esta en servicio. Una limpieza exitosa reducirá la temperatura de escape para una carga dada e incrementará la presión de descarga del compresor.

b) Niveles de vibración:

Los niveles de vibración en los cojinetes de la unidad deben ser observados y registrados. Cambios menores pueden ocurrir por cambios en las condiciones de operación. Sin embargo, cambios mayores o continuos incrementos, dan indicación de que se requiere tomar una acción correctiva.

c) Flujo y presión del combustible:

Cambios en la presión del combustible, pueden indicar que los pasajes de las boquillas de combustible están obstruidas, o que los instrumentos de medición del sistema de combustible están dañados o mal calibrados.

d) Control de la temperatura de escape:

Probablemente la función de control más importante a ser observada es la temperatura de escape. La verificación rutinaria de la operación y calibración de este elemento minimizara el desgaste en las partes de la trayectoria de gases calientes.

e) Variación de la temperatura de escape:

La variación de la temperatura de escape en la turbina debe ser medida. Un incremento de esta variación indica deterioro de la combustión o problemas de distribución del combustible, y si no es corregido, reduce el tiempo de vida esperado de las partes de la trayectoria de los gases calientes.

f) Tiempo de arranque:

El tiempo de arranque (cuando la turbina es nueva) es una referencia excelente por la cual subsecuentes parámetros de operación pueden ser comparados y evaluados.

4.5.3. Mantenimiento Correctivo:

El mantenimiento correctivo se efectúa en una turbina a gas o componente de esta, con el objeto de restaurarla a su condición de operación, o para prevenir una falla inminente. Antes de efectuar el mantenimiento correctivo, la maquina puede estar inoperable o al borde de una falla. La falla de cojinetes, el daño serio en el compresor

debido a un objeto extraño y la obstrucción de boquillas de combustible son ejemplos de condiciones que necesitan un mantenimiento correctivo.

4.6. FACTORES DE OPERACIÓN QUE AFECTAN LOS MANTENIMIENTOS DE LAS TURBINAS

Los factores que tienen mayor influencia en la vida de las partes de una turbina a gas son:

- a) Tipo de combustible
- b) Frecuencia de arranque
- c) Ciclo de carga
- d) Ambiente
- e) Prácticas de mantenimiento

a) Tipo de combustible:

El efecto del tipo de combustible (gas, diesel o crudos pesados) sobre la vida de las partes, es asociado con la energía radiante resultante del proceso de combustión y la habilidad para atomizar combustibles líquidos. Por consiguiente, el gas natural, el cual no requiere atomización, tiene el nivel más bajo de energía radiante y producirá una vida más larga de las piezas. A este sigue el combustible Diesel y luego los crudos pesados, con energía radiante más alta y mayor dificultad de atomización lo cual produce una vida más corta de las partes.

Los contaminantes en el combustible, también afectan los intervalos de mantenimiento. Esto es particularmente cierto para combustibles líquidos donde el sucio resulta en una aceleración del reemplazo de bombas, elementos de medición y boquillas de combustibles. Los contaminantes en el sistema de combustible gaseoso pueden erosionar o corroer las válvulas de control y las boquillas de combustible. Los filtros deben ser inspeccionados y cambiados periódicamente. Combustibles limpios reducen el mantenimiento y extiende la vida de las partes.

b) Frecuencia de arranque:

Cada arranque, parada y cambio de carga de la turbina a gas, somete a las partes de la trayectoria de gases calientes a ciclos térmicos. Una unidad prestando servicio de carga pico esta demostrado que la vida de sus partes son más cortas que una unidad similar prestando servicio de carga base, así como cualquier equipo sujeto a condiciones cíclicas.

El tiempo de arranque normal programado para satisfacer carga pico esta diseñado para minimizar los esfuerzos térmicos transitorios y maximizar la vida de las partes. Los programas de arranque rápidos con carga están disponibles pero comprometen estos objetivos, por lo cual se usan en casos de emergencia.

c) Ciclo de carga:

Usualmente estas unidades se proveen con una capacidad pico y pico de reserva designada, mayor que la capacidad normal base. Estas capacidades le dan flexibilidad al operador para usar el equipo de modo que satisfaga las necesidades del sistema. El uso a distintas capacidades de la unidad afecta la vida de las partes de la trayectoria de los gases calientes.

d) Ambiente:

Las condiciones del aire de entrada a la turbina a gas pueden tener un efecto significativo en el mantenimiento ya sea este abrasivo o corrosivo. En el caso de abrasivos en el aire, como partículas de polvo, se debe prestar atención a los filtros. En atmósferas corrosivas se deben proteger los materiales con recubrimiento que los protejan.

e) Practicas de mantenimiento:

La información de la condición de las partes es basada en estimaciones solamente, y varia con cada maquina y sus condiciones especificas de operación. Por lo cual se deben archivar los datos de cada unidad y hacer un programa bien planeado de mantenimiento con esta información.

CAPÍTULO 5

MANEJO, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO

5.1. COMBUSTIBLE PARA TURBINAS A GAS

Los requisitos mínimos que debe cumplir un combustible para ser empleado en turbinas a Gas, o en su defecto en motores de combustión interna Diesel o Quemadores industriales, se encuentran normalizados.

Las normas dependen del lugar de procedencia de dicho combustible debido a las diferencias que existen durante los procesos de destilado del petróleo en cada país, por lo tanto cada productor de combustible destilado maneja sus propias normas que permite un mejor funcionamiento de la máquinas que operan con combustible diesel.

En Venezuela las Normas que rigen la propiedades del los destilados del petróleo son las Normas COVENIN y cada empresa debe cumplir con estas normas.

5.2. CLASIFICACIÓN DEL COMBUSTIBLE DESTILADO VENEZOLANO

El combustible destilado se clasifica en tres grupos dependiendo del uso en particular para el cual se requiera dicho combustible.

- *Gaseoso Industrial.* Este combustible destilado líquido es utilizado principalmente en:
 - Quemadores industriales.
 - Turbinas a gas para la producción de calor o energía.

- *Combustible Diesel Mediano.* Es un combustible destilado utilizando en motor de combustión interna tales como:

- Diesel de alta velocidad.
 - Estacionarios.
 - Automotor.
 - Bombas.
 - Generadores Portátiles.
 - Turbinas a Gas. También se conoce con el nombre de combustible Diesel Automotor.
- *Combustible Diesel Pesado*. Es un combustible destilado que se utiliza en motores de combustión interna tales como:
- Diesel de mediana velocidad.
 - De buques.
 - Plantas Eléctricas (también se conoce con el nombre de combustible marino).

5.3. CONSIDERACIONES OPERACIONALES PARA EL COMBUSTIBLE LÍQUIDO EN LAS TURBINAS A GAS

Los combustibles líquidos aplicados al rango de la turbina de gas de servicio pesado de nafta de petróleo o combustibles residuales. Dentro de este rango, los combustibles varían de composición de hidrocarburo, propiedades físicas, contaminantes potenciales y niveles de contaminante de restos metálicos. Puesto que los contaminantes son la consideración más importante en la aplicación del combustible, los combustibles líquidos han sido divididos en dos clases básicas: destilados reales (libres de ceniza) y combustibles que contienen ceniza.

En la tabla del apéndice 1 resume los tipos generales de combustibles líquidos en estas dos clases y algunos requisitos operacionales en las aplicaciones de la turbina de gas.

5.3.1. Especificaciones del Combustible Utilizado en las Turbinas

Las propiedades químicas y físicas requeridas de las cuatro clases de combustibles líquidos están detalladas en la tabla del apéndice 2. Estas propiedades han sido divididas en dos categorías: aquellas requeridas para el rendimiento de la turbina de gas (Sección 3.1, Tabla del apéndice 2) y aquellas que pueden ser limitadas para encontrar los códigos locales de ambiente (Sección 3.2, Tabla del apéndice 2).

Los máximos límites permisibles son especificados para cinco contaminantes de restos metálicos críticos: sodio, potasio, vanadio, plomo y calcio. Las turbinas de gas de servicio pesado de General Electric operarán a niveles más altos que aquellos especificados en Tabla del apéndice 2; sin embargo, puede resultar el aumento del mantenimiento de partes calientes de pase de gas. Por lo tanto, es necesario consultar con los manuales de las unidades turbo-generadoras para recomendaciones de tratamiento de combustible cuando el análisis del combustible alimentado a las turbinas de gas excede los niveles indicados. Los combustibles que están fuera de los límites especificados de ciertas propiedades físicas pueden ser utilizados pero igualmente se debe consultar con el fabricante en este caso General Electric, para la consideración de cualquier impacto en la operación de la turbina o sistema de tratamiento de combustible, donde sea necesario.

Los combustibles que Contienen Ceniza de Tabla del apéndice 2 son divididos en dos tipos: (1) Crudos y Combustibles Residuales Mezclados, y (2) Combustibles Residuales más Pesados. La turbina de gas de servicio pesado debe de operar en forma satisfactoria con ambos tipos, aunque los requisitos de calentamiento y tratamiento de combustible y los niveles de emisión particulares de chimenea serán generalmente menos para el primer tipo (Crudos y Combustibles Residuales Mezclados).

5.3.2. Clasificación para el Manejo y Tratamiento de Combustible

Para el manejo y tratamiento los tipos de combustibles se clasificaron en dos grandes grupos, estos se explican brevemente a continuación:

- Combustibles Destilados Reales

Los combustibles destilados reales ligeros tienen normalmente el punto de fluencia suficientemente bajo que no se requiere un precalentamiento bajo las condiciones ambientales. El destilado real pesado, por otra parte, puede tener puntos de fluencia altos debido al alto contenido de cera o temperatura alta de fusión de cera que hace necesario el recalentamiento para prevenir obstrucción del filtro. Ambos tipos de destilados pueden requerir también un recalentamiento para reunir el requisito de la viscosidad a la tobera de combustible para la atomización apropiada.

Los combustibles destilados reales como refinados tienen niveles bajos de contaminantes de agua, tierra y restos metálicos. Donde el transporte, manejo y almacenamiento subsiguientes son realizados cuidadosamente, estos niveles bajos deben persistir en la turbina de gas. En lugares donde exista el peligro de contaminación tales como el agua que contiene sal, el equipo auxiliar de limpieza de combustible debe ser proporcionado para restaurar la calidad original.

- Combustibles que Contienen Ceniza

Dependiendo de las propiedades físicas y los niveles de restos de contaminantes metálicos de estos combustibles, y funciones del tratamiento de la fuente y de refinería, estos requieren generalmente el pretratamiento antes de quemarse en una turbina de gas. Tres pasos básicos en el pretratamiento antes de quemarse en una turbina de gas. Tres pasos básicos en el pretratamiento son:

- a. Precalentamiento
- b. Lavado del agua para la extracción de sal
- c. Adición de retardador de vanadio

5.4. TIPOS DE DESTILADO DEL COMBUSTIBLE LÍQUIDO

5.4.1. Destilado Real Ligero

- Nafta: Un combustible volátil y ligero con un rango de ebullición entre gasolina y destilado ligero. El punto de inflamación inferior y la volatilidad superior requieren consideraciones especiales de seguridad. Su viscosidad muy baja puede resultar en poca lubricidad. Otros Nombres: JP-4, Jet B, O-GT Combustible de Turbina de Gas
- Kerosén: Un combustible ligero, altamente refinado y ligeramente más volátil que el destilado ligero. Normalmente más costoso que el destilado No 2.
- Otros Nombres:
 - 1-GT Combustible de Turbina de Gas
 - No. 1 Combustible de Quemador
 - 1-D Combustible Diesel
 - JP-5, Jet A
 - Aceite de Rango, Aceite de Lámpara

5.4.2. Destilado Ligero:

Es un combustible destilado, volátil extensamente disponible con buenas características de combustión, siendo efectivamente atomizado y combustión limpia

- Otros Nombres:
 - 2-GT Combustible de Turbina de Gas
 - No. 2 Combustible de Quemador

Aceite Diesel y Aceite de Gas Marino
Combustible Doméstico

5.4.3. Combustible Diesel:

Relacionado al combustible destilado ligero excepto por los requisitos adicionales particulares para la operación de motor diesel tales como Número de Cetano

- Otros Nombres:
2-D Combustible Diesel

5.4.4. Destilado Real Pesado:

Un destilado de petróleo esencialmente libre de cenizas con el rango de ebullición más amplio. El destilado real pesado ha tenido la disponibilidad limitada y localizada, siendo frecuentemente subproducto de refinería. Este combustible puede requerir calentamiento para el manejo y suministro debido al punto de fluencia alto. Puede ser también más difícil atomizar para combustión óptima.

- Otros Nombres:
Aceite de Gas Pesado
Destilado Normal de Marina

5.4.5. Destilado Pesado Mezclado Petróleo:

Destilado contaminado o mezclado con menos cantidad de productos residuales de petróleo, pero con contenidos de vanadio de 5 ppm o menos. Estos pueden tener contenidos de cera que requiere calentamiento para bombear y filtrar. Estos pueden requerir también lavado para la desalación, especialmente si se ha practicado el transporte por agua.

- Otros Nombres:
 - No. 4 Combustible de Quemador
 - No. 5 Combustible de Quemador
 - Aceite Ligero de Horno
 - Combustible Intermedio de Caldera

5.5. CONCEPTOS BÁSICOS DEL COMBUSTIBLE

Crudos:

Petróleos crudos de diferentes áreas geográficas varían extensamente en niveles de contaminantes de restos metálicos, ceniza, azufre y cera en tales propiedades físicas como viscosidad, gravedad y rango de destilación. La mayoría de los crudos tendrán los puntos de inflamación por debajo de 100F (38 C) debido a los componentes altamente volátiles. Algunos crudos de muy baja ceniza, representados por crudos Norteafricanos e Indonesios, tienen 0 a 5 ppm de vanadio requiriendo una inhibición mínima o ninguna. Otros crudos para el rango de aplicación de la turbina de gas hasta 100 ppm de vanadio. La mayoría de los crudos requieren desalación, especialmente si se ha practicado el transporte por agua.

Agua y Sedimento:

El agua y sedimento en un aceite combustible tiende a causar el ensuciamiento de las facilidades del manejo de combustible y el sistema de combustible de la turbina de gas. Por consiguiente éstos deben ser mantenidos a un valor tan bajo como sea practicable y siempre dentro de los valores máximos mostrados en esta especificación.

El sedimento en el combustible puede ser gomas, resinas, materiales asfálticas, carbón, escama, arena o barro. Es principalmente un problema en los combustibles residuales. Muy pocos combustibles destilados salen de la refinería con más de 0,05% tanto de agua como de sedimento. Sin embargo, las prácticas deficientes de manejo

pueden elevar innecesariamente este nivel, y una vez de que un aceite llegue a ser contaminado, no puede ser factible restaurar su grado de limpieza original tal como en el caso de la contaminación de plomo o vanadio.

Las turbinas de gas están normalmente equipadas con filtros de 5 micras de alta capacidad. Como existen límites prácticos a la eficiencia de los sistemas de filtración, una fracción de los sólidos que entran en el filtro permanece en el aceite y puede ser un factor importante en la vida de los componentes del sistema de combustible.

Los depósitos de almacenamiento de combustible deben ser diseñados con succiones flotantes que estén equipados con los límites de fondo a bajos niveles para asegurar de que la succión tenga siempre a alguna distancia desde el fondo para evitar que se junten allí el agua y sedimento. El operador debe drenar el fondo del depósito para reducir periódicamente la acumulación y el riesgo de contaminación. Los sistemas automáticos de drenaje del agua son preferibles.

Suciedad Filtrable

La suciedad filtrable es esencialmente el material particular sólido suspendido en un combustible destilado que puede causar problemas de mantenimiento del filtro de combustible. Es medido como el peso de sólidos mantenidos en un filtro de baja porosidad durante la filtración de un volumen dado de combustible.

Viscosidad

La viscosidad de un combustible es una medida de su resistencia para fluir. Es importante en el equipo auxiliar de combustible ya que ello determina la temperatura de bombeo, temperatura de atomización y presión de la bomba de aceite.

Para obtener operación apropiada de la turbina de gas, la viscosidad máxima en las toberas de combustible no tienen que exceder 10 centistokes para sistemas de

atomización de aire de alta presión. Cuando estos límites son excedidos puede ocurrir, características pobres de ignición, humeo, distribución insatisfactoria de temperatura de salida de cámara de combustión, eficiencia disminuida de combustión o formación de carbón. En muchos casos, el calentamiento de combustible que tiene que ser empleado para asegurar que estos límites de viscosidad en la tobera de combustible sea encontrados bajo todas las condiciones ambientales.

Punto de Fluencia

El punto de fluencia de un combustible es la temperatura a que apenas fluirá bajo condiciones normales, y es significativo en la conexión con combustibles que pueden requerir calentamiento para hacerlos bombeables y con combustibles bombeados a una bomba por flujo de gravedad.

Los aceites de petróleo cuando están fríos pueden cambiar a un estado plástico como un resultado de la separación parcial de cera (fluidez de cera) o por congelación de hidrocarburos (fluidez viscosa) que componen el aceite.

Un combustible ceroso tiene que ser mantenido a una temperatura suficientemente alta para asegurar que toda la cera está en la solución para prevenir cristales de cera de obstrucción de filtros y líneas. Para destilados, la separación de cera puede ser evitada generalmente por el calentamiento del combustible a por lo menos 20-30F (11-17C) sobre el punto de fluencia. Los petróleos crudos cerosos usados como combustibles pueden requerir temperaturas diferenciales aún más altas.

Densidad de Combustible

La densidad relativa no es una crítica de combustibles de turbina de gas. Dentro de un tipo dado de combustible se puede indicar la composición química de los hidrocarburos.

La gravedad puede tener una significancia económica donde el combustible es adquirido por volumen ya que las unidades totales de calor disminuirán con la densidad relativa decreciente.

Combustibles residuales que requieren lavado serán más difíciles de lavar si la densidad relativa se aproxima a la del agua.

En la industria de petróleo es usual usar densidad API en lugar de densidad relativa por conveniencia ya que el sistema API elimina la pequeña diferencia decimal entre las muestras de combustible encontradas en el uso de densidad relativa. Es siempre referenciado a 60F (15, 6C).

$$\text{API} = \frac{141.5}{\text{D. Rel.}} - 131.5$$

Algunos ejemplos típicos son:

	<u>Densidad Relativa</u>	<u>Densidad API</u>
Agua	1,00	10,0
Kerosén	0,78 – 0,83	50 – 39
Destilado No. 2	0,82 – 0,86	41 – 33
Crudos y Mezclas	0,80 – 0,92	45 – 22
Aceites residuales	0,92 – 1,05	22 – 3

Tabla 5.1 Ejemplos para el Cálculo de los Grado API

Destilación

Los combustibles extremadamente volátiles tales como naftas requieren el uso de un combustible de arranque (destilado ligero) debido a la baja temperatura a que éstos se vaporizan, dando la posibilidad de vapores combustibles en las líneas de combustible.

Combustibles destilados a temperatura final muy alta, aproximadamente 1000F (538C), pueden tener huellas excesivas de vanadio que tiene destilado excesivo. Por esta razón los destilados puros tendrían generalmente una especificación máxima a temperatura final. (Esto es prevenido también poniendo un nivel máximo de vanadio.)

Punto de Inflamación

El punto de inflamación de un combustible es la temperatura a que los vapores de combustible se inflaman cuando es encendido por una llama externa.

El punto de inflamación es regulado para la seguridad en el manejo y al maceramiento de combustible. Por sí mismo no es crítico a la operación de turbina aunque puede afectar al requisito para equipo auxiliar tales como motores, relés, calefactores, etc.

5.6. MATERIALES PELIGROSOS

Los materiales peligrosos son todas aquellas sustancias sólidas, líquidas o gaseosas, que cuando son transportados por cualquier medio, sean capaces de constituir un riesgo importante para la salud, los bienes o el medio ambiente.

Existen clasificaciones toma en cuenta el tipo de riesgo que genera cada sustancia.

Se clasifican entonces en:

- Clase 1: explosivos.
- Clase 2: gases comprimidos o disueltos a presión.
- Clase 3: líquidos combustibles.
- Clase 4: sólidos combustibles.
- Clase 5: materiales comburentes y peróxidos orgánicos.
- Clase 6: materiales tóxicos nocivos o infecciosos.
- Clase 7: materiales radiactivos.
- Clase 8: materiales corrosivos.
- Clase 9: misceláneos.

5.6.1. Clasificación de las Sustancia Peligrosas

Clase 1: Sustancias Explosivas

La clase 1 comprende Las sustancias explosivas, excepto aquellas cuyo principal riesgo corresponda a otra clase.

Sustancia Explosiva:

Es aquella sustancia que por si misma pueda producir por reacción química un desprendimiento de gases a una temperatura, presión y velocidad tales que causen daños en los alrededores.

La clase 1 se divide en 5 grupos que se presentan a continuación:

- División 1.1: Está formada por las sustancias y objetos que presentan un riesgo de explosión masiva, es decir, que se extiende de manera instantánea a la totalidad de la carga.
- División 1.2: Está formada por los objetos y materiales que presentan un riesgo de proyección pero no de explosión de toda la carga.
- División 1.3: Formada por las sustancias y objetos que presentan riesgo de incendio y riesgo de que se produzcan pequeños efectos de honda expansiva o de proyección, o ambos efectos simultáneos, pero no presentan un riesgo de explosión masiva.
- División 1.4: Formada por las sustancias y objetos que no presentan un riesgo considerable. Están incluidos dentro de ésta división las sustancias y objetos que presentan un pequeño riesgo en caso de ignición o cebado durante el transporte.
- División 1.5: Está formada por sustancias y objetos pocos sensibles que presentan un riesgo de explosión masiva. Están incluidos dentro de ésta división los materiales explosivos tan sensibles que, en condiciones normales

de transporte, presentan muy pocas posibilidades de cebarse o de que su combustión origine una detonación.

- División 1.6: Está formada por objetos extremadamente insensibles que no presentan riesgo de explosión masiva. Comprende los objetos que contienen únicamente sustancias insensibles y que demuestran una probabilidad insignificante de ignición. El riesgo que presentan los elementos de ésta división, se limitan a la explosión de un solo objeto.

El Pictograma correspondiente a ésta clase está formado por una bomba explotando ubicada en la mitad superior, en color negro, y el número de clase y división ubicados en la mitad inferior. El fondo de dicho Pictograma es de color naranja.



Figura 5.1 Sustancias Explosivas

Clase 2: Gases Comprimidos o Disueltos a Presión

Pertencen a esta clase los gases comprimidos, gases licuados, gases en solución, gases refrigerados, etc.

a) Gas Comprimido: es un gas, no en solución, que al ser envasado bajo presión para el transporte no está en estado completamente gaseoso a 20°C.

b) Gas Licuado: es un gas que al ser envasado para su transporte se encuentra en estado parcialmente líquido a 20°C.

c) Gas En Solución: es un gas comprimido que al ser envasado para su transporte se encuentra disuelto en un solvente.

d) Gas Licuado Refrigerado: es un gas que al ser envasado para su transporte está en estado parcialmente líquido debido a su baja temperatura.

A las sustancias de la Clase 2 se las divide en tres grupos basándose en el riesgo primario que representan durante el transporte.

- División 2.1: Son los gases inflamables y otros gases que a 20°C y presión de 101,3 Kpa. Pueden:
 - o Inflamarse al formar una mezcla con el aire del 13% o menos por volumen.
 - o Presentan una gama de inflamación con el aire de 12 puntos de porcentaje como mínimo, sin tener en cuenta el límite inferior de inflamación.

- División 2.2: Gases no inflamables. El signo convencional está formado por un cilindro de gas en color blanco o negro ubicado sobre la mitad superior del pictograma. El fondo de dicho elemento es de color verde.



Figura 5.2 Gases Comprimidos

Clase 3: Materiales Líquidos Inflamables

Esta clase se divide en tres categorías:

- División 3.1: Está compuesta por líquidos con bajo punto de ignición, menor a 18°C.
- División 3.2: Se compone de líquidos con un punto de ignición intermedio que va desde 18 a 21°C.
- División 3.3: Se compone por líquidos con un elevado punto de ignición, desde los 23 hasta los 61°C.

El signo convencional es en los tres casos una llama de color negro o blanco centrada sobre la mitad superior del elemento. En la mitad inferior se coloca el número de clase y división, El fondo del pictograma es de color rojo.



Figura 5.3 Materiales Líquidos Inflamables

Clase 4: Sólidos Inflamables

La clase 4 tiene cuatro divisiones:

- División 4.1: Comprende a las sustancias no comprendidas entre las calificadas como explosivas, pero que en virtud de las condiciones en las que se las coloca durante el transporte, se inflaman con facilidad o pueden provocar incendios por fricción.

El signo convencional es una llama de color negro centrada en la mitad superior del pictograma, el fondo es de color blanco con líneas verticales rojas.



Figura 5.4 Sólidos Inflamables (división 4.1)

- División 4.2: Comprende a las sustancias que presentan riesgo de combustión espontánea en las condiciones normales de transporte o que al entrar en contacto con el aire pueden inflamarse.

El signo convencional es una llama de color negro ubicada en la parte superior del pictograma que es de color blanco, la parte inferior es de color rojo.



Figura 5.5 Sólidos Inflamables (división 4.2)

- División 4.3: Comprende a las sustancias que en contacto con el agua emiten gases inflamables espontáneamente en cantidades peligrosas.

El signo convencional es una llama de color negro ubicada en la mitad superior del pictograma. El fondo es de color azul.



Figura 5.6 Sólidos Inflamables (división 4.3)

Clase 5: Sustancias Comburentes y Peróxidos Orgánicos

Esta clase tiene dos divisiones:

- División 5.1: Compuesta por las sustancias que, sin ser necesariamente combustibles, pueden, generalmente liberando oxígeno, causar o facilitar la combustión de otras sustancias.

El signo convencional es una llama arriba de un círculo negro ubicada en la parte superior del pictograma, en la inferior se coloca el número de clase y división. El fondo del pictograma es de color amarillo.



Figura 5.7 Sustancias Comburentes y Peróxidos Orgánicos

- División 5.2: Formada por las sustancias que contienen la estructura -o-o-bivalente y que puedan considerarse derivadas del peróxido de hidrógeno, en la que uno o ambos átomos de hidrógeno han quedado reemplazados por radicales orgánicos. Los Peróxidos Orgánicos son sustancias termalmente inestables que pueden descomponerse autoacelerada y exotérmicamente. Además, pueden tener una o más propiedades siguientes:
 - o Descomponerse con explosión
 - o Quemarse rápidamente
 - o Ser sensibles al impacto o al rozamiento
 - o Reaccionar peligrosamente con otras sustancias
 - o Afectar la vista

Para ésta división corresponde en mismo pictograma que la división anterior, solo que varía el número de división.

Clase 6: Sustancias Tóxicas y Sustancias Venenosas

Esta clase tiene dos divisiones:

- División 6.1: Sustancias Tóxicas (venenosas). Son las sustancias que pueden causas la muerte o lesiones, o si se ingieren, inhalan o entran en contacto con la piel pueden afectar la salud, emiten gases o vapores tóxicos.

El signo convencional está formado por una calavera sobre dos tibias en color negro ubicada sobre la mitad superior del pictograma, en la mitad inferior la leyenda

TOXICO. En la mitad inferior se coloca el número de clase y división, el fondo del pictograma es de color blanco.



Figura 5.8 Sustancias Tóxicas y Sustancias Venenosas

- División 6.2: Sustancias Infecciosas. Son las sustancias que contienen microorganismos patógenos o sus toxinas que se sabe o se presume causen daños a animales o personas.

Clase 7: Materiales Radioactivos

Se entiende como Material Radiactivo a todos aquellos materiales que poseen una actividad mayor a 70Kbg/Kg (Kiloberelios por kilogramo), o su equivalente de 2 nci/g (nanocurios por gramo).

Esta clase se divide en categorías.

- Categoría I (uno): El fondo del pictograma es Blanco.



Figura 5.9 Materiales Radioactivos (categoría I)

- Categoría II (dos): El fondo del pictograma es Amarillo y la mitad inferior de color blanco.

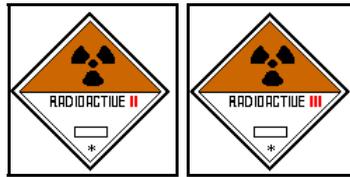


Figura 5.10 Materiales Radioactivos (categoría II)

- Categoría III (tres): El fondo del pictograma en la mitad superior es Amarillo y en la mitad inferior es de color Blanco.

Clase 8: Sustancias Corrosivas

Son las sustancias que, si se produce un escape, pueden causar daños graves por su acción química al entrar en contacto con tejidos vivos o que puedan provocar daños materiales a otras mercancías o a los medios de transporte, de almacenamiento, distribución y otros.

Son sustancias que causan necrosis visibles en la piel humana o corroen el acero o el aluminio.

El signo convencional está formado por la mitad superior de fondo blanco en la que dos probetas vierten líquido atacando una mano y un trozo de metal en color negro. El fondo de la mitad inferior es de color negro.



Figura 5.11 Materiales Radioactivos (categoría III)

Clase 9: Misceláneos

Son los artículos y sustancias que al transportarlos por vía aérea encierran peligros no previstos en otras clases.

5.6.2. Riesgos que Generan las Sustancia Peligrosos

Las sustancias peligrosas generan distintos riesgos que actúan sobre las personas y los materiales que toman contacto con ellos. A estos riesgos se los clasifica en:

- *Peligros Químicos*: Riesgo de incendio, toxicidad, corrosividad, explosión y radioactividad química, es así como vemos, que algunos materiales pueden presentar más de un riesgo durante un accidente.
- *Peligros Biológicos*: Provocados por organismos vivos que pueden causar enfermedades o la muerte de las personas expuestas. A éstos seres vivos se los conoce con el nombre de: virus, bacteria, hongos, parásitos o toxinas.
- *Peligros de Radiación*: Algunos materiales originan emisiones de partículas Alfa o Beta o electromagnéticas Gama, las que pueden presentar distintos efectos sobre el ser humano; llegando en ocasiones y de acuerdo a la exposición a dosis letales.

CAPÍTULO 6

DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

6.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA

La Planta Generación Punto Fijo CADAFE está rodeada por una pared de bloques de concreto como protección perimetral e internamente se divide en varias zonas claramente definidas, como son:

- Edificio Administrativo
- Almacén General
- Área de Generación
- Patio De Tanques de Almacenamiento de Combustible Líquido (Diesel No 2)
- Taller Mecánico
- Taller Eléctrico
- Subestación de Transformación y Distribución
- Casa de Máquinas (actualmente fuera servicio)
- Casa de Control.
- Sistema de Bombeo de Agua (con tanque de almacenamiento)
- Subestación de Gas
- Estacionamientos

Las unidades de generación instaladas son equipos compactos diseñados para trabajar al aire libre. Funcionan de manera dual, es decir, con combustible gaseoso (gas natural) o con combustible líquido (diesel). El gas natural es suministrado desde una estación reductora perteneciente a PDVSA GAS. El uso del gas natural es mejor debido a que existe menos contaminación ambiental y las unidades operan con combustible más limpio, disminuyendo así las fallas por mantenimiento. Actualmente la planta está operando con combustible líquido (gasoil) el cual es distribuido por camiones cisternas con capacidad de 35.000 a 37.800 litros que son descargados y almacenados en los tanques ubicados en el patio.

Capítulo 6: Descripción de la Planta

La energía producida por cada unidad de generación es transferida al patio de transformación de 115KV desde donde un grupo de transformadores elevan la tensión a ese nivel para su transmisión a las diferentes subestaciones de distribución a niveles más bajos de tensión (13,8 kW).

La Planta cuenta con ocho (8) turbinas a gas que se encuentran identificadas de la unidad N° 7 a la N° 14. Las unidades N° 8, 9, 10, 11, 12 y 13 se encuentran alineadas entre ellas y están ubicadas en el noreste de planta, al lado del patio de tanques. Las unidades N° 7 y 14 están ubicadas enfrente del patio de tanques e igualmente se encuentran alineadas entre ellas. La disposición de las máquinas se muestra a continuación en la figura 6.1:

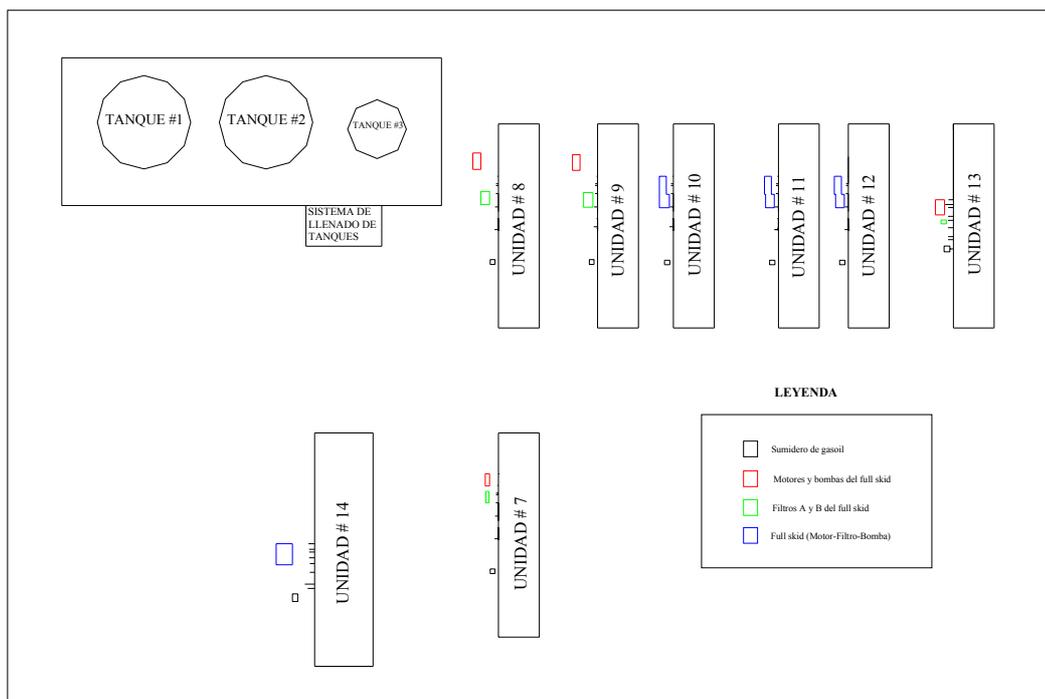


Figura 6.1 Diagrama de la Planta

6.2. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS UNIDADES

La **unidad N° 7**, modelo MS- 5001, marca Hitachi, tiene una capacidad instalada de 20 MW. Para la fecha de la visita a la planta, esta unidad se encontraba en mantenimiento.

En esta unidad se observaron fugas de aceite al nivel del compartimiento de accesorios (ver ilustración 6.1); como la unidad no estaba en funcionamiento estas fugas no eran recientes sino de días pasados, cuando la unidad se encontraba en operación. Es de hacer notar que probablemente existan goteos de aceite de forma continua en esta unidad cuando la misma se encuentra en funcionamiento.



Ilustración 6.1 Fugas de aceite en el compartimiento de accesorios de turbina

Capítulo 6: Descripción de la Planta

La unidad presenta un sistema de drenaje de fugas y purgas (aceite y gasoil) por tuberías internas de la máquina (ver ilustración 6.2). Estos drenajes se encuentran ubicados en el compartimiento de potencia de la turbina (accesorios, cámara de combustión y turbinas, figura 6.1).



Ilustración 6.2 Drenaje de la unidad



Ilustración 6.3 Drenaje de la unidad (dirigida al sumidero)

Capítulo 6: Descripción de la Planta

En la planta se colocaron bandejas para recoger el goteo de gasoil y aceite que presentan las unidades. Estas bandejas están ubicadas en la parte externa debajo de las tuberías de drenaje de la unidad del compartimiento de accesorios para que capten dichas fugas (ver ilustraciones 6.3 y 6.4). Después que son recolectadas en una bandeja no existe ningún sistema que lleve este aceite a una tanquilla o ha un sistema de tratamiento, la bandeja rebosa y se depositado en el suelo directamente.



Ilustración 6.4 Bandejas en los drenajes de la unidad (recolección de fugas)

No todas la unidades utilizan estas bandejas como sistema recolector de fugas; otras unidades utilizan un sistema de tuberías que dirigen las fugas al sumidero que cada unidad posee, donde es recogido el gasoil del falso arranque (ilustración 6.5)



Ilustración 6.5 Drenaje de la unidad dirigido al sumidero

Capítulo 6: Descripción de la Planta

La turbina N° 7 no presentaba fugas recientes por los drenajes en las tuberías antes mencionadas motivadas a que se encontraba fuera de servicio, sin embargo se pudieron observar manchas en el suelo a la salida de éstos. Esto sugiere que probablemente cuando la unidad está en funcionamiento existen fugas de gasoil y aceite.

Esta unidad cuenta con un sistema de bombeo y filtrado (fuel forwarding skid) que se encarga de bombear el combustible hacia la máquina. Este sistema está conformado por una bomba, dos motores (uno de corriente alterna y uno de corriente continua), dos filtros (A y B) que funcionan de forma alternativa y un sistema de tuberías.

En el fuel forwarding skid (ver apéndice 3) también se observaron fugas por falta de mantenimiento, empaaduras vencidas, sellos dañados, y otros (ver ilustración 6.6).



Ilustración 6.6 Fugas en el fuel forwarding skid

En la planta se instaló un sistema de retención de fugas conformado por un brocal alrededor del fuel forwarding skid de 15 cm y se colocó una tubería de drenaje. Sin embargo, este sistema no funciona debido a que el gasoil no es llevado hasta el drenaje y éste, aparentemente, se va colando al interior del suelo (ilustración 6.7)



Ilustración 6.7 Fuel forwarding skid

Existe un sumidero que recolecta el combustible líquido no quemado en los arranques fallidos y paradas de la turbina; a través de éste se escurre dicho combustible hacia la parte externa del módulo (tuberías de purga). Las condiciones actuales de este sumidero no son las ideales debido a que no representa un sistema de recolección del combustible, quedando este último depositado hasta que es extraído por un camión succionador. Este proceso de succión se realiza una vez al mes aproximadamente según información obtenida en la Planta. El sumidero se encuentra ubicado alrededor de 70 cm de distancia de la unidad (ilustración 6.8).



Ilustración 6.8 Sumidero

Las unidades N° 8, 9, 10, 11 y 12 presentan las mismas condiciones de operación de la unidad N° 7 ya que son del mismo modelo (ver tabla 6.1).

UNIDAD	MODELO	MARCA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
N° 7	MS-5001	Hitachi	20
N° 8	MS-5001	Hitachi	20
N° 9	MS-5001	Hitachi	20
N° 10	MS-5001	Hitachi	20
N° 11	MS-5001	Hitachi	20
N° 12	MS-5001	Hitachi	20
N° 13	MS-5001	General Electric	20
N° 14	MS-7001	General Electric	50

Tabla 6.1 Modelo y marca de cada unidad

Las unidades N° 13 y N° 14 fueron ensambladas por General Electric. La unidad N° 13 es modelo MS- 5001 y tiene las mismas características que las otras unidades (dimensiones y estructura).

La unidad N° 14 es modelo MS- 7001 y posee básicamente las mismas características que las otras unidades con pequeñas diferencias. Las dimensiones de la unidad N° 14 son mayores que las del modelo MS-5001 y la capacidad instalada es superior; la unidad MS-5001 es de 20MW de potencia nominal y la unidad MS-7001 es de 50 MW. Otra característica que las diferencia es que el modelo MS-7001 opera con un motor eléctrico para el arranque mientras que el otro modelo opera con un motor diesel (ver capítulo 4).

La unidad N° 14 también cuenta con un sumidero de recolección de gasoil para las múltiples paradas, arranques fallidos y fugas de la unidad. Este sumidero tiene mayores dimensiones que los sumideros de las otras siete unidades (ver tabla 6.2).

UNIDAD (cm)	ANCHO (cm)	LARGO (cm)	PROFUNDIDAD (cm)	VOLUMEN (m³)
Nº 7	100	100	160	1.6
Nº 8	100	100	160	1.6
Nº 9	100	100	160	1.6
Nº 10	100	100	160	1.6
Nº 11	100	100	160	1.6
Nº 12	100	100	160	1.6
Nº 13	100	100	160	1.6
Nº 14	100	130	160	2.08

Tabla 6.2 Dimensiones de los sumideros

Todas las unidades de la Planta cuentan con la atención de una cuadrilla de operadores que supervisan el funcionamiento de cada unidad, realizan registro de la condiciones de las máquinas cuando se encuentran en operación, como son: datos de las presiones, temperaturas, vibraciones, carga generada y otros registros que permiten determinar su correcto funcionamiento. Todas estas mediciones se realizan con medidores instrumentales que se encuentran en la unidad. También cuenta con un panel de control que permite identificar fallas en los sistemas.

Durante la semana de la visita a la planta se encontraban 90 MW de capacidad instalada ya que estaban en funcionamiento las unidades Nº 9, 13 y 14. Las otras unidades se encontraban en mantenimiento o desincorporadas como la unidad Nº 11.

6.3. DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL SISTEMA DE TANQUES

La planta cuenta con un patio de almacenamiento de combustible líquido que consta de tres (3) tanques de techo duro: los tanques Nº 1 y 2 son los llamados tanques de almacenamiento que tienen una capacidad de 2,5 millones de litros y el tanque Nº 3, denominado tanque diario, tiene una capacidad de 1,6 millones de litros. Los tres

tanques están ubicados en un dique formado por bermas de tierra y cuentan con una sala de bombeo para el manejo del combustible.

En la sala de bombeo se recibe el gasoil que suministran los camiones cisternas y éste es bombeado a través de una red de distribución hacia los tanques de almacenamiento. El combustible líquido es impulsado desde los tanques de almacenamiento hacia las unidades de generación con las bombas de la sala de bombeo. En este sector también existen fugas de gasoil que se recolectan en una tanquilla alrededor del sistema de bombeo (ver ilustración 6.9).



Ilustración 6.9 Sistema de distribución y bombeo de gasoil

Como se observa en la ilustración 6.10, existen tres unidades de bombeo (turbinas) del lado izquierdo con sus respectivos sistemas de filtros, las cuales reciben el combustible que traen los camiones. Las bombas se van alternando y no operan las tres al mismo tiempo. El combustible pasa a través de los filtros y por medio de una tubería es dirigido al patio de tanques donde se almacenan en los tanques N° 1 y N° 2. Cada turbina tiene su bomba, motor, válvulas de control y dos (2) filtros.



Ilustración 6.10 Sistema de distribución de combustible (3 turbas de llenado de tanques de almacenamiento)

El sistema que se encuentra del lado derecho de la ilustración 6.11 está conformado por dos unidades de bombeo que se utilizan para transportar el gasoil de los tanques de almacenamiento al tanque diario N° 3. Antes de ser enviado al tanque N° 3, el gasoil pasa por filtros para mejorar la condición del mismo. Desde el tanque diario, el combustible llega al fuel forwarding skid de cada unidad por efecto de la gravedad a través de un sistema de tuberías.



Ilustración 6.11 Sistema de distribución de combustible (2 turbas de llenado de tanque diario)

Capítulo 6: Descripción de la Planta

El sistema de distribución y bombeo de gasoil también presenta fugas. Esta área cuenta con una tanquilla que bordea el sistema y recoge el combustible que se derrama, posiblemente por mal manejo de los operadores en el momento de descargar el camión y por fallas en las conexiones de tuberías y accesorios (ver ilustración 6.12). Este combustible es almacenado en un tanque y luego es bombeado nuevamente al sistema para su reutilización, la bomba es operada de forma manual (ver ilustración 6.13).



Ilustración 6.12 Tanquilla alrededor del sistema de distribución



Ilustración 6.13 Tanque de recolección de fugas en el sistema de llenado

El sistema de tanques presenta fugas de combustible líquido por desbordamientos, probablemente por fallas en el sensor de nivel en la parte superior del tanque. El tanque con mayor evidencia este tipo de fugas es el tanque N° 3 o tanque de consumo diario (ver ilustración 6.14).



Ilustración 6.14 Tanque N° 3 de consumo diario

6.4. FUGAS PRESENTES EN LA PLANTA

6.4.1. Identificación de Peligros debido a Fugas de Materiales Peligrosos

Un material peligroso es cualquier sustancia sólida, líquida o gaseosa que puede tener una o más de las siguientes características:

- Se incendia fácilmente.
- Puede causar explosión.
- Puede afectar la salud en corto o largo plazo.
- Puede causar quemaduras o irritaciones.
- Está envasado a presión.

- Ayuda a mantener el incendio
- Disminuye la cantidad de oxígeno en el aire.
- Afecta a animales o plantas

Todos estos materiales presentan riesgo cuando se les da un manejo incorrecto y la gravedad de las consecuencias dependerá de muchos aspectos que van desde el estado físico, la concentración y cantidad del material hasta la susceptibilidad de las personas, factores ambientales y presencia de otros materiales.

En una planta de generación se utiliza una variedad de productos químicos, necesarios para llevar a cabo los procesos inherentes a la producción de electricidad, siendo los más representativos gas natural o gases licuados del petróleo (GLP), combustible líquido como diesel o fuel-oil, cloro, hidrógeno, soda cáustica, amoníaco y ácido sulfúrico, entre otros.

El Diesel

Este combustible es almacenado por lo general en tanques de techo cónico y desde allí es bombeado hasta el punto de suministro a los equipos que lo utilizarán, bien sean motores de combustión, calderas, etc. En el caso de la planta Punto Fijo, el diesel es utilizado como combustible para el funcionamiento de las turbinas.

El principal peligro de fugas lo presentan los accesorios de la red de transporte de combustible, tales como tuberías, válvulas, accesorios, empacaduras, etc. Las unidades de generación presentan fugas de gasoil por motivo de los múltiples arranques y paradas de la unidad por fallas en el sistema o mantenimiento. Otro motivo por el cual existen fugas de gasoil en la planta es debido a negligencia de los operadores cuando realizan cambios de filtros, ya que al purgarlos vierten su contenido directamente en el suelo, formando charcos y pudiendo llegar a tanquillas de tuberías que transportan gas, gasoil o cables de electricidad (ver fotos de cambio de filtros en anexo).



Ilustración 6.15 Fugas de gasoil (cambio de filtros)

Otra de las fugas de combustible líquido que presenta la planta es en el sistema de bombeo hacia el patio de tanques de almacenamiento de combustible. Estas fugas son debido al mal manejo de los conductores en el momento de descargar las gandolas (como se mencionó anteriormente).

Según la descripción de la planta existen fugas de gasoil y aceite en:

- El compartimiento de accesorio de la turbina.
- Los sistemas fuel forwarding skid.
- Tanques de almacenamiento.
- El sistema de distribución y llenado de los tanques.
- Cuando se realizan cambios de filtro.
- Múltiples arranque y paradas de la unidad.

6.5. POSIBILIDAD DE CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

La planta presenta varias fugas de combustible y aceite no controladas que originan grandes manchas de gasoil en el suelo y factibles efectos contaminantes en el

Capítulo 6: Descripción de la Planta

medio ambiente. Se observó también que la tubería de aguas servidas de la planta tiene alguna comunicación con estas fuga, ya que en la desembocadura de esta tubería en las afueras de la planta existe presencia de combustible (ver ilustraciones siguientes).



Ilustración 6.16 Tubería de aguas servidas



Ilustración 6.17 Desagüe de tubería de aguas servidas

Capítulo 6: Descripción de la Planta

Se realizó un recorrido en terreno externo aguas abajo de la planta y se observaron posibles focos de contaminación de gasoil en zonas verdes como la Laguna de Guaranao (ver ilustraciones 6.18 y 6.19).

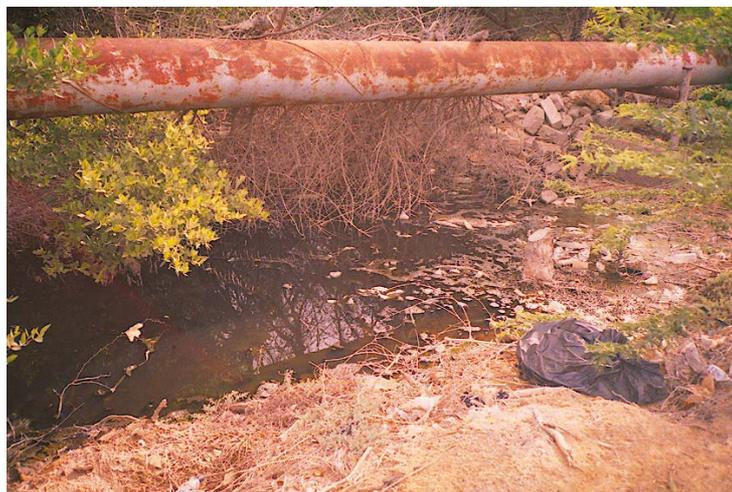


Ilustración 6.18 Laguna de Guaranao



Ilustración 6.19 Laguna de Guarnaao (contaminación)

En esta foto se puede observar la contaminación en la laguna, aparentemente de gasoil. Esta conclusión obedece a un examen visual de las aguas y no a estudios especializados en la determinación exacta de las sustancias presentes.



Ilustración 6.20 Depósitos después del desagüe de la tubería de aguas servidas



Ilustración 6.21 Zonas Verdes en los alrededores de la Planta

Como se observa en la foto existe una mancha de color oscuro en las áreas verdes que rodean a la Planta; posiblemente sea gasoil.

Todas estas fotos muestran una aparente contaminación producida por la Planta Punto Fijo que afecta al medio ambiente. Por tales motivos, se deben tomar acciones con la finalidad de reducir y minimizar los efectos contaminantes causados por la planta y ajustarse a la normativa legal.

6.6. MODELOS DE LOS INSTRUMENTOS DE CONTROL

Datos de placa de los filtros en el sistema de distribución y llenados de tanques de almacenamiento de combustible:

- Filtro tipo 1: es el filtro de paño, que se utiliza para filtrar el gasoil que va al tanque diario. Es desechable. Son sustituidos mensualmente. Y tiene un costo de 44.230 Bs ó 28 \$, cada filtro.

Modelo: Velcon Filtres INC

High Performance

Modelo N°. VF- 1628-TB

Serial N°.12363

Velocidad de flujo (Flow Rate): 200 GPM

Producto: Diesel

Presión de Trabajo: 115 Psig

Cuando la diferencia de presión alcance 15 Psig remplazar el elemento.

Calidad: 8

- Filtro tipo 2: es el utilizado en las tres turbas que reciben el combustible de los camiones y lo distribuyen a los tanques de almacenamiento. Cada turba utiliza 6 filtros del Modelo: PL-614 y tienen un costo de 19700 Bs ó 12.30\$ por cada filtro. Este filtro es desechable y se cambian mensualmente.

- Motor

Marca: Electrical Motor

Modelo: GSF10

Tensión: 254 T

HP: 15

Velocidad: 1760 RPM

3 fases

Tipo:L

Frecuencia: 60 Hz

Voltaje: 208V/ 44 Amp

416V/ 22 Amp

Fuel forwarding skid:

Marca: Hitachi M-F.G
Tipo: T-27
Presión: 3,75 Kg/cm².G
Capacidad: 190 Lit/min.
Oil: Light oil
Temperatura: -5 a 45 °C

- Bomba:
Bomba centrífuga
Marca: The Gorman-Rupp
t : 20 -25 min
Presión. 23 Psig
Diámetro en la entrada de 10 in
Temperatura: 40°C
Capacidad. 0.19 m³/min
Modelo N° 1293A3B
- Motor de Inducción
Corriente continúa
Modelo: 5K213R11116
Velocidad: 3600 RPM
Número de Polos: 2
Rotor: K1
Potencia: 7.5 HP
Voltios: 230/ 460Vol
Frecuencia: 60 Hz
Amperaje: 20.4 /10.2 A
- Motor de corriente alterna
Modelo: 5K84FK1141B
Potencia: 5 HP

Voltios: 230/460

Amperaje: 12.8/6.4

Velocidad: 3520

Frecuencia 60 Hz

Fases: 3

Tipo: K

- Filtros A y B de baja

Marca: Hitachi

Modelo PL-718

Tipo: CoF-50 M

Presión: 100 Psig ó 7 Kg/cm²

Pipe Size: 1 ½

Capacidad 45 GPM ó 179 LPM

Filtración: 5

Peso: 160Lbs ó 72 Kg

Generador:

Potencia kVA 30/303

Funcionamiento Continuo

Velocidad: 3600 RPM

Frecuencia: 60 Hz

Factor de Potencia: 0.85

Tensión: 13.800 vol

Conexión: en estrella

Corriente 1.268 A

Tensión de excitación: 285 A

Corriente de excitación 2.984

Modelo de los Filtros de la Unidades

- Filtros de baja: son los que están ubicados en le fuel forwarding skid, cada filtro utiliza 2 del Modelo: PL-718 de 5 μ c.
- Filtros de Media: se encuentran ubicados en el interior de la unidad. Y se usa el Modelo: PL-718 de 5 μ c.
- Filtros de alta: se utilizan tres filtros en una cavidad de filtro, que se encuentran ubicados en el compartimiento de accesorios antes de pasar a la cámara de combustión. PL-718 de 5 μ c

Todas la unidades utilizan filtros el modelo PL-718 que tiene un costo de aproximadamente 56.000Bs ó 35\$. Cada unidad usa un total de 9 filtros son desechables y se cambian cada 15 días, bebido a que el gasoil viene muy contaminado.

Los filtros mencionados anteriormente son utilizado cuando la unidad se encuentra operando con combustible líquido (Diesel N°2).

CAPÍTULO 7

DISEÑO DEL SISTEMA

El objetivo principal de este diseño es recolectar las purgas y fugas de diesel expulsadas por las Turbinas de Gas en los múltiples arranques y paradas de las mismas, motivados a mantenimientos realizados a las unidades. Con el fin de disminuir los riesgos a los operadores de la planta y la contaminación que estas fugas producen al medio ambiente. Para diseñar este sistema se deben considerar ciertas normas que permiten el mejor funcionamiento y la disminución del riesgo presente en la Planta.

Estas normas especifican las condiciones a las que se deben diseñar sistemas de almacenamiento, manejo y distribución de combustible líquido. Bajo estos criterios se tomarán las consideraciones para el diseño, es decir, la elaboración del sistema de recolección y tratamiento para combustible líquido.

El sistema recolector básicamente consiste en un sistema de tubería que conducirá el combustible líquido expulsado por las turbinas en el momento del arranque (cuando ocurren arranques fallidos) y durante la purga del sistema de filtrado de combustible “Fuel Forwarding Skid”. Este combustible desechado fluirá a través de un sistema de tuberías por efecto de la gravedad hasta un tanque recolector en el cual será depositado.

Posteriormente, cuando el tanque llegue a un nivel predeterminado, automáticamente se encenderá una bomba que enviará al combustible desde el tanque recolector hasta los tanques de almacenamiento de la planta. Dicho combustible pasará por un filtro y una trampa de agua para eliminar impurezas presentes en éste.

7.1. CÁLCULO DEL VOLUMEN DE DISEÑO

Para el cálculo del volumen de diseño se consideraron dos situaciones en las que están presentes fugas de gasoil:

7.1.1. Estimación del Volumen Durante los Arranques de las Unidades

Método # 1: Cálculo estimado con el volumen obtenido de cada tanquilla.

Para calcular el volumen de combustible expulsado se tomaron mediciones de la cantidad de gasoil presente en los sumideros de cada unidad; éstos recolectan, actualmente, el gasoil que no es quemado en el arranque y en las paradas. Estas tanquillas no son drenadas de ninguna forma (como se explicó en el capítulo 5) y se encuentra expuestas de manera riesgosa para los operadores y equipos de la Planta.

En la tabla 7.1 (siguiente) se observan las dimensiones de las tanquillas y la cantidad de combustible líquido contenido en cada una. Este valor fue obtenido durante la visita a la Planta.

Unidad	Ancho (cm)	Largo (cm)	Profundidad de gasoil (cm)	Volumen de gasoil (m ³)	Volumen de gasoil (Lts)
Nº 7	100	100	110	1,1	1.100
Nº 8	100	100	120	1,2	1.200
Nº 9	100	100	124	1,24	1.240
Nº 10	100	100	120	1,2	1.200
Nº 11	100	100	100	1	1.000
Nº 12	100	100	125	1,25	1.250
Nº 13	100	100	140	1,4	1.400
Nº 14	100	130	148	1,924	1.924
Total				10,314	10.314

Tabla 7.1 Dimensiones de los Sumideros de cada unidad

Como se puede observar en la tabla anterior el valor total de combustible depositado mensualmente en las ocho tanquillas es igual a:

$$V_{\text{total}} = 10,314 \text{ m}^3 \text{ (10.314 Lts)}$$

Para hallar el valor estimado del volumen promedio mensual se tomó el valor más alto de las ocho (8) unidades, es decir, el volumen de la unidad N° 14 debido a que es la de mayor capacidad. Ésta cuenta con un volumen de:

$$V_{14} = 1,924 \text{ m}^3 \text{ (1.924 Lts)}$$

Usando este valor como el más desfavorable en este caso, se obtiene un volumen total de:

$$V_{\text{total}} = (1,924 \text{ m}^3) * (8 \text{ unidades})$$

$$V_{\text{total}} = 15,392 \text{ m}^3 \text{ (15.392 Lts)}$$

Este volumen total representa el mayor valor obtenido considerando la tanquilla más grande. Es importante resaltar que estos valores son experimentales, obtenidos durante el trabajo de campo realizado en la Planta.

Según información suministrada por el personal de la Planta, las tanquillas (sumideros) son vaciadas por un camión succionador mensualmente. Sin embargo, no fue posible determinar exactamente la última vez que se realizó este procedimiento. Por lo tanto, se considera que el volumen anterior estimado no representa un valor confiable para el diseño.

Método # 2: Cálculo estimado con la cantidad de gasoil que se pierde en el arranque.

En este caso se utilizó la cantidad de combustible presente en el sumidero que recolectan las fugas de una de las unidades, específicamente la N° 14 antes de ser puesta en funcionamiento. Esto con el fin de determinar el valor de combustible que es expulsado por la unidad al ser arrancada (ver tabla 7.2).

Unidad N° 14	Fecha	Gasoil en el sumidero (cm)	Ancho tanquilla (cm)	Largo tanquilla (cm)
Fuera de funcionamiento	Martes (29/07/03)	132	100	130
En funcionamiento	Miércoles (30/07/03)	148	100	130

Tabla 7.2 Mediciones del Sumidero de la Unidad N° 14

Como se observa en la tabla anterior, el día martes (29/07/2003) se tomó el valor de la cantidad de combustible presente en el sumidero cuando la unidad se encontraba fuera de funcionamiento. Calculando el volumen presente ese día se obtiene:

$$V_{\text{tanquilla}} (\text{fuera de funcionamiento}) = 132 \text{ cm} * 100 \text{ cm} * 130 \text{ cm}$$

$$V_{\text{tanquilla}} (\text{fuera de funcionamiento}) = 1716000 \text{ cm}^3 = 1,716 \text{ m}^3 = 1.716 \text{ Lts}$$

Al siguiente día, miércoles (30/07/2003), luego de arrancar la unidad se volvió a medir la cantidad de combustible presente en la tanquilla (ver tabla 7.2). Calculando el volumen es igual a:

$$V_{\text{tanquilla}} (\text{en funcionamiento}) = 148 \text{ cm} * 100 \text{ cm} * 130 \text{ cm}$$

$$V_{\text{tanquilla}} (\text{en funcionamiento}) = 1924000 \text{ cm}^3 = 1,924 \text{ m}^3 = 1.924 \text{ Lts}$$

Con los dos valores obtenidos y con el hecho de que esta unidad arrancó en su primer intento, el cual fue satisfactorio para que entrara en funcionamiento, el valor del volumen que se pierde en un arranque de la unidad es igual a:

$$V_{\text{perdido}} (\text{en el arranque}) = V_{\text{tanquilla}}(\text{en funcionamiento}) - V_{\text{tanquilla}}(\text{fuera de funcionamiento})$$

$$V_{\text{perdido}} (\text{en el arranque}) = 1.924 \text{ Lts} - 1.716 \text{ Lts}$$

$$V_{\text{perdido}} (\text{en el arranque}) = 208 \text{ Lts}$$

Con este valor se puede estimar el volumen de combustible que se pierde en los múltiples arranques de las unidades en el caso más desfavorable.

De acuerdo a los registros del funcionamiento de las unidades, se tiene el número de paradas mensuales en un período de 5 meses (información suministrada por el Jefe de Operaciones de la Planta). El resumen de estos datos se pueden observar en la tabla 7.3 (para más detalle ver apéndice 4).

Mes	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Nº Paradas	6	14	10	8	8

Tabla 7.3 Número de Paradas Mensuales

Según información suministrada por el Jefe de Operaciones de la Planta Punto Fijo, el máximo número de intentos de arranque efectuados a una unidad es cuatro (4) veces y este tipo de arranques forzados y continuos se efectúan cuando ocurren fallas en el servicio eléctrico.

Cuando falla el arranque de alguna unidad pueden efectuarse varios intentos de arranque. Según el manual de estos modelos de turbinas se debe arrancar un máximo de diez (10) veces y, en caso de no lograr el funcionamiento de la unidad, se debe realizar un procedimiento de revisión y servicio en busca de la falla.

En la Planta se realizan dos tipos de paradas:

- Paradas Planificadas
- Paradas Por Fallas (obligadas)

Las paradas planificadas para mantenimientos de combustión se realizan cada 8.000 horas cuando la unidad se encuentra operando con combustible gaseoso y cada 4.000 horas cuando opera con combustible líquido. Estas paradas se efectúan para mantenimiento general de la unidad y mantenimientos menores.

Las paradas por fallas se realizan sin planificación; las unidades se disparan por fallas técnicas en los sistemas, tales como: desperfectos en el sistema de combustible, lubricación, sistema de control, servoválvulas, etc. Dentro de estas paradas se incluyen los cambios de filtros de alta, media y baja presión que se realizan aproximadamente cada 10 días, es decir, 3 veces al mes.

Tomando en consideración la información obtenida en la Planta, los informes de paradas mensuales de las unidades y lo comentado anteriormente, se puede estimar un valor base para el volumen de diseño en función del número de paradas que presentan las unidades. Para este diseño se consideró el valor más alto de paradas durante el período mostrado en la tabla 7.3, igual a catorce (14) por ser el caso más desfavorable.

Tomando en cuenta toda esta información se calculó el valor base para el volumen de diseño considerando cuatro (4) intentos de arranque por cada parada, obteniéndose un total de arranques al mes igual a:

$$\text{N}^{\circ} \text{ de arranques}_{(\text{mes})} = (14 \text{ paradas}) * (4 \text{ arranques/parada})$$

$$\text{N}^{\circ} \text{ de arranques}_{(\text{mes})} = 56 \text{ arranques}$$

Utilizando un factor de seguridad adecuado, el total de arranques al mes a ser considerado para el diseño (evitando eventuales aumentos en el número de paradas de las unidades) es igual a:

$$\text{Total de arranques}_{(\text{mes})} = 56 \text{ arranques} * (100\% + 20\%)/100\%$$

$$\text{Total de arranques}_{(\text{mes})} \approx 68 \text{ arranques}$$

Por lo tanto, el volumen estimado por motivo de arranques se calcula con el volumen perdido en cada arranque de la siguiente manera:

$$V_{\text{arranques}_{(\text{mes})}} = \text{Total de arranques}_{(\text{mes})} * V_{\text{perdido}} \text{ (en el arranque)}$$

$$V_{\text{arranques}_{(\text{mes})}} = (68 \text{ arranques}) * (208 \text{ Lts/arranque})$$

$$V_{\text{arranques}_{(\text{mes})}} = 14.144 \text{ Lts}$$

El volumen estimado por motivo de arranques que va a considerarse para el diseño del tanque es el calculado anteriormente (método #2):

$$V_{\text{total}} = 14.144 \text{ Lts al mes.}$$

7.1.2. Estimación del Volumen de las Purgas de los Filtros

Cada unidad cuenta con un sistema de filtrado de combustible “Fuel Forwarding Skid” que bombea el combustible hacia las unidades (capítulo 5). Este sistema de bombeo tiene dos filtros (A y B, filtros de baja presión) que funcionan de manera alternativa. La purga de estos filtros es el volumen a agregar al volumen de arranque para determinar el volumen total de diseño que va a manejar el tanque recolector.

El volumen de la carcasa de los filtros es de 85 litros (estimación por la geometría de mismo).

Según información suministrada por el Personal de Operaciones de la Planta y los operadores estos filtros se cambian aproximadamente tres (3) veces por mes.

Como se conoce que se efectúan aproximadamente tres (3) cambios de filtros mensuales, se tiene entonces la siguiente expresión:

$$V_{\text{mensual x filtro}} = \text{Volumen de los filtros} * 3$$

$$V_{\text{mensual x filtro}} = 85\text{Lts} * 3$$

$$V_{\text{mensual x filtro}} = 255\text{Lts}$$

Si se tienen 2 filtros por cada unidad A y B el volumen mensual de los filtros por cada unidad es igual a:

$$V_{\text{mensual x unidad}} = V_{\text{mensual x filtro}} * 2$$

$$V_{\text{mensual x unidad}} = 510\text{Lts}$$

El volumen mensual total generado por las purgas al cambiar los filtros de las ocho (8) unidades de la plata es igual a:

$$V_{\text{total por cambios de filtros}} = V_{\text{mensual x unidad}} * \text{N}^{\circ} \text{ de Unidades}$$

$$V_{\text{total por cambios de filtros}} = 510\text{Lts} * 8$$

$$V_{\text{total por cambios de filtros}} = 4.080 \text{ Lts}$$

7.1.3. Volumen de Diseño del Tanque

En conclusión, el cálculo de diseño es la suma de los dos volúmenes obtenidos, es decir, el volumen en los arranques de las unidades más el volumen de las purgas de los filtros. Entonces, se tiene la expresión:

$$V_{\text{diseño}} = V_{\text{arranques}} + V_{\text{total por cambios de filtros}}$$

$$V_{\text{diseño}} = 14.144 \text{ Lts} + 4.080 \text{ Lts}$$

$$V_{\text{diseño}} = 18.224 \text{ Lts}$$

7.2. DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍA

En general, el diseño del sistema de tubería abarca básicamente la recolección de las fugas presentes en el momento de arrancar las turbinas a gas y la purga de los filtros que se encuentran en el “Fuel Forwarding Skid” como se muestra en la figura siguiente Fig. 7.1.

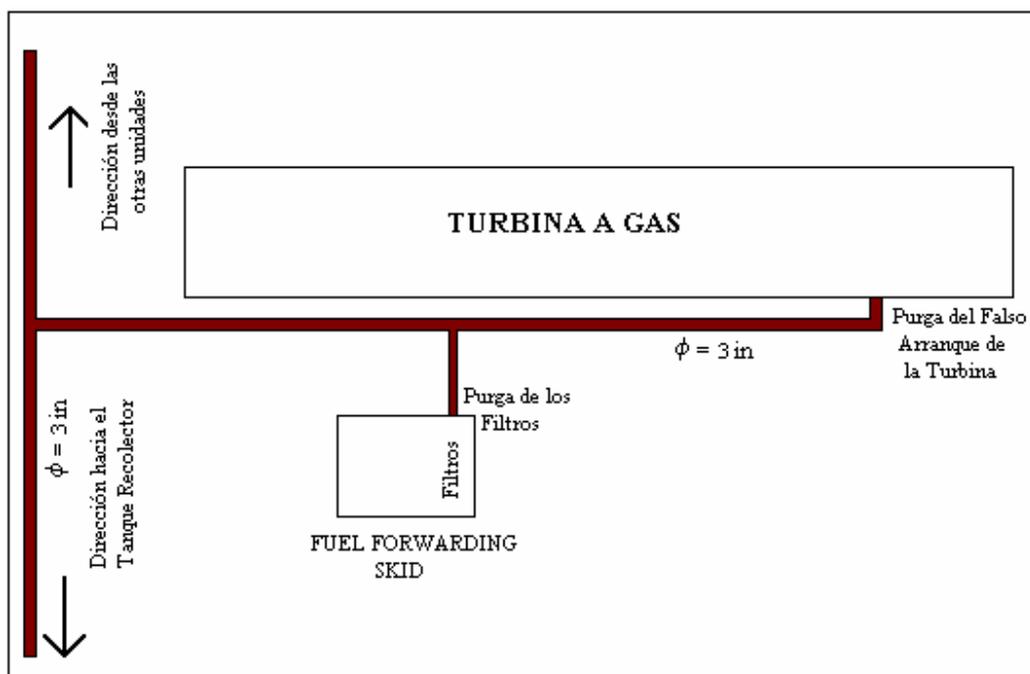


Figura 7.1 Sistema de Tuberías de la Turbina y el Skid

Estas tuberías van a recolectar el combustible líquido y la disposición de las mismas será como se presenta en la figura anterior. El combustible líquido expulsado por las turbinas y los filtros (purga) va a ser impulsado por gravedad mediante estas tuberías las cuales van a estar enterradas y con cierta pendiente para que, efectivamente, el Diesel N° 2 llegue hasta el tanque recolector.

Cada unidad va a contar con una tubería principal encargada de recolectar las dos pérdidas de combustibles antes descritas y, posteriormente, van a ser dirigidas por gravedad hasta la tubería colectora que se encuentra en la parte externa al área donde están ubicadas las turbinas. Este colector lleva el combustible líquido por gravedad hasta el tanque recolector donde posteriormente será tratado y bombeado al patio de almacenamiento

El combustible que se utiliza para el funcionamiento de las turbinas a gas es Diesel N° 2 con una viscosidad de 6 cSt. Este valor fue verificado en la tabla del

apéndice 5 (propiedades del combustible) de la norma venezolana COVENIN 662 (2002) y se encuentra en el rango del Diesel Industrial que es el destilado que se usa como combustible en las turbinas a gas.

Para la selección del diámetro de la tubería se toman en consideración:

- La viscosidad del fluido a ser transportado.
- El caudal a través de la tubería.
- El factor económico.

Según la clasificación de los tubos descrita en el capítulo 3 tabla 3.1, en el caso de este sistema de tuberías que conducen un derivado del petróleo como es el gasoil, se encuentran en la categoría de **tubos para conductos**. Este tipo de tubos es sin costura o soldado y su producción comercial es desde un diámetro exterior nominal de 1/8 pulg hasta un diámetro exterior real de 48 pulg. Se emplea principalmente en gas, petróleo o agua.

La norma ANSI B31.4-1979 (Sistema de Tuberías de Transporte de Petróleo Líquido) prescribe los requerimientos mínimos para el diseño, los materiales, la construcción, el armado, la inspección y las pruebas de tuberías para el transporte de productos líquidos derivados del petróleo. Usando esta norma se seleccionó el material para las tuberías de este sistema: Acero Inoxidable 316.

Para determinar el diámetro de la tubería es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- El caudal que va a estar presente en este sistema de tubería no es constante, es decir, solo existirá presencia significativa de líquido en la tubería cuando se arranquen las unidades o se purguen los filtros. Debido a esto no se puede estimar un caudal constante presente en el tubo.

- La viscosidad del combustible líquido es de 6 cSt para diesel industrial; este valor de viscosidad es relativamente alto y, por lo tanto, se puede deducir que el diámetro de la tubería no debe ser pequeño motivado a que el combustible líquido puede obstruir las tuberías y colapsar el sistema generando altos riesgo de seguridad a la planta. En este caso particular, de acuerdo a las condiciones de operación de estas tuberías, el diámetro no debe ser menor de 3 pulgadas.

Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente, para este diseño se va a trabajar con tubos de diámetro nominal de 3 pulg y diámetro interno 3,068 pulg. El material de estas tuberías es acero Sch 40; este tipo de acero es compatible con el Diesel N° 2 según las normas específicas.

El Sch 40 es uno de los aceros comerciales más utilizados debido al factor económico que debe estar presente en el momento de seleccionar el tipo de tubería a instalar. Las características principales de este acero se muestran en la siguiente tabla 7.4:

Tamaño Nominal del tubo diámetro exterior [pulg]	Numero de Cédula			Espesor de pared [pulg]	Diámetro interno [pulg ²]	Área Interior [pulg]	Área del Metal [pulg ²]
	a : Tubo de Acero ANSI B36.10	b : Espesor de Pared Nominal del tubo de Acero ANSI B36.10	c : Tubo de Acero Inoxidable ANSI B36.19				
3 3.068			5S	0.083	3.334	8.73	0.891
			10S	0.12	3.26	8.35	1.274
	40	Est	40S	0.216	3.068	7.39	2.228
	80	XS	80S	0.3	2.9	6.61	3.02
	160			0.437	2.626	5.42	4.21

Tabla 7.4 Propiedades del Tubo Comercial

Este sistema se va a conectar con la purga del falso arranque de la unidad, específicamente donde se encuentra una tubería de 3 pulg de acero. La conexión del nuevo sistema recolector se hará directamente a esta tubería de drenaje del falso arranque.

De igual forma, la purga de los filtros tiene una tubería de 2 in de diámetro para el drenaje del combustible que se encuentra en los filtros; esta tubería se va a conectar directamente con la tubería principal a instalar que va a recolectar ambos drenajes de gasoil (ver figura 7.1)

7.3. DISEÑO DEL TANQUE

Para este diseño se van a tomar en cuenta varios factores que afectan directamente la elaboración de un tanque de almacenamiento de combustible líquido, tales como:

- Seguridad ambiental e industrial
- Protección contra la corrosión
- Especificaciones para el diseño del tanque según las normas: ubicación, materiales, distribución, almacenamiento, manejo y uso de tanques de combustible.

La naturaleza del producto que se va a almacenar y manejar en esta Planta de Generación hace que ésta sea considerada como una instalación de alto riesgo ambiental y peligrosidad por incendio y/o explosión.

La protección contra la corrosión en los tanques y tuberías enterradas constituye un factor esencial para evitar en un futuro fugas, pérdida o contaminación de producto, aumento del riesgo de incendio y explosión y la posible contaminación del medio ambiente.

La instalación de sistemas de protecciones pasivas o aislamientos en los elementos metálicos enterrados, conjuntamente con la instalación de sistemas de Protección Catódica, permiten eliminar la corrosión en esos elementos, y mantenerlos en buen estado durante más de 25 años.

El Sistema Recolector a ser diseñado cuenta con un tanque de almacenamiento en el cual se deposita el combustible líquido desechado por las unidades en el momento del arranque y las purgas de gasoil al realizar los cambios de filtros de las unidades.

7.3.1. Tipo de Tanque

Los tanques de almacenamiento de combustibles líquidos tienen una clasificación que depende del uso en particular o las especificaciones del combustible a almacenar. En este caso, la clasificación corresponde a Tanques Subterráneos, ya que es necesario para este diseño que el combustible que se va a almacenar en el tanque se deposite por gravedad, de esta manera ahorrar costo de operación a la Planta. Adicionalmente, este tanque se considera atmosférico ya que opera a presión atmosférica.

7.3.2. Clasificación del Tanque

La clasificación del tanque depende directamente del tipo de combustible con el que se va a trabajar. El combustible de trabajo tiene las características que se encuentran en la tabla 7.5, las cuales fueron suministradas por la Gerencia de Generación de CADAPE. Estas propiedades se verificaron con los valores normalizados que se encuentran en las normas COVENIN 662-90.

Propiedades	Mediano	Pesado	Industrial
Gravedad API a 15,6 °C	36	33	32
Punto de Inflamación PM, °C	70	66	92
Viscosidad, cSt	4.5	5.5	6
Contenido de Azufre, % peso	0.7	1.2	1.1
Contenido de Cenizas, % peso	0.01	0.02	0.01
Agua y Sedimentos, % volumen	0.1	0.02	0.05
Carbón Conradson,% peso	0.01	0.03	0.004
Número de Cetano	45		
Índice diesel	53	40	
Valor Calorífico, BTU/lb	19000		19120

Tabla 7.5 Propiedades del Combustible Diesel

El combustible de trabajo, en este caso (Diesel N° 2 Industrial), se clasifica como Líquido Combustible debido a que su punto de inflamación es mayor a 37,8 °C (100 °F) y, según las Normas Venezolanas COVENIN N° 2239-1-91, se encuentra en el grupo Clase III-A que son aquellos líquidos con punto de inflamación mayor o igual a 60 °C (140 °F) y menor que 93,3 °C (200 °F).

7.3.3. Descripción del Tanque

El tanque es rectangular porque las presiones del sistema son relativamente bajas y de paredes planas por la facilidad de fabricación y mejor utilización del espacio. Los materiales de dicho tanque fueron descritos anteriormente.

Primero se determinan las dimensiones utilizando el volumen de diseño total calculado, que es igual a:

$$V_{\text{total}} = 18.224 \text{ Lts}$$

Para realizar el cálculo de las dimensiones, según las normas, se debe sobredimensionar el tanque (cámara de aire) para que el combustible depositado en el tanque siempre se encuentre por debajo del nivel superior de dicho tanque. Por lo tanto, se debe aumentar el volumen total del tanque en un 10% para cumplir con esta norma de diseño.

A continuación se realiza el cálculo del nuevo volumen que va a permitir determinar las dimensiones del tanque:

$$FS := 10\% \qquad V = V_{\text{diseño}} \cdot FS$$

$$V_{\text{tanque}} := (18224 \cdot 1.1)L \quad \Rightarrow \quad V_{\text{tanque}} = 20.046 \text{ m}^3$$

Para calcular las dimensiones del tanque se utilizaron las siguientes ecuaciones:

Bo es la longitud de un lado, si todos los lados del tanque son iguales, siendo V el volumen total que es igual a $V = 20,046 \text{ m}^3$:

$$Bo := \sqrt[3]{V_{\text{tanque}}} \quad Bo = 2.717 \text{ m}$$

Lt es el lado más largo, cuando el tanque no tiene todos sus lados iguales como lo es en el caso de este diseño

$$Lt := 1.5 \cdot Bo \quad Lt = 4.075 \text{ m} \quad \Rightarrow \quad Lt := 4 \text{ m}$$

B es el lado más corto del tanque

$$B := 0.667 \cdot Bo \quad B = 1.812 \text{ m} \quad \Rightarrow \quad B := 2 \text{ m}$$

H es la altura del tanque

$$H := \frac{V_{\text{tanque}}}{Lt \cdot B} \quad H = 2.506 \text{ m} \quad \Rightarrow \quad H := 2.7 \text{ m}$$

Las dimensiones del tanque se pueden observar con más detalle en la siguiente Figura (Fig.7.2):

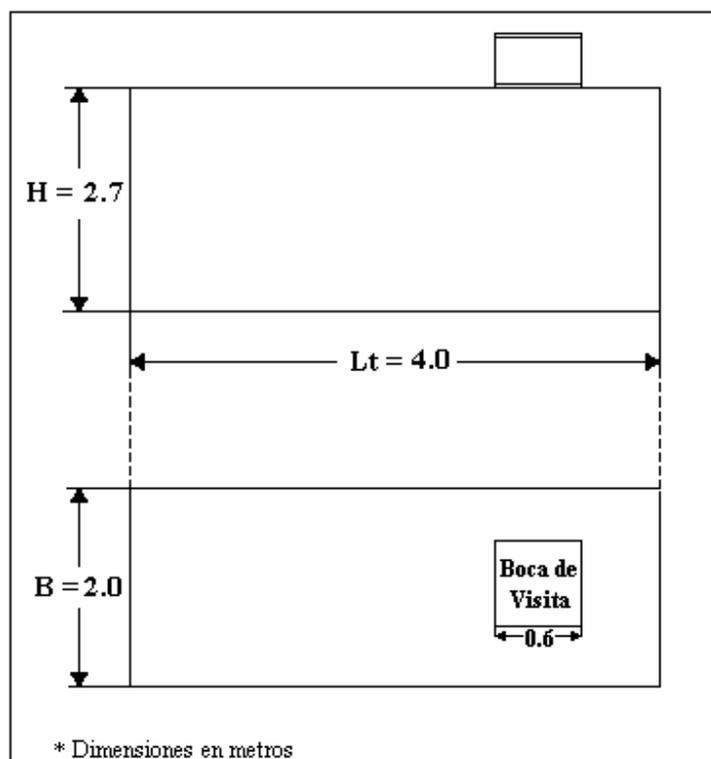


Figura 7.2 Dimensiones del Tanque Recolector

Con los cálculos realizados anteriormente y el material seleccionado según la norma para las placas del tanque (SA 285 C) se determina el espesor de la placa, utilizando la ecuación siguiente:

A continuación se realiza el cálculo del espesor de placa requerido:

$$e := 2.45 \cdot Lt \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot H \cdot 0.036 \cdot G}{S}} \quad (\text{Ec. 38})$$

donde: α = Factor que depende de la relación de la longitud a la altura del tanque, H/Lt (ver Anexo apéndice 6)
 G = Gravedad específica del líquido (para el Gasoil N° 2 $G = 0,84$)
 S = Valor de esfuerzo de la placa (lb/pulg^2), como aparece tabulado en la norma ASME. En el caso del material seleccionado SA 285 C, $S = 25.200 \text{ lb/pulg}^2$.

Para determinar el valor de α , se debe calcular la relación H/Lt como se muestra a continuación:

$$\frac{H}{Lt} = 0.675$$

Usando esta relación y buscando el valor en la grafica se obtiene que α es igual a:

$$\alpha := 0.01$$

Se calculó el espesor de placa utilizando la ecuación antes expuesta al cual se le sumó un valor asociado a la corrosión (0,0625in) referencia [¿?] del manual de tanques a presión:

$$t_0 := 2.45 \cdot Lt \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot H \cdot 0.036 \cdot G}{S}} \cdot \text{in} \quad t_0 = 0.478 \text{ in} \quad t_0 = 1.215 \text{ cm}$$

$$t := t_0 + 0.0625 \text{ in} \quad t = 0.541 \text{ in} \quad t = 1.374 \text{ cm} \quad t = \frac{1}{2} \text{ in}$$

Este cálculo arroja el valor del espesor de las placas de acero utilizadas en este diseño para la construcción del tanque de recolección, que es aproximadamente igual a: 1/2 in (1,374 cm). Este es el valor límite que especifica la norma en este tipo de instalación.

El tanque recolector va a disponer de una boca de visita con dimensiones de 60x60cm (23.62x23.62 pulgadas). Estará localizada en el lomo del tanque y su tapa se fijará herméticamente. La tapa deberá ser de peso liviano para evitar lesiones de los operadores (ver apéndice 12).

La instalación de una boca de vista será utilizada para la inspección y limpieza interior de los tanques de almacenamiento.

Los venteos (válvulas de ventilación) deberán colocarse en el tanque recolector para permitir la entrada y descarga de aire durante la operación de vaciado y llenado. De esta manera se permite la expansión y contracción de los vapores debido a los cambios de temperatura.

Se debe instalar una válvula de venteo utilizando el siguiente criterio: para hidrocarburos líquidos con temperatura de inflamación mayor a 60°C (combustible diesel N° 2) se utilizarán boquillas para venteos, específicamente, una válvula de venteo. La instalación de esta válvula es para liberar los gases que el combustible desprende cuando se encuentra almacenado en el tanque recolector y evitar riesgos de explosión.

En los tanques almacenamiento de combustible líquido de baja presión, como es el caso de este diseño, las válvulas de venteo deben estar normalmente cerradas, excepto cuando las presiones de alivio y vacío causadas por el llenado o vaciado del tanque los mantengan abiertos.

La base interna del tanque tendrá una inclinación uniforme de aproximadamente 1% de pendiente para permitir que las impurezas sólidas que se encuentren en el combustible se depositen en el fondo del tanque y, posteriormente, por medio de esta pendiente deslizarse hacia la parte más profunda del tanque. Esto permite disminuir la cantidad de sólidos que puedan ser succionados por la bomba cuando inicie su operación de vaciado del tanque.

Para mejorar este sistema es recomendable realizar una limpieza del tanque utilizando la boca de visita por lo menos cada seis (6) meses con el fin de eliminar los sólidos que pueden estar ubicados en el fondo del tanque.

7.3.4. Ubicación del Tanque

La ubicación del tanque está ligada directamente con el factor riesgo que presenta el combustible al ser almacenado. En cualquier caso, el almacenamiento de combustible líquido representa un alto nivel de riesgo cuando no se maneja de forma adecuada.

Para determinar la ubicación del tanque es necesario seguir las pautas descritas en la Norma Venezolana COVENIN N° 2239-Parte 1-91, específicamente:

- La ubicación de los tanques de almacenamiento en general deberá llevarse a efecto considerando el riesgo potencial que el producto almacenado represente para las personas, propiedades ajenas a la industria y al ambiente en general.
- La ubicación de los tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles se hará de acuerdo al nivel de radiación térmica producida en condiciones de incendio.
- El Tanque Subterráneo debe estar ubicado como mínimo a tres metros de distancia a la edificación más cercana.

Siguiendo lo requerido en la norma se deben realizar los *Cálculos del Nivel de Radiación*, para determinar la ubicación del tanque y disminuir los riesgos en el momento de producirse una explosión en el tanque. Para ver con más detalle este cálculo (ver apéndice 7).

Los cálculos del nivel de radiación para este tanque ubicando justo detrás de la unidad 8 como se explicará con mayor detalle más adelante. Para realizar este cálculo de radiación se utilizó el diagrama que se muestra a continuación:

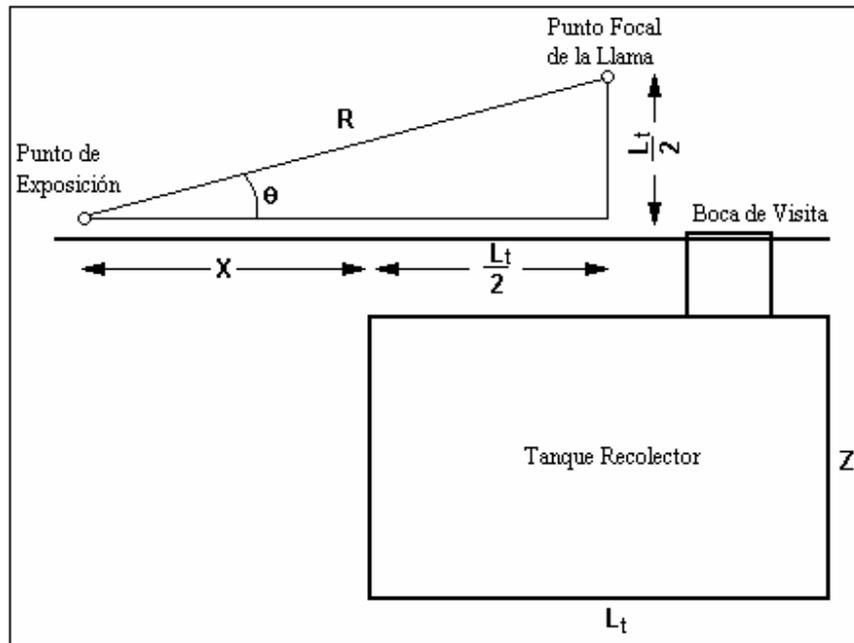


Figura 7.3 Puntos de Interés para el Cálculo de Radiación

Siguiendo las pautas que describe la norma COVENIN (2239-1), se determinó la el comportamiento de intensidad de calor en los alrededores del tanque arrojaron la siguiente curva:

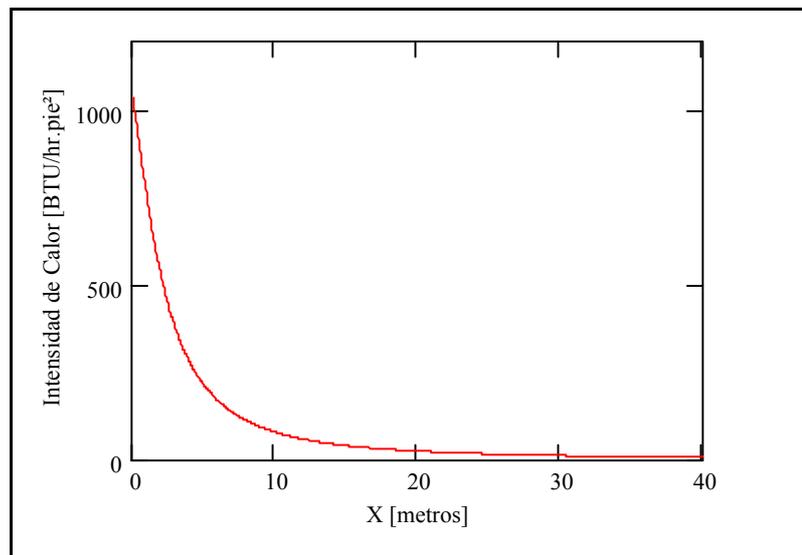


Figura 7.4 Curva de Nivel de Radiación (para este diseño en particular)

Según la norma COVENIN (2239-1), los parámetros del nivel de radiación segura especifican el límite para la exposición de personas de 440 BTU/hr.pie². Realizando el cálculo para este diseño, la distancia mínima permitida desde la pared del tanque es de 2,5 metros como el límite máximo de una exposición segura para personas.

Tomando en consideración lo expresado anteriormente, el tanque va a estar ubicado cerca de los otros tanques (de almacenamiento y distribución) y detrás de las unidades N° 8, 9, 10, 11, 12 y 13. Esta área se encuentra a más de tres metros de las unidades y a 25 metros aproximadamente de los tanques de almacenamiento y distribución (ver figura 7.5) .Con respecto a las edificaciones cercanas, la ubicación del tanque se encuentra a varios metros de distancia (más de 25m) (ver apéndice 8).

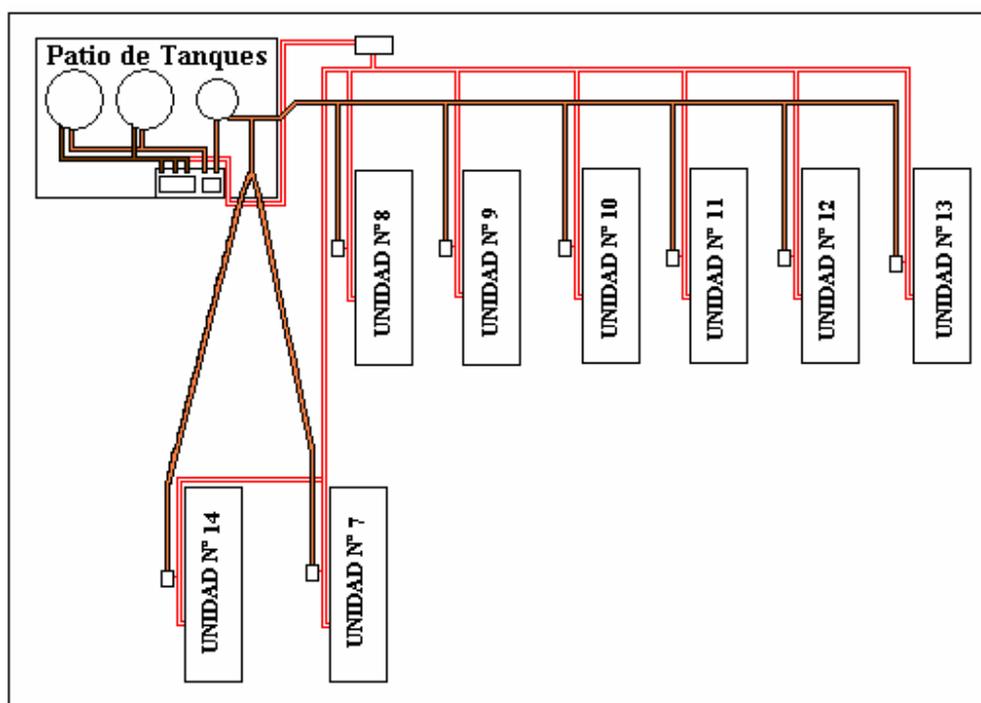


Figura 7.5 Planta con Nuevo Sistema Recolector

El tanque será subterráneo y estará ubicado a 78 metros de la unidad N° 13, que es la más alejada del mismo. Esta distancia determinará la profundidad a la cual debe

estar el tanque para que el combustible viaje por gravedad desde las unidades a través de las tuberías.

De acuerdo a la referencia [9] y a las normas ANSI B31.4-1979, la inclinación de una tubería que conduce combustible líquido es de un 2% de pendiente debido a las características del combustible. Dicha inclinación va a permitir que el gasoil se dirija hacia el tanque únicamente impulsado por el efecto de la gravedad sin necesidad de utilizar una bomba.

Con esta pendiente del 2% se obtienen los metros que se debe enterrar el tanque recolector con respecto a la cota cero y, de esta forma, poder ubicarlo correctamente para un buen funcionamiento. A continuación, se muestra el cálculo de este valor:

$$h = 2\% * (d)$$

$$h = 0.02 * d$$

donde:

h: profundidad del tanque en metros

d: Distancia del tanque a la unidad más lejana

Entonces:

$$h = 0.02 * 78 \text{ m}$$

$$h = 1.56 \text{ m}$$

El tanque debe estar enterrado 1.56 metros con respecto al nivel del suelo para garantizar que el combustible viaje hasta ser depositado en el tanque.

7.3.5. Material del Tanque

El material con el que se construirá el tanque es Acero al Carbono debido a que éste es compatible con el combustible líquido que se va a almacenar. Según la norma API 650 Tanque de Acero Soldados Para Almacenaje de Petróleo, se especifica que para componentes bajo esfuerzo el espesor máximo de la placa es de ½ pulg nominal. En esta

norma se describe que para almacenar combustible líquido se debe utilizar para los materiales de placas A 285 C Acero al Carbono.

7.3.6. Instalación del Tanque

El tanque recolector de acero va a estar enterrado como se mencionó en párrafos posteriores. Para la protección de este tanque de los activos componentes corrosivos que se encuentran en la parte interna del terreno y la presiones externas a las cuales estará expuesto, se va a colocar primero un tanque protector de concreto armado (210 kg/cm^2) que recubre el tanque. Esto permite una mayor protección contra corrosión y esfuerzos a los que pueda estar sometido el tanque y así garantizar una disminución de los riesgos por los factores antes descritos que pueden estar presentes en este sistema.

Para evitar la corrosión en el tanque de acero debe aplicarse a la superficie tanto interna como externa del tanque un sistema de limpieza comercial con chorro a presión, que consiste en un chorro de arena que elimina completamente las escamas de la laminación, herrumbre, de oxidación, pintura o materia extraña presentes en las láminas de acero. Este proceso se aplica directamente a la láminas de acero del tanque hasta eliminar el oxido y llegar a un color gris acero, inmediatamente después de efectuar este proceso de limpieza se debe aplicar la pintura protectora contra la corrosión para proteger al tanque de agentes oxidantes que puedan producir una pila diferencial que dé inicio a la corrosión catódica que pueda producir hendiduras o grietas que generen fugas el tanque.

La pintura aplicada a superficies de acero es utilizada para conservar la superficie del tanque como se mencionó anteriormente. La pintura retarda la corrosión evitando el contacto de los agentes corrosivos con la superficie del tanque por su acción inhibidora de la oxidación debido a las propiedades electroquímicas del material de la pintura.

La pintura protectora a utilizar en este sistema de estructura subterránea es pintura de plomo rojo, oxidación de hierro y barniz fenólico (ver apéndice 9).

Cuando se instala el tanque se deben diseñar cuatro (4) soportes (orejas) que permitan el descenso del tanque hacia la fosa de concreto y facilitar su instalación.

7.4. SELECCIÓN DE LA BOMBA

En el sistema recolector es necesario instalar una bomba que succione del tanque recolector el combustible líquido y lo envíe, pasando por un filtro y una trampa de agua, al sistema principal de almacenamiento de la planta, es decir, hacia los tanques de almacenamiento # 1 y # 2.

La bomba va a ser activada automáticamente utilizando un sensor de nivel que indique cuándo el tanque se encuentra en su nivel más alto (respetando el valor permitido por las normas de seguridad), con la finalidad de disminuir los riesgos de desbordamiento del tanque por descuido de los operadores. Cuando el tanque se encuentra en el nivel más alto, la bomba se enciende y bombea el combustible hacia el sistema principal de almacenamiento.

Para determinar la bomba se deben efectuar ciertos cálculos que van a permitir escoger un modelo adecuado que garantice una mejor eficiencia del sistema recolector.

Se consideró una velocidad promedio del flujo dentro de la tubería igual a:

$$v_{\text{media}} = 2 \text{ m/s}$$

Esta consideración está basada en las experiencias experimentales encontradas en los libros de textos consultados referentes a la velocidad promedio en tuberías. Esta velocidad es apropiada tanto para la tubería de succión y como para la de descarga.

Con el volumen del tanque y con un tiempo de descarga del mismo de cuarenta (40) minutos aproximadamente, se determinó el caudal de combustible como se muestra a continuación:

$$Q = \frac{V_{\text{total}}}{t_d}$$

donde:

V_{total} : el volumen total del tanque

Este volumen corresponde al combustible diesel N° 2 obtenido de pérdidas en los arranques de las unidades y en la purga de los filtros durante un mes, y su valor es:

$$V_{\text{total}} = 18.224 \text{ Lts}$$

Por lo tanto, el caudal de diseño es igual a:

$$Q_d = 480 \text{ Lts/min} = 126,80 \text{ gal/min}$$

Para determinar el diámetro de la tubería se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Área}(A) = \frac{\text{caudal}}{\text{velocidad}} \Rightarrow A = \frac{Q_d}{v} \Rightarrow A = \frac{480 \frac{\text{Lts}}{\text{min}}}{2 \frac{\text{m}}{\text{s}}} \Rightarrow A = 0.004 \text{m}^2$$

Se sabe que el área de una tubería es igual a la siguiente ecuación por lo tanto se puede determinar el diámetro de la tubería:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \Rightarrow D = \sqrt{\frac{4 \cdot A}{\pi}} \Rightarrow D = 2.8 \text{in}$$

El diámetro comercial más conveniente, en este caso, es el de tres (3) pulgadas.

Para seleccionar la bomba se deben tener en cuenta las longitudes de las tuberías que dirigen el combustible bombeado del tanque recolector a los tanques de

almacenamiento. A continuación se presenta un plano en el cual se muestra la ubicación de las tuberías y las distancias necesarias para determinar las pérdidas:

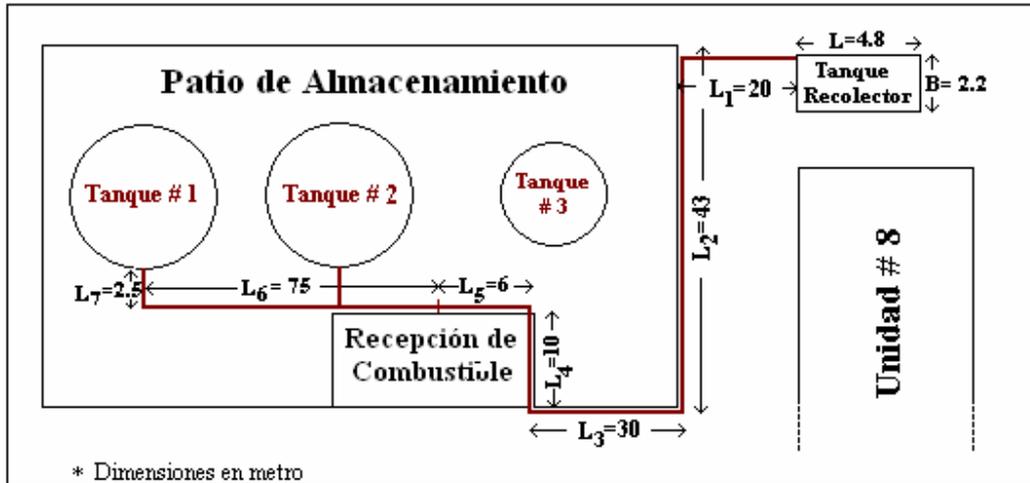


Figura 7.6 Longitudes desde el tanque recolector hasta la recepción de Diesel

7.4.1. Cálculo de la Curva del Sistema

Para realizar el cálculo de las curvas del sistema es necesario determinar las pérdidas por fricción en las tuberías y en los accesorios. Para simplificar de forma más práctica este cálculo, el sistema se dividió en los siguientes subsistemas:

- Tramo # 1: representa las tuberías y accesorios desde el tanque recolector hasta la conexión con el sistema principal de almacenamiento, que dirige el combustible hacia los tanques de almacenamiento. La conexión mencionada anteriormente se encuentra ubicada cerca de la recepción de combustible diesel de la Planta. A lo largo de esta descripción de la selección de la bomba cuando se haga mención a H_1 , se refiere a la curva del sistema para este tramo en particular.
- Tramo # 2: representa las tuberías y accesorios desde la conexión con el sistema recolector hasta el tanque # 1 de almacenamiento, ya que este último

es el que se encuentra más alejado de esta conexión y, por lo tanto, es el caso más desfavorable. De igual manera que en el caso del tramo # 1, cuando se menciona la curva H_2 se refiere a la curva del sistema de este tramo.

- Tramo # 3: representa los accesorios y tramos de tuberías que se encuentran en el área de recepción de combustible. Como en los dos casos anteriores, H_3 es la curva del sistema para este tramo.

Para determinar las pérdidas del tramo #1 es necesario conocer el diámetro de la tubería, el material y la rugosidad. En este caso, el diámetro interno de la tubería es de 3,068 pulgadas, el material es Sch 40 con un rugosidad (ϵ) de 0,00015 pies y la viscosidad (ν) de combustible líquido 0,00006458 pie/seg = 6 (cSt = 45,6 SSU). Con este valor se determina el número de Reynolds:

$$Re := \frac{(v \cdot D_1)}{\nu} \quad Re = 21785.835$$

Utilizando la ecuación de Swami se calcula el coeficiente de fricción como se muestra a continuación:

$$f := \frac{0.25}{\left(\log \left(\frac{\epsilon}{3.7 \cdot D_1} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right)^2} \quad f = 0.027$$

La longitud equivalente de los tramos de tuberías y los accesorios es igual a:

$$L_1 := L_{Total} X_{accesorios} + L_{1eq.tuberías} \quad L_1 = 161.224 \text{ m}$$

Estos cálculos se pueden ver con mayor detalle en el apéndice 10 (Cálculo de la Bomba y Curvas del Sistema)

Utilizando la ecuación de las pérdidas referencia [2] se obtiene:

$$h_f = f \cdot \frac{L_1}{D_1} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad \Rightarrow \quad h_f = k \cdot Q^2$$

$$f \cdot \frac{L_1}{D_1} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = k \cdot Q^2 \quad \Rightarrow \quad k := f \cdot \frac{L_1}{D_1^5} \cdot \frac{16}{\pi^2 \cdot 2 \cdot g}$$

$$\Rightarrow \quad k = 0.000493$$

Se determinó la curva H_1 que representa la curva del sistema en el tramo #1, como se muestra a continuación:

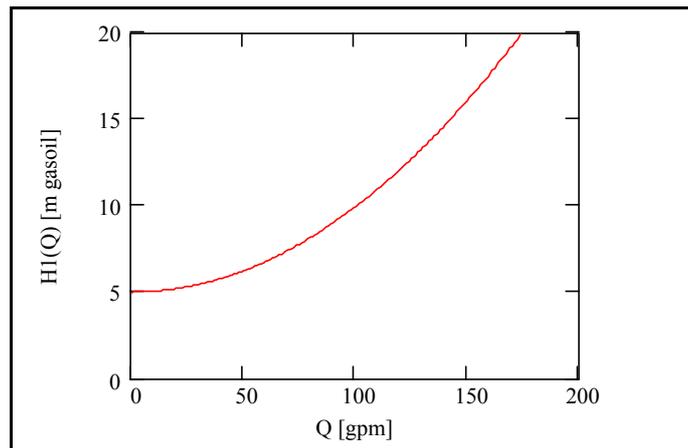


Figura 7.7 Curva del sistema para el tramo # 1 (H_1)

De igual manera se realizó el cálculo para los tramos # 2 y #3 (se muestran con mayor detalle en el apéndice 10) La siguiente gráfica muestra el comportamiento de la curva de pérdidas por fricción en el tramo # 2 (H_2):

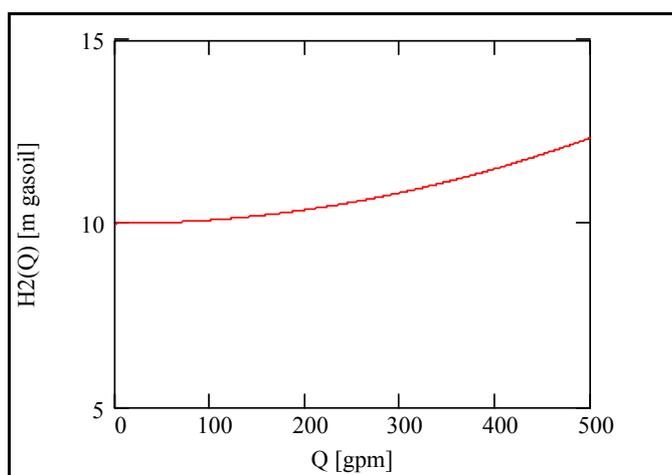


Figura 7.8 Curva del sistema para el tramo # 2 (H_2)

Adicionalmente, es necesario determinar las pérdidas por fricción en el sistema de recepción (tuberías, válvulas, codos, etc), tramo # 3 (H_3) (ver apéndice 10). La siguiente gráfica representa la curva de pérdidas H_3 :

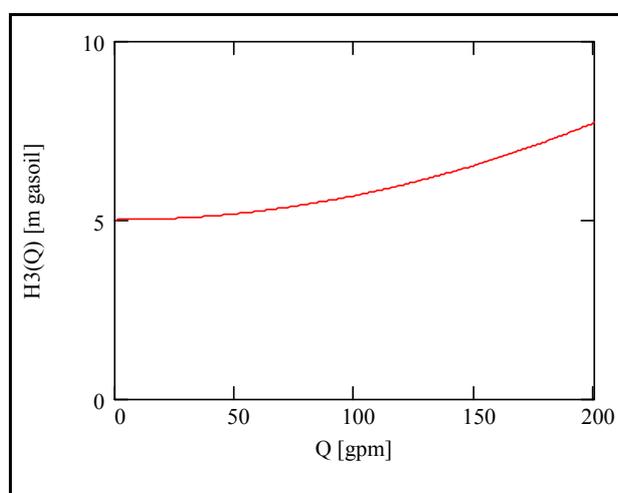


Figura 7.9 Curva del sistema para el tramo # 3 (H_3)

Otro elemento importante para seleccionar la bomba es conocer las características de la bomba centrífuga que se encuentra en el sistema de recepción de combustible. La curva que se muestra a continuación representa las características de altura y caudal de esta bomba (los cálculos para determinar esta curva se encuentran en el apéndice 10):

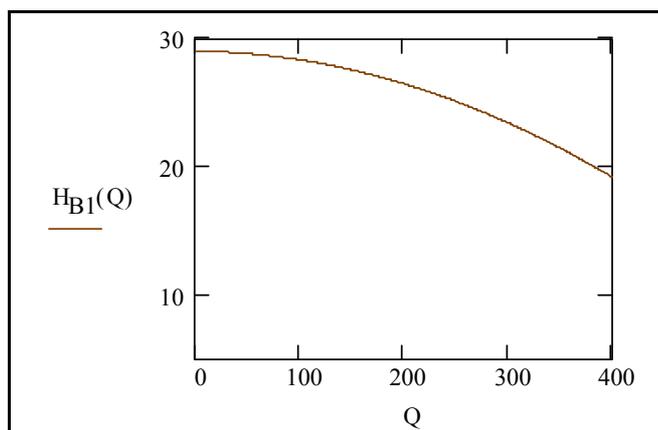


Figura 7.10 Curva de la Bomba de Recepción

7.4.2. Nueva Configuración del Sistema

La figura 7.11 (la siguiente) muestra el diagrama general de conexión del sistema actual de recepción H_3 con el nuevo sistema recolector H_1 , el punto de unión o nodo y la tubería que alimenta los tanques de almacenamiento representada por H_2 .

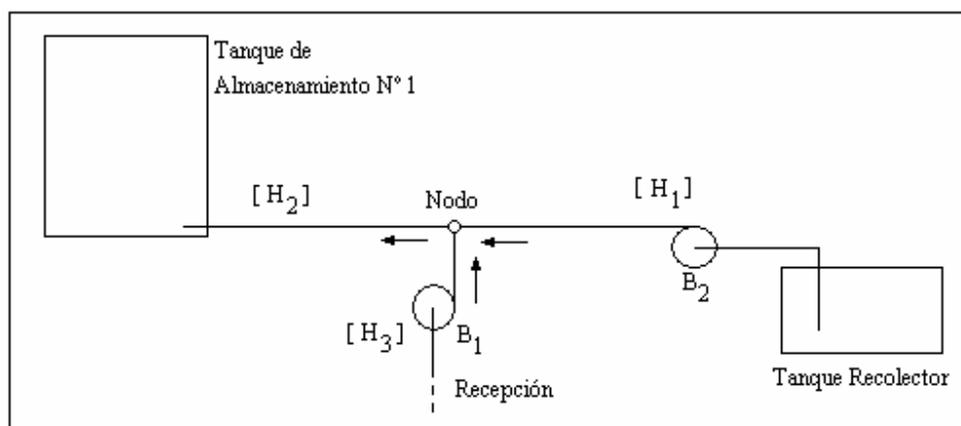


Figura 7.11 Diagrama de conexión de ambos sistemas de bombeo

En las siguientes gráficas se puede observar la curva característica de la bomba del sistema de recepción representada por H_{B1} , interceptada con la curva resultante $H_3 + H_2$ que representa las pérdidas del tramo # 2 sumadas en serie con las pérdidas del

tramo # 3 (representa la curva del sistema actual). Esta intercepción origina el punto de operación de este sistema (321 gpm; 22,986 metros de gasoil)

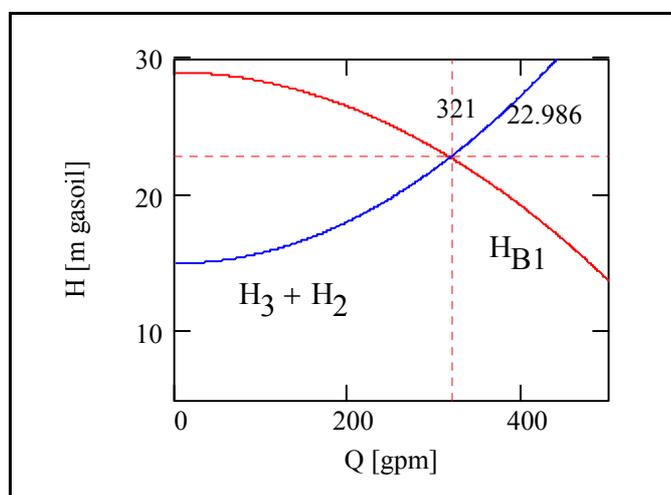


Figura 7.12 Punto de Operación de la Bomba de Recepción

Para determinar el requerimiento de altura y caudal del sistema recolector se utilizaron las pérdidas por fricción de los tramos # 1 y # 2, obteniéndose el punto de operación para este sistema de acuerdo al caudal de diseño Q_d . Con el punto de operación del sistema es posible realizar la selección de la bomba.

Tomando en consideración los múltiples factores que inciden en la selección de una bomba, tales como el tipo de fluido, altura y caudal de trabajo, eficiencia, inversión y durabilidad, entre otros, se escogió una bomba apropiada para este sistema. El resultado de la selección fue una bomba centrífuga de marca Goulds Pumps, modelo 3900/3910. Los detalles de la bomba se pueden (ver apéndice 11).

Utilizando la curva característica de esta bomba, representada como H_{B2} , interceptándola con la curva de las pérdidas $H_1 + H_2$ (pérdidas del tramo # 1 sumadas en serie con las pérdidas del tramo # 2) se obtuvo el punto de operación para este sistema. Para ello se considera que la bomba del sistema de recepción está desconectada; sería el caso en el cual no se descarga ningún camión cisterna que surta la Planta de

combustible. El punto de operación de este sistema es (126,8 gpm; 22,95 metros de gasoil).

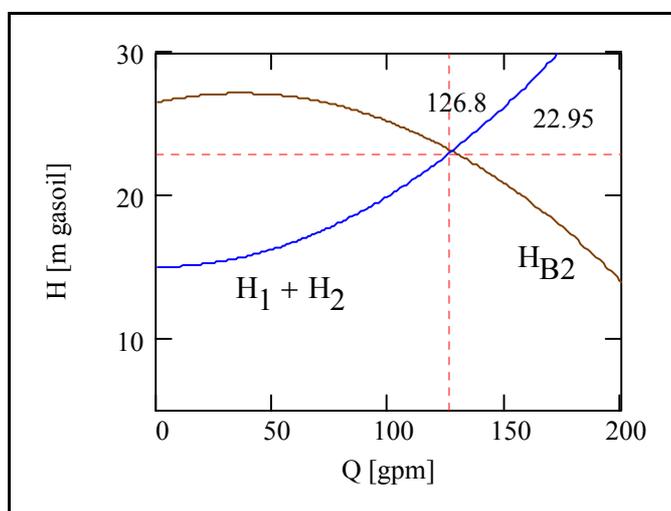


Figura 7.13 Punto de Operación de la Bomba del Sistema Recolector

Después de obtener el comportamiento de cada sistema de forma individual (cada bomba con su respectivo sistema) se calculó la curva del sistema resultante para el caso en que las dos bombas funcionen al mismo tiempo. Para ello se toman en cuenta los tramos 1, 2 y 3.

En primer lugar, se realizó la suma en paralelo de las curvas de H_1 con H_3 la cual está representada por la curva H_{R1-3} .

En segundo lugar, se sumó la curva H_{R1-3} en serie con la curva H_2 obteniéndose como resultado la curva total del sistema $H_2 + H_{R1-3}$.

En tercer lugar se sumaron en paralelo las curvas características de ambas bombas $H_{B1} + H_{B2}$ la cual se representó en la gráfica como H_{B3} . Por último se interceptó la curva del sistema resultante $H_2 + H_{R1-3}$ con la curva resultante de las dos bombas (H_{B3}) y se obtuvo el punto de operación (427 gpm; 23,20 metros de gasoil), tal como se muestra en la gráfica que sigue:

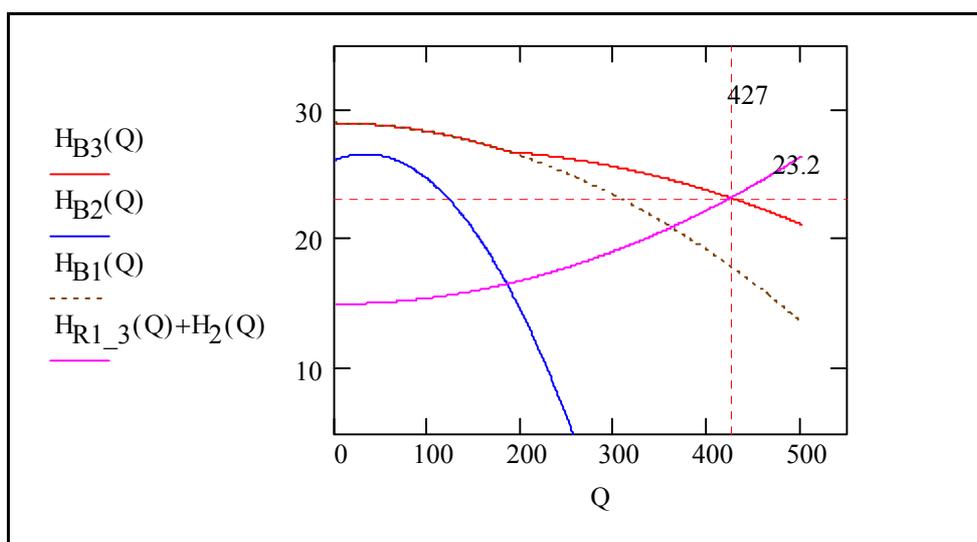


Figura 7.14 Punto de Operación de las Bombas y Sistema Equivalente

Al observar la gráfica anterior se puede concluir que, cuando se encuentran operando las dos bombas, las presiones se igualan y entre ambas bombean un mayor caudal. Los puntos de trabajo de las bombas trabajando en conjunto y de forma individual se pueden observar en la tabla siguiente:

Bombas Operando Simultáneamente	Caudal [gal/min]	Altura (cabeza) [metros de gasoil]
Bomba Resultante (B3)	424,238	23,202
Bomba # 1 (B1)	304,821	23,202
Bomba # 2 (B2)	120,606	23,202

Tabla 7.6 Puntos de Operación de cada Bomba (cuando operan simultáneamente)

Después de observar las curvas características, tanto de las bombas operando de forma individual como operando en conjunto, se pueden determinar los cambios de las variables más importantes referentes a los sistemas de bombeo. Para determinar estos valores es necesario tomar en consideración los puntos de operación de las bombas cuando se encuentran funcionando de forma individual. Estos valores se muestran en la tabla siguiente:

Pto. Operación	Caudal [gal/min]	Altura (cabeza) [metros de gasoil]
Bomba # 1 (B1)	321	22,98
Bomba # 2 (B2)	126,8	22,95

**Tabla 7.7 Puntos de Operación de cada Bomba
(cuando operan individualmente)**

El punto de operación para cada bomba va a sufrir pequeñas modificaciones en el caudal y la altura (cabeza) que manejan de forma individual con relación a cuando operan en conjunto.

En el caso de la *bomba #1* (ubicada en la recepción de combustible de la Planta) se presentan los siguientes cambios:

- El caudal de operación disminuye en un 5,04% cuando se encuentra operando en conjunto con la bomba # 2.
- La altura aumenta en un 0,97% cuando se encuentran funcionando ambas bombas.

Considerando lo expuesto anteriormente, se realizó el cálculo estimado del tiempo de descarga de un camión cisterna cuando se encuentra operando solo la bomba de la recepción y se comparó con el tiempo de descarga cuando se encuentra

funcionando la bomba de la recepción y la bomba del sistema recolector. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

- Capacidad del Camión = 37.800 Lts
- En funcionamiento sólo la bomba de la recepción:

- Punto de operación del sistema:

$$H = 22,98 \text{ metros de gasoil}$$

$$Q = 321 \text{ gal/min.} \Rightarrow Q = 1.215,117 \text{ Lts/min.}$$

- Tiempo de descarga [td] = Volumen / Caudal

$$td = \frac{V}{Q} \Rightarrow td = \frac{37.800 \cdot \text{Lts}}{\left(1.215,117 \cdot \frac{\text{Lts}}{\text{min}}\right)} \Rightarrow td = 31,108 \text{ min}$$

- En funcionamiento las dos bombas (bomba de la recepción y bomba del sistema de recolección):

- Punto de operación del sistema

$$H = 23,202 \text{ metros de gasoil}$$

$$Q = 304.82 \text{ gal/min.} \Rightarrow Q = 1153,87 \text{ Litros/min.}$$

- Tiempo de descarga [td] = Volumen / Caudal

$$td = \frac{V}{Q} \Rightarrow td = \frac{37.800 \text{ Litros}}{\left(1.153,87 \frac{\text{litros}}{\text{min}}\right)} \Rightarrow td = 32,759 \text{ min}$$

Comparando los dos valores de tiempo de descarga obtenidos se puede concluir que las modificaciones que el sistema de recolección produce al sistema de recepción de combustible son prácticamente imperceptibles. La eficiencia de dicho sistema en el momento de descargar la gandola se mantiene casi igual.

La diferencia de tiempo de descarga cuando se encuentra en funcionamiento una sola bomba y cuando se encuentran encendidas ambas bombas es: 1 minuto con 40 segundos. Este tiempo es muy pequeño para afectar el funcionamiento actual del sistema de recepción.

Con respecto a la *bomba # 2* (sistema de recolección de combustible), los cambios en el punto de trabajo con relación a ambas condiciones de operación son los siguientes:

- El caudal de operación disminuye en un 4,88% cuando se encuentra operando en conjunto con la bomba #1.
- La altura de bombeo aumenta en un 1,10% cuando se encuentran funcionadas ambas bombas.

De igual forma que en el caso anterior, se determinó el tiempo de descarga del tanque recolector y se determinó en que grado afecta a este sistema las modificaciones expuestas en párrafos anteriores.

- Capacidad del Camión = 18.224 Lts
- En funcionamiento sólo la bomba del sistema recolector:
 - o Punto de operación del sistema

$$H = 22,95 \text{ metros de gasoil}$$

$$Q = 126,8 \text{ gal/min.} \Rightarrow Q = 480 \text{ Lts/min.}$$

- o Tiempo de descarga [td] = Volumen / Caudal

$$td = \frac{V}{Q} \Rightarrow td = \frac{18.224 \text{Lts}}{\left(480 \frac{\text{Lts}}{\text{min}}\right)} \Rightarrow td = 38 \text{min}$$

- En funcionamiento las dos bombas

- o Punto de operación del sistema:

$$H = 23,202 \text{ metros de gasoil}$$

$$Q = 120,66 \text{ gal/min.} \Rightarrow Q = 456,54 \text{ Litros/min.}$$

- o Tiempo de descarga [td] = Volumen / Caudal

$$td = \frac{V}{Q} \Rightarrow td = \frac{18.224 \text{Lts}}{\left(456,543 \frac{\text{Lts}}{\text{min}}\right)} \Rightarrow td = 40 \text{min}$$

Como se puede ver en los cálculos, las modificaciones en el sistema recolector con la presencia de la bomba #1 no afecta de manera significativa el tiempo de vaciado

del tanque recolector. El tiempo adicional que tardaría en vaciarse el tanque si se encuentran las dos bombas en funcionamiento, es de 2 minutos, aproximadamente.

7.4.3. Resultado de la Selección de la Bomba

Como resumen de lo expuesto en los párrafos anteriores, el resultado de la selección de la bomba centrífuga es el siguiente:

Marca de la bomba: Goulds Pumps- ITT Industries

Modelo: 3900/3910

Velocidad de giro: 1750 RPM

Diámetro del rodete: 9,188in

Punto de Operación => $Q = 126,80$ galones por minuto

$H = 22,95$ metros de combustible (diesel N°2)

Eficiencia: 65%

Cuando se realizan estos cálculos para la selección de la bomba se puede determinar, de manera predecible, el comportamiento del sistema de bombeo existente (sistema de recepción de combustible de la Planta) con la instalación de un nuevo sistema de recolección.

CAPÍTULO 8

ESTIMACIÓN ECONÓMICA

8.1. PRESUPUESTO

Para tener un estimado del costo de la inversión necesaria para llevar a cabo este proyecto se realizó un presupuesto general que incluye las partidas más importantes. El presupuesto fue realizado según la Comisión Permanente de Normas para Estructuras de Edificios del Ministerio del Desarrollo Urbano 2000-92 (Normas Covenin).

Este presupuesto tentativo corresponde básicamente a la construcción y equipamiento del nuevo sistema de recolección y tratamiento de combustible líquido. La descripción general de cada partida está detallada en el apéndice 14. Una breve descripción de cada capítulo del presupuesto se muestra a continuación.

8.1.1. Breve Descripción de Capítulos

8.1.1.1. Estudio Preliminar para Implementación de Proyectos

Corresponde las actividades que requieren para la elaboración del proyecto, y otros estudios relacionados con la edificación y a los análisis sobre las distintas posibilidades de alcanzar objetivos en la elaboración de un proyecto, la implementación de un proyecto tipo o la adecuación de una edificación existente así como también la ubicación de la edificación con relación al terreno, vegetación existente y zona verde circundante.

Costo estimado = Bs. 2.000.000,00

8.1.1.2. Levantamiento Topográfico

Este capítulo del presupuesto corresponde al estudio topográfico planeamiento y altimétrico de la parcela se de acuerdo con los requisitos del Organizador Contratante

Costo estimado = Bs. 1.000.000,00

8.1.1.3. Proyecto de Instalación para Edificaciones Comerciales e Industriales

Comprende el análisis del sistema estructural y el diseño de los miembros de la infraestructura y la superestructura de una edificación; elaboración de los planos, especificaciones y la memoria descriptiva.

Costo estimado = Bs. 1.875.000,00

8.1.1.4. Excavación

Excavación es aquella realizada en el sitio de la obra y cuya finalidad principal es obtener las rasantes y secciones transversales establecidas en los planos correspondientes.

Costo estimado = Bs. 593.320,65

8.1.1.5. Compactación de Terreno

Este capítulo incluye la compactación se hará con el material de sitio en el momento de la excavación siguiendo las especificaciones de la norma. Las tuberías serán recubiertas por una capa de arena lavada para proteger a la tubería de las vibraciones.

Costo estimado = Bs. 369.478,80

8.1.1.6. Carga a Mano

Carga a mano de material proveniente de las excavaciones correspondiente a los asientos de fundaciones, zanjas, u otros.

Costo estimado = Bs. 32.062,30

8.1.1.7. Instalaciones de Tuberías

Comprende el suministro, transporte e instalación de las tuberías de los sistemas de aguas claras, aguas de lluvia y sistemas de ventilación exteriores a los recintos sanitarios, conforme a los planos y especificaciones del proyecto de Instalación Sanitaria.

También aquellas partidas que apliquen para el suministro, transporte e instalaciones de las tuberías y conexiones de los sistemas de incendios, gases y desagües. Representa el sistema de tubería que va a conducir el combustible hasta los tanques.

Costo estimado = Bs. 16.800.000,00

8.1.1.8. Llaves de Paso

Corresponde al suministro y transporte al sitio de la obra de todas las llaves de paso necesarias conforme a los planos y especificaciones el proyecto.

Costo estimado = Bs. 180.000,00

8.1.1.9. Acabado con Pinturas

Incluye Pinturas de caucho para el interior de la estación y esmalte para las rejas de las ventanas y puerta.

Costo estimado = Bs. 122.678,97

8.1.1.10. Instalación de Tapones de Registro

Estas instalaciones de tapones de registros de hierro galvanizado, diámetro 3 pulgadas Incluye las conexiones. Esta instalación es para el mantenimiento de las tuberías.

Costo estimado = Bs. 200.000,00

8.1.1.11. Instalaciones Tanque Metálico

Se incluyen los equipos de transporte e instalación de tanque metálicos con capacidad de 21500 litros, construido con láminas de acero de 12 MM de espesor, bebidamente revestido con pinturas anticorrosivas. Incluye conexiones y tapas, según las Normas.

Costo estimado = Bs. 50.000,00

8.1.1.12. Instalaciones Electromecánicas

Se incluyen los equipos de bombeo, los motores eléctricos, los acoples, bases metálicas de sujeción de los grupos moto–bomba, soportes de material deformable para las bases metálicas de los grupos (absorbedores de vibraciones), sistema de control y potencia eléctricos que incluyen los dispositivos, sistema de tuberías para la succión y descarga de las bombas, accesorios del sistema de tuberías, válvulas de compuerta y retención. Los detalles sobre estas partes de la infraestructura se pueden observar en el plano anexo correspondiente y las partidas correspondientes en el apéndice 8.

Costo estimado = Bs. 50.000.000,00

8.1.2. Total de la Inversión

CÁPITULOS	TOTALES (Bs)	%
1. Estudio Preliminar para Implementación de Proyectos	2.000.000,00	2.73
2. Levantamiento Topográfico	1.000.000,00	1.37
3. Proyecto de Instalación para Edificaciones Comerciales e Industriales	1.875.000,00	2.56
4. Excavación	593.320,65	0.81
.5. Compactación de Terreno	369.478,80	0.50
6. Carga a Mano	32.062,30	0.04
7. Instalaciones de Tuberías	16.800.000,00	22.94
8. Llaves de Paso	180.000,00	0.25
9. Acabado con Pinturas	122.678,97	0.17
10. Instalación de Tampones de Registro	200.000,00	0.27
11. Instalaciones Tanque Metálico	50.000,00	0.07
12. Instalaciones Electromecánicas	50.000.000,00	68.28
TOTAL OBRA Bs:	73.222.540,72	100.00
(16.00%) I.V.A:	11.827.177,88	
Total General :	85.049.718.6	

Tabla 8.1 Totales de cada capítulo y total de la inversión

CONCLUSIONES

- ★ Toda planta de generación eléctrica que opere con sustancias tóxicas, inflamables y peligrosas debe regirse bajo las exigentes normas de seguridad y protección ambiental para evitar situaciones que atenten contra la vida de personas, afecten al medio circundante o pongan en riesgo equipos e infraestructuras.
- ★ En la Planta Punto Fijo la falta de mantenimiento se evidencia en los sistemas de generación, es decir, en las unidades turbo-generadoras y en los sistemas de almacenamiento y distribución de combustible, debido a que no se aplican las pautas de mantenimiento recomendadas por los fabricantes y las normas respectivas.
- ★ Las fugas de combustible presentes en la Planta, específicamente durante los arranques de las turbinas a gas, generan un alto riesgo de exposición de sustancias tóxicas y explosivas a los operadores y a los residentes que se encuentran ubicados en los alrededores de ésta.
- ★ El inadecuado manejo del combustible (Diesel N° 2) observado en la Planta, presumiblemente provoca contaminación de las zonas aledañas a la misma. Para disminuir este nivel de posible contaminación se realizó el estudio de un diseño recolector de este combustible.
- ★ La implementación de alternativas que disminuyan los riesgos presentes en el Parque de Generación aseguran un mejor nivel de protección para los operadores, el equipo y la infraestructura de la planta, y las áreas que se encuentran a los alrededores de la misma.
- ★ Cuando se manejan, distribuyen o almacenan sustancias peligrosas como el combustible líquido destilado se deben tomar en cuenta los factores de riesgo y los altos niveles de contaminación que este producto genera al medio ambiente. Para ello, es fundamental cumplir con la normativa que regula el

diseño de sistemas relacionados con esta sustancia y que describe las consideraciones más apropiadas.

- ★ La propuesta realizada en este trabajo sugiere la instalación de un sistema recolector de combustible líquido utilizando una red de tuberías que dirijan las fugas de las unidades hasta un tanque recolector y, posteriormente, ser conectado con el sistema principal de almacenamiento después de ser filtrado. Ésta es la mejor solución para aminorar los niveles de riesgos de explosiones y contaminación ambiental.

RECOMENDACIONES

- Se deben mejorar y realizar con mayor frecuencia los mantenimientos de los sistemas de almacenamiento y generación de energía de la Planta, tales como las unidades turbo-generadoras, los tanques de almacenamiento, sellos y empaaduras de las bombas y otros elementos importantes que constituyen el Parque de Generación Punto Fijo y de esta forma garantizar un mejor servicio de electricidad a la comunidad.
- Realizar un estudio exhaustivo de suelo para determinar el nivel de contaminación ambiental de las áreas que se encuentran en los alrededores de la Planta.
- Se propone como alternativa de recuperación de las zonas afectadas por la contaminación de combustible el método denominado Bioremediación, para la cual, se deben realizar los estudios respectivos.
- Se debe instruir a los operadores de la planta en el manejo, distribución y almacenamiento de sustancias peligrosas con la finalidad de disminuir los accidentes dentro de las instalaciones.
- Asignar una persona capacitada en el manejo de sustancias tóxicas, como lo es el Diesel N° 2, para que realice la conexión del camión cisterna con el sistema de recepción de la Planta. Con esto se evitan derrames de combustible que, posteriormente, pueden ocasionar accidentes o contaminar los suelos de las zonas verdes que se encuentran en los alrededores de la Planta.
- Instalar el sistema recolector y tratamiento para evitar que las fugas de combustible de las turbinas afecten al medio ambiente o pueda producir algún accidente en las instalaciones de la Planta.

- Instalar nuevos aparatos de medición de combustible ya que, de esta manera, se pueden controlar las pérdidas que puedan existir entre el combustible que ingresa por el almacén y el que es quemado por las unidades. De esta forma se determinan con mayor precisión las pérdidas de combustible en la Planta.

Apéndice 1. Comparación de Líquidos Combustibles y los Requerimientos de los Dispositivos

COMPARISON OF LIQUID FUELS AND SOME HARDWARE REQUIREMENTS				
FUEL TYPE	<u>TRUE DISTILLATES</u>		<u>ASH-BEARING FUELS</u>	
	LIGHT	HEAVY	CRUDES & BLENDED RESIDUAL FUELS	HEAVIER RESIDUAL FUELS
General Properties				
Ash Content	Trace	Trace	Low/Medium	High
Viscosity	Low	Medium	Wide Range	High
Volatility	High/Medium	Medium	Wide Range	Low
Nearest ASTM Type*				
Gas Turbine, D2880	0-GT, 1-GT, 2-GT	3-GT	3-GT	4-GT
Burner, D396	1, 2	(4)	4, 5	6
Diesel, D975	1-D, 2-D	(4-D)	4-D	---
Explosion-Proofing	Refer To applicable codes.	Refer To applicable codes.	Refer To applicable codes.	Refer To applicable codes.
Start-Up Fuel Required	With very light fuels	Some fuels	Nearly always	Always
Fuel Pretreatment	Usually none	Usually none	Nearly always	Always
Fuel Preheating	Some in cold locations	Nearly always	Nearly always	Always
Fuel Filtration	Always	Always	Always	Always
Fuel Combustion Atomization	Low pressure air	Low pressure air	Low or high pressure air	High pressure air
Combustor	Standard	Standard	Heavy Fuel	Heavy Fuel
Turbine Cleaning Capability	Not required	Not required	Required	Required

NOTE: The considerations listed in this table are not all-inclusive.

*Book of ASTM Standard, Parts 23 and 24.

Apéndice 2. Especificaciones del Combustible Líquido

LIQUID FUEL SPECIFICATIONS							
APPLICABILITY	PROPERTY	POINT OF APPLICABILITY (d)	ASTM TEST METHOD (e)	TRUE DISTILLATES (b)			
				LIGHT	HEAVY	CRUDES & BLENDED RESIDUAL FUELS	
						HEAVIER RESIDUAL FUELS (b)	
3.1 Gas Turbine Requirements	Kin. Viscosity, cSt, 100°F (37.8°C), min	Delivery	D445	.5 (d)	1.8	1.8	1.8
	Kin. Viscosity, cSt, 100°F (37.8°C), max	Delivery	D445	5.8	30	160	900
3.2 Environmental Code Related Requirements	Kin. Viscosity, cSt, 210°F (99.9°C), max (e)	Delivery	D445	---	4	13	30
	Specific Gravity, 60°F (15.6°C), max	Delivery	D1298	Report	Report	.96	.96 (f)
	Flash Point, °F (°C), min (g)	Delivery	D93	Report	Report	Report	Report
	Distillation Temp, 90% Point, °F (°C) max	Delivery	D86	650 (338)	Report	Report	Report
	Four Point, °F (°C), max	Delivery	D97	0 (-18)	Report	Report	Report
	Hydrogen, Wt. %, min (k)	Delivery	(i)	below min. ambient	Report	Report	Report
	Carbon Residue, Wt. % (10% Bottoms) max.	Delivery	D524	.25	Report	Report	Report
	Direct Pressure Atomization	Delivery	D524	1.0	1.0	1.0	---
	Carbon Residue, Wt. % (100% Sample) max.	Delivery	D524	---	---	Report	Report
	Air Atomization, Low Pressure	Delivery	D524	---	---	Report	Report
Air Atomization, High Pressure	Delivery	D524	---	---	Report	Report	
Ash, ppm, max	Combustor	D482	50	50	Report	Report	
Trace Metal Contaminants, ppm, max (h)	Combustor	(i)	1	1	1	1	
Sodium plus Potassium	Combustor	(i)	1	1	1	1	
Lead	Combustor	(i)	---	.5	.5	.5	
Vanadium (untreated)	Combustor	(i)	---	---	100	500	
Vanadium (treated 3/1 wt. ratio Mg/V)	Combustor	(i)	2	2	10	10	
Calcium	Combustor	(i)	Report	Report	Report	Report	
Other Trace Metals above 5 ppm	Combustor	(i)	Report	Report	Report	Report	
Filterable Dirt, mg/100ml, max	Delivery	D2276	4	10	Report	Report	
Water & Sediment, Vol. %, max.	Delivery	D1796	.1	.1	1.0	1.0	
Water Content, Vol. %, max.	Fuel Skid	D95	.1	.1	Report (j)	1.0	
Thermal Stability, Tube No., max.	Delivery	D1661	---	2	2	2	
Fuel Compatibility, Tube No., max.	Delivery	D1661	---	2	2	2	
(50/50 mix with second fuel)	Delivery	D1661	---	2	2	2	
Cetane No., min (Diesel Engine Start Only)	Delivery	D975	40	---	---	---	
Sulfur, Wt. %, max	Delivery	(i)	Report	Report	Report	Report	
Wax content, Wt. %, max	Delivery	(i)	---	---	Report	---	
Wax Melting Point, °F	Delivery	(i)	---	---	Report	---	

The specifications below apply only when specific environmental codes exist

3.2 Environmental Code Related Requirements	Sulfur, Wt. %, max	Delivery	D129	(i)	Compliance to any applicable codes. Fuel-bound nitrogen may be limited to meet any applicable codes on total NO _x emission.
	Nitrogen, Wt. %, max	Delivery	(i)	(i)	Minimum hydrogen level may be necessary to meet any applicable stack plume opacity limits (k).
	Hydrogen, Wt. %, min	Delivery	(i)	(i)	Ash plus vanadium content of ash-bearing fuels may be limited to meet applicable stack particulate emission codes. (l)
	Ash plus Vanadium, ppm, max	Delivery	(i)	(i)	

Apéndice 3. Sistema Esquemático del Sistema Fuel Forwarding Skid

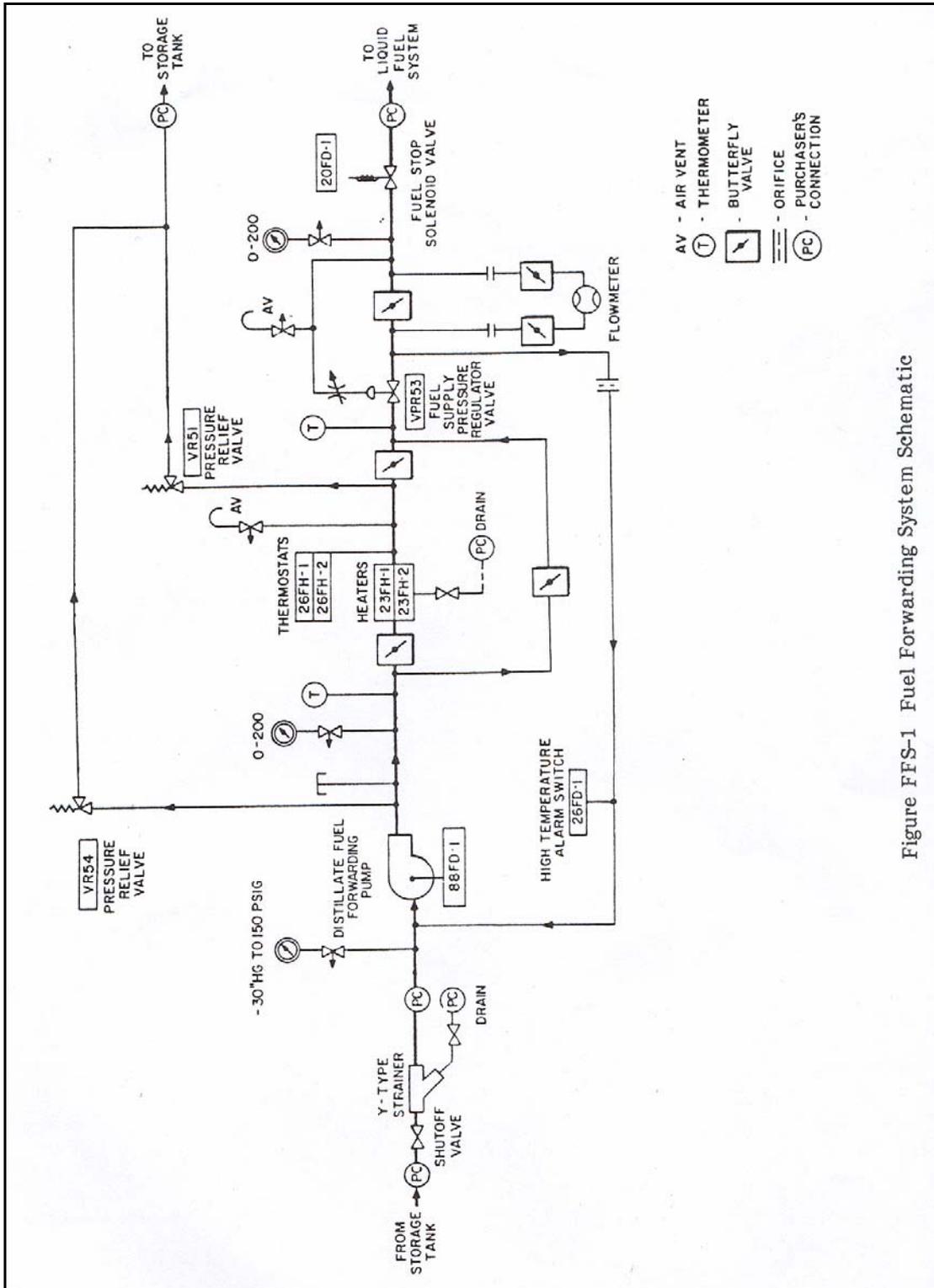


Figure FFS-1 Fuel Forwarding System Schematic

Apéndice 4. Informes Falla en unidades de Generación y Planta

Apéndice

		FALLAS EN UNIDADES DE GENERACIÓN Y PLANTA				FECHA: 31/03/03 3	
DIVISIÓN DE GENERACION CENTRAL		PLANTA: PUNTO FIJO				PAGINA: 1/2	
UNIDAD O EQUIPO	FECHA	FALLAS OCURRIDAS	AREA (M, E, C)	CAUSAS	TIEMPO O RECUP. (HORAS)	OBSERVACIONES	
TG#07	07/03/03 09:55	SOBRE CORRIENTE R, BLOQUEO GENERADOR	E	APAGÓN GENERAL AL DISPARAR DOBLE TERNA IPP	01		
TG#07	12/03/03 01:07	ALTA TEMPERATURA DE ESCAPE Y BLOQUEO GENERADOR	E	PROBLEMAS EN EXCITATRIZ	81	SE HIZO MANTENIMIENTO DE LIMPIEZA A G.A.C Y SE REVISARON ELEMENTOS DE EXCITATRÍZ, SIENDO NECESARIO SUSTITUIR UN TIRISTOR QUE SE RETIRO DE TG#11	
TG#07	18/03/03 22:50	DISPARO TRANSFORMADOR PRINCIPAL Y SOBRE CORRIENTE R,S	E	APAGÓN POR DISPARO DOBLE TERNA IPP	01		
TG#07	22/03/03 05:33	BAJA PRESIÓN DE COMBUSTIBLE	E	APAGÓN POR C.C BARRA 34.5 KV DISYUNTOR DE CCTO. MANAURE DE S/E PUNTO FIJO I	13		
TG#09	18/03/03 22:50	SOBREVOLTAJE FASE R, BLOQUEO GENERADOR	E	APAGÓN POR DISPARO DOBLE TERNA IPP	01		
TG#09	22/03/03 05:33	BAJA PRESIÓN DE COMBUSTIBLE	E	APAGÓN POR C.C BARRA 34.5 KV DISYUNTOR DE CCTO. MANAURE DE S/E PUNTO FIJO I	05		

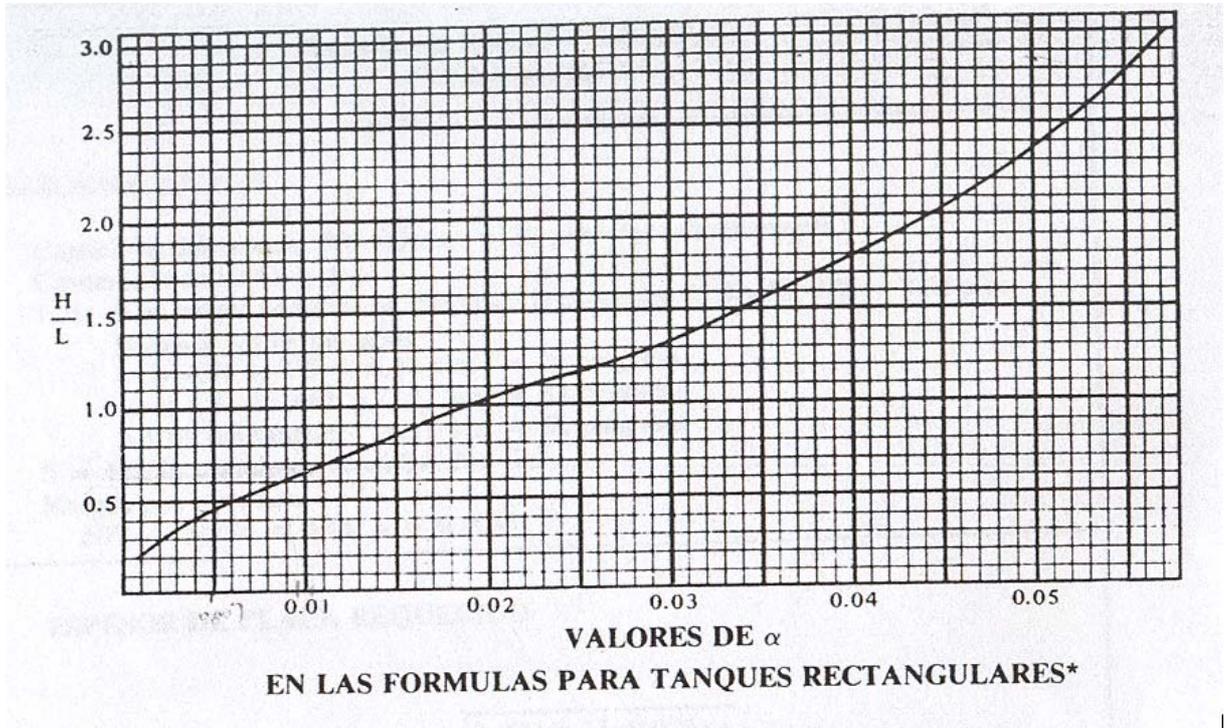
Apéndice

TG#13	18/03/03 14:50	ALTA TEMPERATURA DE ESCAPE	E	DAÑO EN DIVISOR DE FLUJO	09	SUSTITUIDO DIVISOR DE FLUJO
TG#13	22/03/03 22:50	BAJA PRESIÓN DE ACEITE LUBRICANTE	M	APAGÓN POR C.C BARRA 34.5 KV DISYUNTOR DE CCTO. MANAURE DE S/E PUNTO FIJO I	03	
TG#13	26/03/03 05:50	SOBREVELOCIDAD, ALTO DIFERENCIAL TEMP. ESCAPE, FALLA POSICIÓN SERVO	E	PROBLEMAS EN CABLEADO DE CLUTHC MAGNÉTICO COMB. LIQUIDO	75	ABIERTO PERMISO DE CONSIGNACIÓN N 1119. SE SUSTITUYO CABLE DE CLUTCH MAGNÉTICO, RESISTENCIA DIVISOR DE VOLTAJE REEMPLAZADA, SE PRORROGÓ PERMISO POR PROBLEMAS DE SINCRONIZACIÓN GENERADOR, ENCONTRÁNDOSE LUEGO PLUG SULFATADO DE TP.

Apéndice 5. Tabla de Propiedades de Combustible Diesel (Norma COVENIN 622)

Propiedad	Diesel Mediano		Diesel Pesado		Gasóleo Industrial		Método de Ensayo
	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	
Agua y Sedimentos % (v/v)	-	0.1	-	0.2	-	0.1	COVENIN 422
Contenido de Azufre % (P/P)	-	0.5	-	0.15	-	1	COVENIN 1133
Contenido de Cenizas % (p/p)	-	0.01	-	0.02	-	0.01	COVENIN 2900
Corrosión a la lánima de cobre, 3 horas a 50°C	-	2	-	-	-	2	COVENIN 872
Destilación 90% volumen recuperado, °C	-	360	-	-	-	370	COVENIN 850
Punto de Inflamación °C	52	-	60	-	60	-	COVENIN 425
Residuo de Carbón Conradsaon % (p/p)	-	0.15	-	0.5	-	0.15	COVENIN 879
Viscosidad Cinemática 40°C, CST	1.6	5.2	4	10	-	6.7	COVENIN 424
Color	-	2.5	-	-	-	3	COVENIN 890
Punto de Fluidez, °C	-	0	-	0	-	6	COVENIN 877
Gravedad Específica a 15°C	Indicar		Indicar		Indicar		COVENIN 1143
Numero de Cetano	43	-	35	-	-	-	COVENIN 1143
Contenido de Metales A, ppm:							COVENIN 3801 ASTM D 3605
Sodio + Potasio	-	-	-	-	-	1	
Vanadio	-	-	-	-	-	0.5	
Calcio	-	-	-	-	-	2	
Plomo	-	-	-	-	-	1	COVENIN 2296
Valor calorífico Bruto Kcal/Kg (Btu/lb)	-		-		Indicar		ASTM D 4868

Apéndice 6. Valores de α en las formulas para Tanques Rectangulares



Apéndice 7. Cálculo de la Radiación

Datos :

$A := 10.56\text{m}^2$	$I = \text{Intensidad Calorífica [cal/hr}^2]$
$Z := 3.3\text{m}$	$F = \text{Fracción de Calor Irradiado}$
$d := 840 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	$Q = \text{Calor Total Liberado [cal/hr]}$
$C := 19120 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$	$\theta = \text{Ángulo de incidencia}$
$B := 0.14 \frac{\text{m}}{\text{hr}}$	$R = \text{Distancia desde el centro de la llama al punto P [m]}$
$F := 0.04$	$B = \text{Velocidad de Quemado [m/hr]}$
$X_a := 1\text{m}$	$A = \text{Área del tanque [m}^2]$
$L_o := 4.8\text{m}$	$d = \text{Densidad del Líquido [kg/m}^3]$
	$C = \text{Valor Calorífico del Combustible [cal/kg]}$
	$X = \text{Distancia entre la Pared del Tanque y el Punto de Interés P[m]}$
	$Z = \text{Altura del Tanque}$
	$L_o = \text{Lado más largo del tanque}$

1.) Calor Total Liberado

$$Q := A \cdot B \cdot d \cdot C \qquad Q = 1.319 \times 10^7 \frac{\text{kcal}}{\text{hr}} \qquad Q = 5.235 \times 10^7 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$$

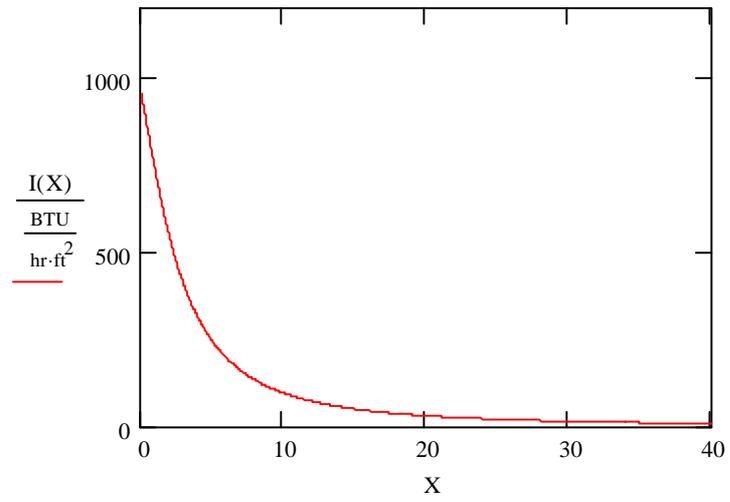
2.) Distancia R

$$R(X) := \sqrt{\left(X + \frac{L_o}{2}\right)^2 + \left(\frac{L_o}{2}\right)^2}$$

2.) Cosθ:

$$\cos \theta(X) := \frac{X + \left(\frac{L_o}{2}\right)}{R(X)}$$

Apéndice



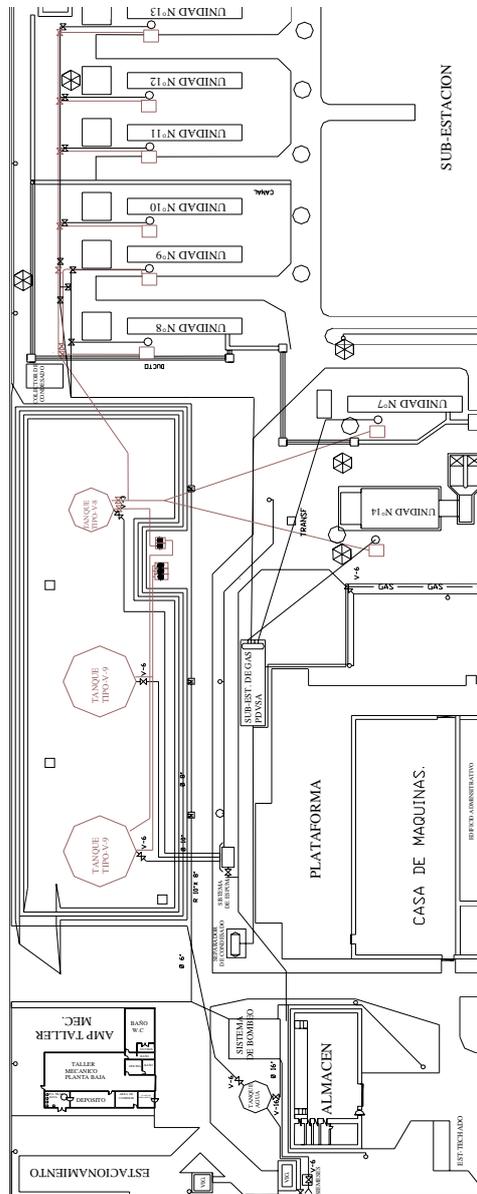
$X := 5\text{m}$

Given

$$I(X) = 440 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}\cdot\text{ft}^2}$$

$$\text{Find}(X) = 2.707\text{m}$$

Apéndice 8. Plano de la Planta



Apéndice 9. Pintura, Especificaciones para la Preparación de Superficies

PINTURA		
TABLA III, ESPECIFICACIONES PARA LA PREPARACION DE SUPERFICIES		
Referencia a la Tabla I	Titulo y objetivo	Número de especificación
1	LIMPIEZA CON DISOLVENTES Eliminación de aceite, grasa, mugre, tierra natural, sales y contaminantes con disolventes, emulsiones, compuestos para limpieza o vapor de agua.	SSPC-SP 1-63
2	LIMPIEZA CON HERRAMIENTAS DE MANO Eliminación de escamas de laminación sueltas, herrumbre y pintura sueltos cepillando, lijando, raspando o eliminando las rebabas a mano o con otras herramientas manuales de impacto, o por combinación de estos métodos.	SSPC-SP 2-63
3	LIMPIEZA CON MAQUINAS HERRAMIENTAS Eliminación de escamas de laminación sueltas, herrumbre y pintura sueltos con cepillos de alambre, herramientas de impacto, esmeriles y lijadoras mecánicas o por combinación de estos métodos.	SSPC-SP 3-63
4	LIMPIEZA A LA FLAMA DEL ACERO NUEVO Eliminación de escamas, herrumbre y otras materias extrañas perjudiciales por medio de llamas oxiacetilénicas de alta velocidad, seguida por la limpieza con cepillo de alambre.	SSPC-SP 4-63
5	LIMPIEZA A METAL BLANCO CON CHORRO A PRESION Eliminación de escamas de laminación, herrumbre, de oxidación, pintura o materia extraña por medio de chorro de arena, moyuelo o munición hasta obtener una superficie metálica de color uniforme blanco grisáceo.	SSPC-SP 5-63
6	LIMPIEZA COMERCIAL CON CHORRO A PRESION Eliminación completa de las escamas de laminación, herrumbre, escamas de oxidación, pintura o materia extraña, excepto las sombras, rayaduras o decoloraciones ligeras ocasionadas por la oxidación, el manchado, los óxidos de escamas de laminación y los residuos de pintura o recubrimientos que pueden quedar.	SSPC-SP 6-63
7	LIMPIEZA DE CEPILLADO PROFUNDO A CHORRO DE PRESION Eliminación de todos los residuos, excepto los de alto grado de adherencia de las escamas de laminación, herrumbre y pintura mediante el impacto de abrasivos. (Arena, moyuelo o munición).	SSPC-SP 7-63
8	LIMPIEZA QUIMICA Eliminación completa de las escamas de laminación, herrumbre y escamas de oxidación por reacción química, electrólisis, o por ambos procesos. La superficie debe quedar sin restos de ácido, álcali y lodos que no hayan reaccionado o sean perjudiciales.	SSPC-SP 8-63
10	LIMPIEZA A CHORRO HASTA LOGRAR UNA SUPERFICIE CASI BLANCA Eliminación de casi toda la escama de laminación, herrumbre, escamas de oxidación, pintura o materia extraña por medio de abrasivos (arena, moyuelo, munición). Pueden quedar las sombras, rayaduras o decoloraciones muy ligeras producidas por manchas de oxidación, óxidos de escamas de laminación o residuos ligeros muy adheridos de pintura o recubrimientos.	SSPC-SP 10-63T

Apéndice 10. Cálculo de la Bomba y Curvas del Sistema

Cálculo de las pérdidas desde el tanque recolector hasta la recepción de combustible (H1)

$D_1 := 3.068\text{in}$ donde el diámetro externo es igual a $D = 3\text{ in}$ y el material de la tubería es acero comercial Sch 40

$\varepsilon := 0.00015\cdot\text{ft}$ Rugosidad del acero comercial Sch 40

Caudal supuesto para realizar los cálculos:

$$Q := 126.80 \frac{\text{gal}}{\text{min}} \quad v := \frac{Q}{\frac{\pi \cdot D_1^2}{4}}$$

$v = 1.677 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ Velocidad media de trabajo

$\Delta Z := 15\text{m}$

$v := 0.00006458 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \Rightarrow v = 6\text{cSt} = 45.6\text{SSU}$ Viscosidad del Gasoil N° 2 Industr

$L_0 := 5\text{m}$

$L_1 := 20\text{m}$

$L_2 := 43\text{m}$

$L_3 := 30\text{m}$

$L_4 := 10\text{m}$

$L_5 := 6\text{m}$

$L_{1eq.tuberías}$ = longitud equivalente para el primer tramo, es decir, desde el tanq recolector hasta la conexión del sistema de almacenamiento con el recolector

$$L_{1eq.tuberías} := L_0 + L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 \quad L_{1eq.tuberías} = 114\text{m}$$

Longitud equivalente para los accesorios presentes entre el tanque recolector y la conexión con el sistema principal de almacenamiento

Longitud Equivalente Codos de $90^\circ \Rightarrow L_{eq.1} := 30 \cdot D_1 \Rightarrow L_{eq.1} = 2.338\text{m}$

En este sistema existen 15 codos

$$L_{eqxcodos} := L_{eq.1} \cdot 15 \Rightarrow L_{eqxcodos} = 35.067 \text{ m}$$

$$\text{Longitud Equivalente Válvula de Paso} \Rightarrow L_{eq.2} := 8 \cdot D_1 \Rightarrow L_{eq.2} = 0.623 \text{ m}$$

En este sistema existen 7 Válvulas de Paso

$$L_{eqxVpaso} := 7 \cdot L_{eq.2} \Rightarrow L_{eqxVpaso} = 4.364 \text{ m}$$

$$\text{Longitud Equivalente Válvula Chek} \Rightarrow L_{eq.3} := 100 \cdot D_1 \Rightarrow L_{eq.3} = 7.793 \text{ m}$$

En este sistema existen 1 Válvula Chek

$$L_{eqxVchek} := 1 \cdot L_{eq.3} \Rightarrow L_{eqxVchek} = 7.793 \text{ m}$$

$$L_{TotalXaccesorios} := L_{eqxcodos} + L_{eqxVpaso} + L_{eqxVchek}$$

$$\text{La longitud total : } L_1 := L_{TotalXaccesorios} + L_{1eq.tuberías} \quad L_1 = 161.224 \text{ m}$$

Calculando el Reynolds :

$$Re := \frac{(v \cdot D_1)}{\nu} \quad Re = 21785.835$$

donde :

v = Velocidad media del fluido
 D = Diámetro de la Tubería
 ν = Viscosidad del fluido de trabajo
 (diesel N° 2)

Utilizando la ecuación de Swami para el cálculo del **Coefficiente de Fricción** se tiene que:

$$f := \frac{0.25}{\left(\log \left(\frac{\varepsilon}{3.7 \cdot D_1} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right)^2} \quad f = 0.027$$

$$h_f = f \cdot \frac{L_1}{D_1} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad h_f = k \cdot Q^2 \quad v = \frac{Q}{A} \quad A = \frac{\pi \cdot D_1^2}{4}$$

Igualando h_f

$$h_f = f \cdot \frac{L_1}{D_1} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad h_f = k \cdot Q^2 \quad f \cdot \frac{L_1}{D_1} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = k \cdot Q^2$$

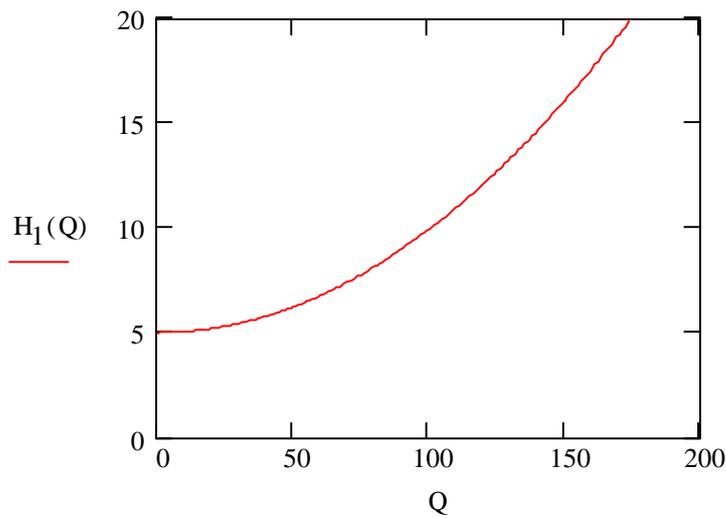
Sustituyendo la velocidad:

$$f \cdot \frac{L_1}{D_1} \cdot \frac{Q^2}{A^2 \cdot 2 \cdot g} = k \cdot Q^2 \quad \Rightarrow \quad f \cdot \frac{L_1}{D} \cdot \frac{16}{\pi^2 \cdot D_1^4 \cdot 2 \cdot g} = k$$

$$k := f \cdot \frac{L_1}{D_1^5} \cdot \frac{16}{\pi^2 \cdot 2 \cdot g} \quad k = 1.239 \times 10^5 \frac{s^2}{m^5} \quad k := k \cdot \frac{\text{gal}^2}{\text{min}^2 \cdot m}$$

$$H_1(Q) := \Delta Z + k \cdot Q^2 \quad k = 0.00049329$$

$$Q := 0..200 \quad h_s := f \cdot \frac{7m}{D_1^5} \cdot \frac{16}{\pi^2 \cdot 2 \cdot g} \cdot \frac{\text{gal}^2}{\text{min}^2 \cdot m} \cdot 126.8^2 \quad h_s = 0.344$$



Cálculo de las pérdidas desde la recepción de combustible hasta el Tanque Nº 1 (H2)

$D_2 := 6.065\text{in}$ donde el diámetro externo es igual a $D = 6\text{ in}$ y el material de la tubería es acero comercial Sch 40

$\varepsilon := 0.00015 \cdot \text{ft}$ Rugosidad del acero comercial Sch 40

Caudal supuesto para realizar los cálculos:

$$Q := 126.80 \frac{\text{gal}}{\text{min}} \quad v := \frac{Q}{\frac{\pi \cdot D_2^2}{4}}$$

$$v = 0.429 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad \text{Velocidad media de trabajo}$$

$$\Delta Z_2 := 10 \quad \text{m}$$

$$v := 0.0000484 \frac{\text{ft}^2}{\text{s}} \Rightarrow v = 4.5 \text{cSt} = 40.79 \text{SSU} \quad \text{Viscosidad del Gasoil N° 2}$$

$$L_6 := 75 \text{m}$$

$$L_7 := 2.5 \text{m}$$

$$L_{2\text{eq.tuberías}} := L_6 + L_7 \quad L_{2\text{eq.tuberías}} = 77.5 \text{m}$$

Longitud equivalente para los accesorios :

$$\text{Longitud Equivalente Codos de } 90^\circ \Rightarrow L_{\text{eq.2.1}} := 30 \cdot D_2 \Rightarrow L_{\text{eq.2.1}} = 4.622 \text{m}$$

En este sistema existen 1 codos

$$L_{\text{eqxcodo}} := L_{\text{eq.2.1}} \cdot 1 \Rightarrow L_{\text{eqxcodo}} = 4.622 \text{m}$$

$$L_{\text{eqxcodo}} := L_{\text{eq.2.1}} \cdot 1 \Rightarrow L_{\text{eqxcodo}} = 4.622 \text{m}$$

$$\text{Longitud Equivalente Válvula de Paso} \Rightarrow L_{\text{eq.2.2}} := 8 \cdot D_2 \Rightarrow L_{\text{eq.2.2}} = 1.232 \text{m}$$

En este sistema existen 1 Válvulas de Paso:

$$L_{\text{eqxVpaso}} := 1 \cdot L_{\text{eq.2.2}} \Rightarrow L_{\text{eqxVpaso}} = 1.232 \text{m}$$

Apéndice

Longitud Equivalente de las Uniones en T => $L_{eq.2.3} := 20 \cdot D_2$

$$\Rightarrow L_{eq.2.3} = 3.081 \text{ m}$$

En este sistema existen 1 Unión en T:

$$L_{eqxUniónT} := 1 \cdot L_{eq.2.3} \quad \Rightarrow \quad L_{eqxUniónT} = 3.081 \text{ m}$$

$$L_{TotalXaccesorios} := L_{eqxcodo} + L_{eqxVpaso} + L_{eqxUniónT}$$

La longitud total : $L_2 := L_{TotalXaccesorios} + L_{2eq.tuberías}$

$$L_2 = 86.435 \text{ m}$$

Calculando el Reynolds:

$$Re := \frac{(v \cdot D_2)}{\nu} \quad \text{donde :}$$

v = Velocidad media del fluido
 D = Diámetro de la Tubería
 ν = Viscosidad del fluido de trabajo
 (diesel Nº 2)

$$Re = 1.47 \times 10^4$$

Utilizando la ecuación de Swami para el cálculo del coeficiente de fricción se tiene que:

$$f := \frac{0.25}{\left(\log \left(\frac{\epsilon}{3.7 \cdot D_2} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right)^2} \quad f = 0.029$$

$$h_f = f \cdot \frac{L_2}{D_2} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad h_f = k \cdot Q^2 \quad v = \frac{Q}{A} \quad A = \frac{\pi \cdot D_2^2}{4}$$

Igualando h_f

$$f \cdot \frac{L_2}{D_2} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = k \cdot Q^2$$

Sustituyendo la velocidad:

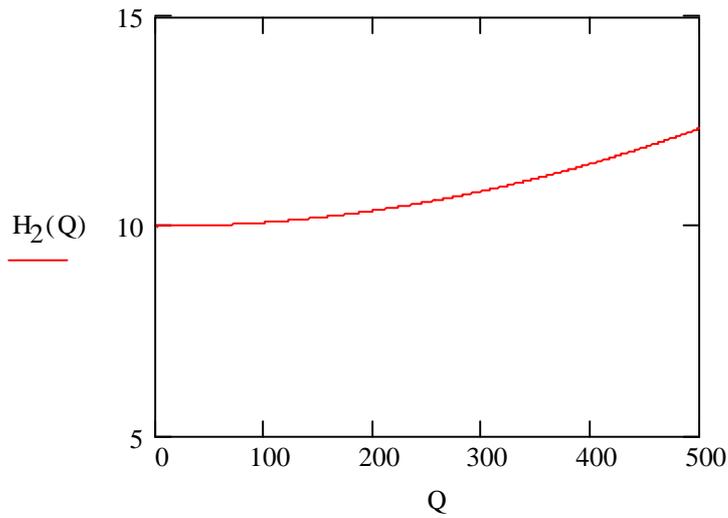
$$f \cdot \frac{L_2}{D_2} \cdot \frac{Q^2}{A_2^2 \cdot 2 \cdot g} = k \cdot Q^2 \quad \Rightarrow \quad f \cdot \frac{L_2}{D_2} \cdot \frac{16}{\pi^2 \cdot D_2^4 \cdot 2 \cdot g} = k$$

Apéndice

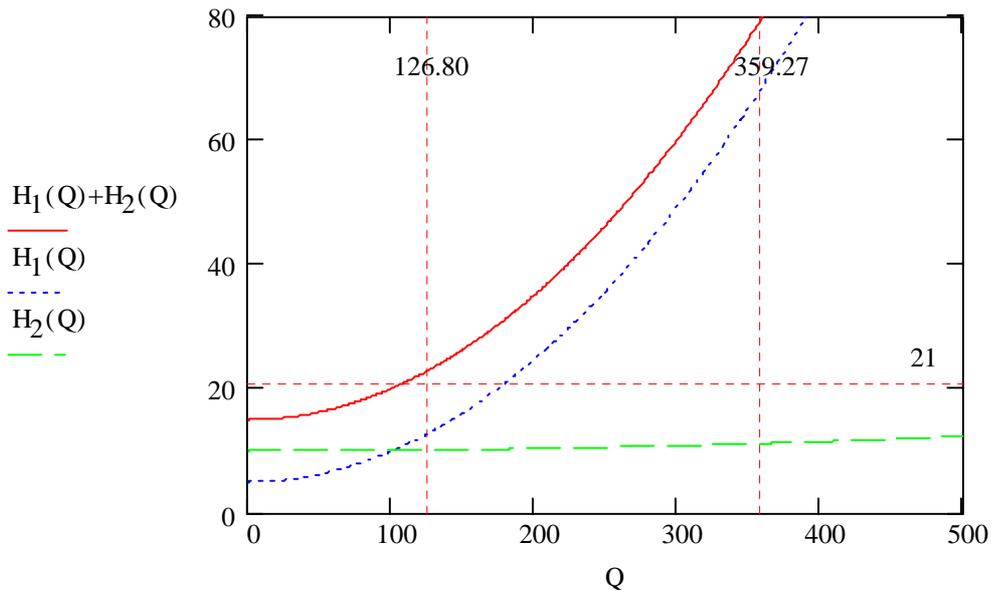
$$k := f \cdot \frac{L_2}{D_2^5} \cdot \frac{16}{\pi^2 \cdot 2 \cdot g} \quad k = 2.351 \times 10^3 \frac{s^2}{m^5} \quad k := k \cdot \frac{\text{gal}^2}{\text{min}^2 \cdot \text{m}}$$

$$H_2(Q) := \Delta Z_2 + k \cdot Q^2$$

Q := 0..500



Q := 0..500



H.1 = Es la curva del sistema que yo voy a instalar
 H.2 = Es la curva de la recepción hasta el tanque N°1
 H.3 = Es la curva del sistema de recepción
 H.1 + H.2 = curva de la suma de las dos pérdidas
 las unidades estan en galones por minutos por metros de gasoil, 126.80 ed caludal
 que yo considere inicialmente
 y 359,22 es el cuadal que opera la bomba de la recepción

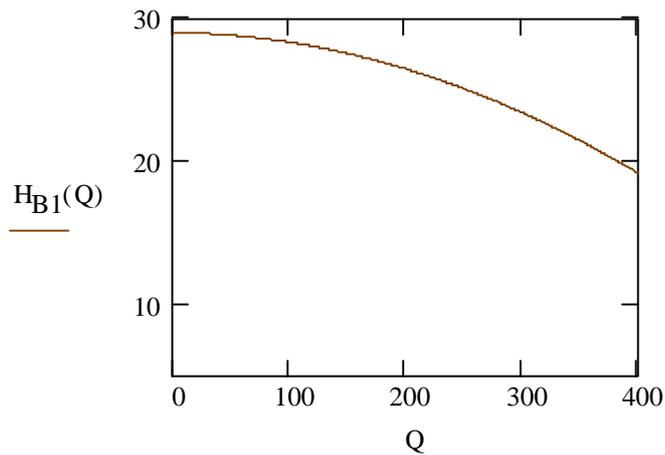
Calculando una estimación de la bomba de recepción con datos experimentales

$$H_{b1} := \begin{pmatrix} 21 \\ 29 \\ 24.36 \end{pmatrix} \quad Q_{b1} := \begin{pmatrix} 359.27 \\ 0 \\ 272 \end{pmatrix}$$

$$c_1 := \text{regress}(Q_{b1}, H_{b1}, 2) \quad c_1 = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 29 \\ -8.25 \times 10^{-4} \\ -5.968 \times 10^{-5} \end{pmatrix}$$

$$H_{B1}(Q) := c_{1_3} + c_{1_4} \cdot Q + c_{1_5} Q^2$$

Q := 0..500



$H_{B1}(320) = 22.624$

Suma de las curvas en paralelo H.1 mas H.3

Punto # 1

Given

$$H_3(Q) = 6$$

$$Q_{3.1} := \text{Find}(Q) \quad Q_{3.1} = 121.138$$

Given

$$H_1(Q) = 6$$

$$Q_{1.1} := \text{Find}(Q) \quad Q_{1.1} = 45.025$$

$$Q_1 := Q_{1.1} + Q_{3.1}$$

Punto # 1 $Q_1 = 166.163$ $Ho_1 := 6$

$$Q_o := \begin{pmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{pmatrix} \quad Ho := \begin{pmatrix} Ho_1 \\ Ho_2 \\ Ho_3 \end{pmatrix}$$

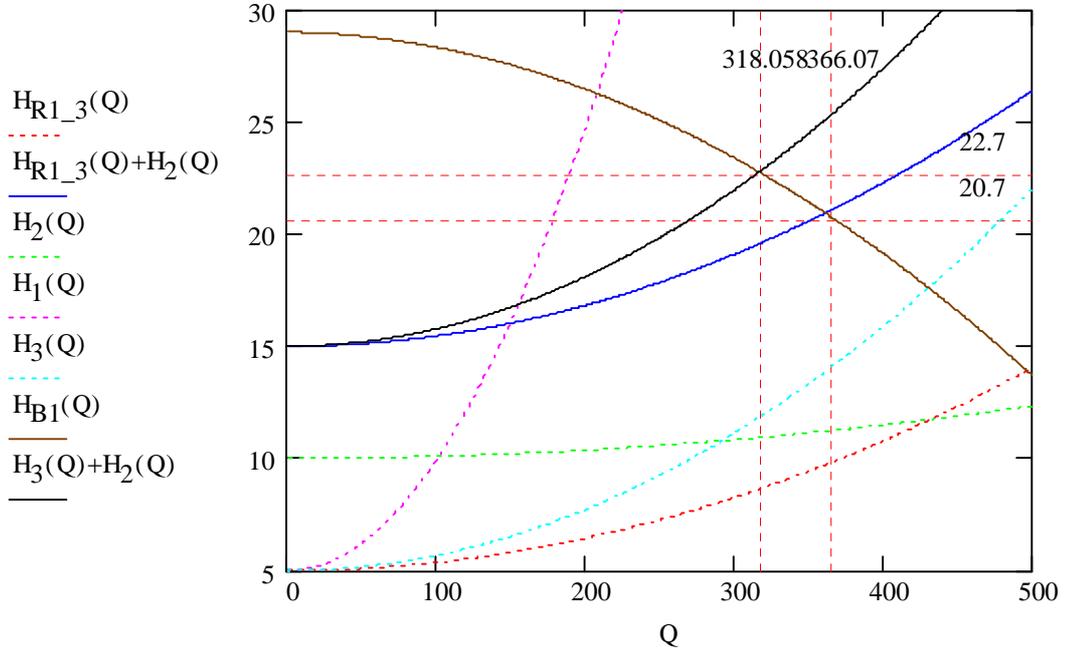
$$c_2 := \text{regress}(Q_o, Ho, 2)$$

$$H_{R1_3}(Q) := c_{2_3} + c_{2_4} \cdot Q + c_{2_5} Q^2 \quad \text{HR:Es la curva H1+H3 en Paralelo}$$

$$Q := 0..500$$

Apéndice

$Q := 0..500$



$Q := 100$

Given

$$H_{B1}(Q) = 20.7$$

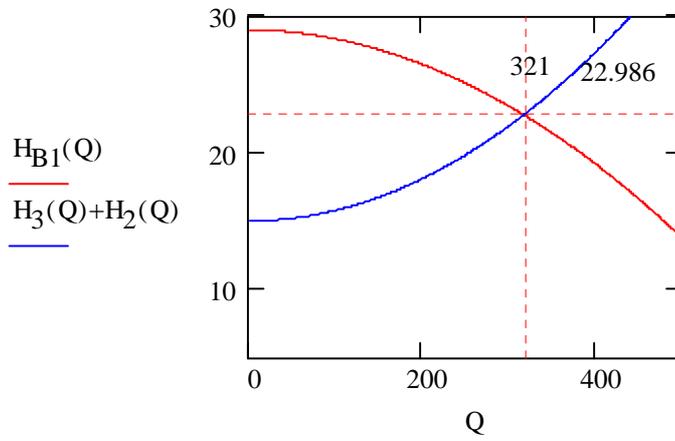
$$\text{Find}(Q) = 366.07$$

Given

$$H_{B1}(Q) = 22.7$$

$$\text{Find}(Q) = 318.058$$

$$(H_1(126.8) + H_2(126.8))_m = 75.727 \text{ ft}$$

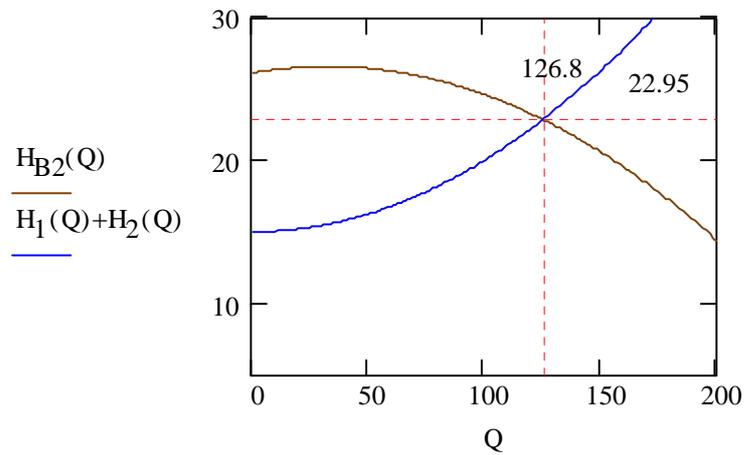


$$H_{b2} := \begin{pmatrix} 87 \\ 84 \\ 60.5 \end{pmatrix} \frac{\text{ft}}{\text{m}} \quad Q_{b2} := \begin{pmatrix} 20 \\ 80 \\ 169.2 \end{pmatrix}$$

$$c_3 := \text{regress}(Q_{b2}, H_{b2}, 2) \quad c_3 = \begin{pmatrix} 3 \\ 3 \\ 2 \\ 26.125 \\ 0.028 \\ -4.361 \times 10^{-4} \end{pmatrix}$$

$$H_{B2}(Q) := c_{3_3} + c_{3_4} \cdot Q + c_{3_5} Q^2$$

$$Q := 0..200$$



Suma de las curvas en paralelo HB.1 mas HB.2

Punto # 1

$Q := 100$

Given

$H_{B1}(Q) = 20$

$Q_{B1.1} := \text{Find}(Q) \quad Q_{B1.1} = 381.475$

Given

$H_{B2}(Q) = 20$

$Q_{B2.1} := \text{Find}(Q) \quad Q_{B2.1} = 155.421$

$Q_{B3.1} := Q_{B1.1} + Q_{B2.1}$

Punto # 1 $Q_{B3.1} = 536.896 \quad Ho_1 := 20$

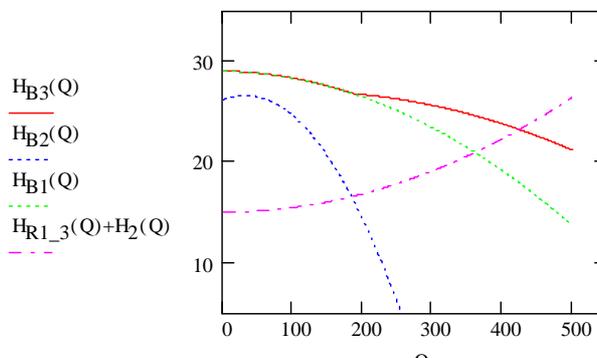
$$Q_{o3} := \begin{pmatrix} Q_{B3.1} \\ Q_{B3.2} \\ Q_{B3.3} \end{pmatrix} \quad Ho_3 := \begin{pmatrix} Ho_1 \\ Ho_2 \\ Ho_3 \end{pmatrix} \quad Ho_3 = \begin{pmatrix} 20 \\ 26.5 \\ 22 \end{pmatrix}$$

$c_4 := \text{regress}(Q_{o3}, Ho_3, 2)$

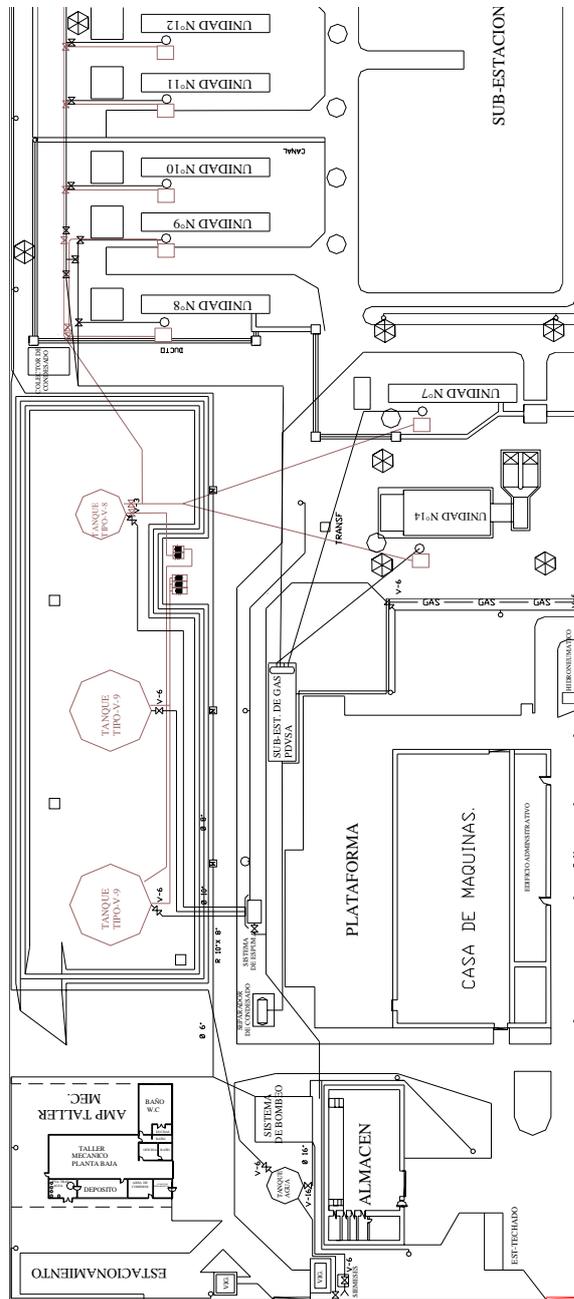
$H_{B3}(Q) := c_{4_3} + c_{4_4} \cdot Q + c_{4_5} \cdot Q^2$ **HB3:Es la curva resultante de la bomba # 1 con la bomba #2 sumadas en Paralelo**

$$H_{B3}(Q) := \begin{cases} H_{B1}(Q) & \text{if } Q < 188 \\ c_{4_3} + c_{4_4} \cdot Q + c_{4_5} \cdot Q^2 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Curvas equivalentes de las bombas y las curvas del Sistema



Apéndice 11. Curvas de la Bomba



Apéndice 12. Número y dimensiones de Pasa-hombres (Norma COVENIN 2239)

TABLA 2. Número y dimensiones de pasa-hombres

DIAMETRO NOMINAL DEL TANQUE	MINIMO NUMERO Y DIMENSION DE PASA-HOMBRES			
	PARED		TECHO	
	TODO TIPO TANQUE		TANQUE TECHO FIJO	TANQ. TECHO. FLOT. (* (**))
m (pie)	No.	mm (pulg)	No.	mm (pulg)
3 - 6 (10 - 20)	1	600 (24)	1	500 (20) 1 750 (30)
> 6 - 9 (>20 - 30)	2	600 (24)	2	500 (20) 1 750 (30)
> 9 - 12 (>30 - 40)	2	600 (24)	2	500 (20) 1 750 (30)
> 12 - 18 (>40 - 60)	1 1	600 (24) 750 (30)	2	500 (20) 1 750 (30)
> 18 - 27 (>60 - 90)	1 1	600 (24) 750 (30)	2	600 (24) 2 750 (30)
> 27 (> 90)	2 1	600 (24) 750 (30)	2	600 (24) 2 750 (30)

Apéndice 13. Velocidad de Quemado para el Cálculo de la Radiación (Norma COVENIN 2239)

<u>Velocidad de Quemado (Burning Rates)</u>	
<u>HIDROCARBURO</u>	<u>VELOCIDAD</u>
	m/s (pies/h)
GASOLINA	0,27 (0,88)
KEROSENE	0,17 (0,56)
FUEL OIL	0,14 (0,46)
JP-4	0,24 (0,79)
JP-5	0,24 (0,78)
CRUDO (≥ 25 °API)	0,19 (0,62)
CRUDO (< 25 °API)	0,19 (0,62)

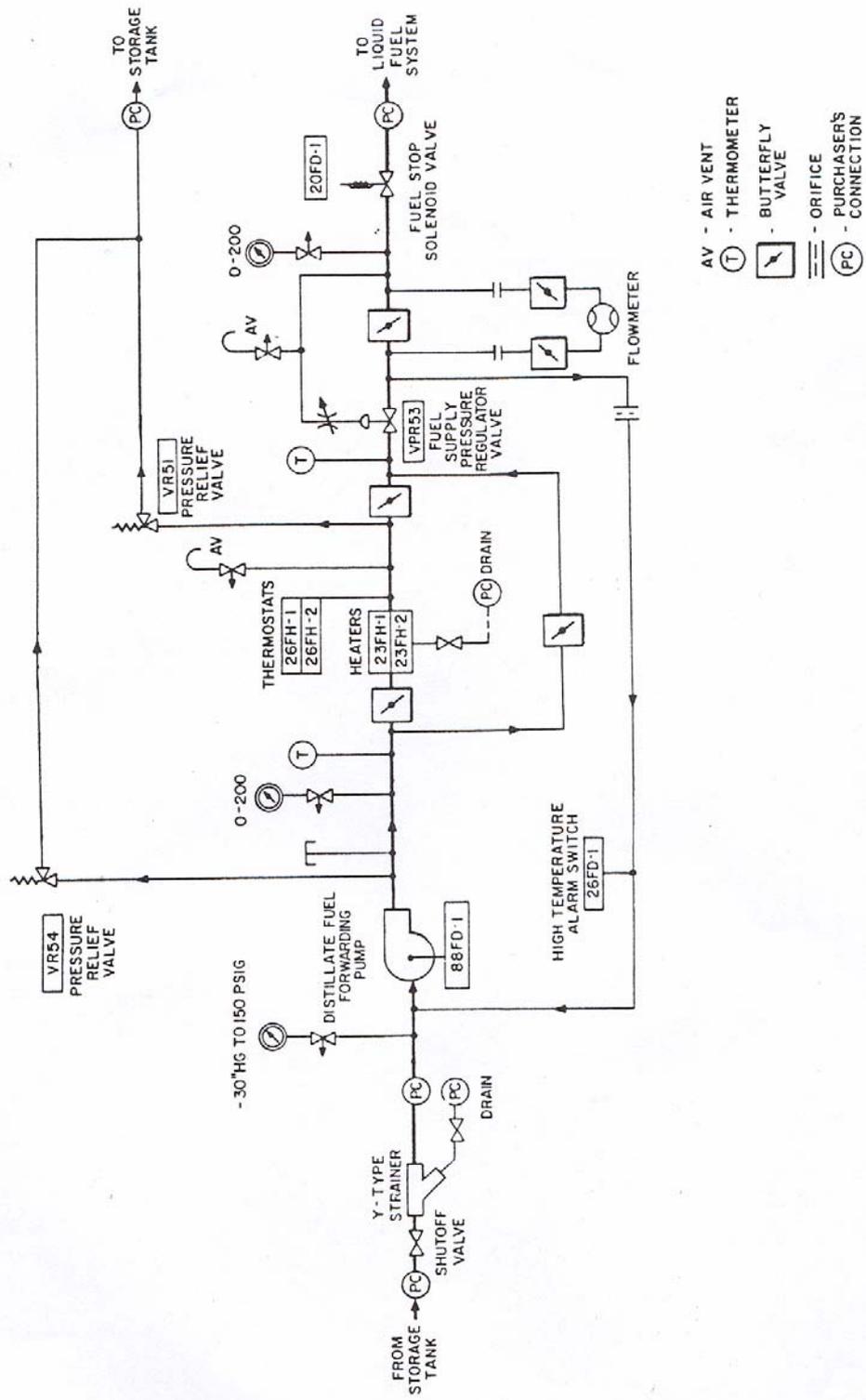


Figure FFS-1 Fuel Forwarding System Schematic

Apéndice

CONSTRUCTORA CARPER, C.A.					
RIF.: j-090226010		BIBLIOGRAFIA		Página N°: 1	
IIT.: 04037710011				Fecha: 15/10/2003	
PRESUPUESTO					
a: SISTEMA RECOLECTOR DE FUGAS DE COMBUSTIBLE LIQUIDO Avenida Ollarvides, Urbanización Las Margaritas, Punto Fijo Estado Falcón					
trato N°: TESIS DE GRADO					
dietaario: Compañía Anonima de Administración y Fomento Eléctrico - C.A.D.A.F.E.					
RTIDA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	TOTAL Bs
1	E011010500 ESTUDIOS PRELIMINARES PARA IMPLATACION DE PROYECTOS	M2	12.500,00	160,00	2.000.000,00
2	E-012110101 LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO EN AREAS MENORES DE 1 HA, INCLUYE LEVANTAMIENTO PLANO ALTIMETRICO Y DE NIVELACION	HA	1,00	1.000.000,00	1.000.000,00
3	E-015030103 PROYECTO DE INSTALACIONES PARA EDIFICACIONES COMERCIALES E INDUSTRIALES	M2	12.500,00	150,00	1.875.000,00
4	C-03-80-001-02 EXCAVACION A MANO PARA ESTRUCTURAS, PARA LA PREPARACION DEL SITIO, DE CUALQUIER PROFUNDIDAD, CON EMPLEO DE COMPRESORES, APILAMIENTO O BOTE, TRANSPORTE HASTA 200 M DE DISTANCIA.	M3	65,00	9.128,01	593.320,65
5	E-317.000.000 COMPACTACION DE RELLENOS CON APISONADORES DE PERCUCION CORRESPONDIENTE A LOS ASIENOS DE FUNDACIONES, ZANJAS, U OTROS	M3	60,00	6.157,98	369.478,80
6	E-313.110.000 CARGA A MANO DE MATERIAL PROVENIENTE DE LAS EXCAVACIONES POR ASIENOS DE FUNDACIONES, ZANJAS, U OTROS.	M3	10,00	3.206,23	32.062,30
7	E-611111076 TUBERIA AGUAS CLARAS DE HIERRO GALVANIZADO, DIAMETRO 3 PLG (76 MM), ISO II, 150 PSI, AMBIENTE EXTERIOR AL RECINTO SANITARIO. INCLUYE CONEXIONES	M	280,00	60.000,00	16.800.000,00
8	E-632001076 SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE LLAVE DE PASO, TIPO GLOBO, DE BRONCE, DIAMETRO 3 PLG (76 MM) (150 PSI)	PZA	6,00	30.000,00	180.000,00
9	E-S/N TAPONES DE REGISTRO DE HIERRO GALVANIZADO, DIAMETRO 3 PLG (76 MM), ISO II, 150 PSI, AMBIENTE EXTERIOR AL RECINTO SANITARIO. INCLUYE CONEXIONES	M	8,00	25.000,00	200.000,00
10	E-S/N SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TANQUE METALICO CON CAPACIDAD PARA 21.600 LITROS. CONSTRUIDO CON LAMINAS DE ACERO DE 12 MM DE ESPESOR, DEBIDAMENTE REVESTIDO CON PINTURA ANTICOOROSIVA. INCLUYE CONEXIONES Y	UN	1,00	500.000,00	500.000,00

DIRECCIÓN: Calle Gil Fortoul, Quinta CARPER, Santa Monica, Caracas.-
 TELEFONO: 5147154

Apéndice

NIT.: 04037710011		Fecha: 19/10/2003			
PRESUPUESTO					
Objeto: SISTEMA RECOLECTOR DE FUGAS DE COMBUSTIBLE LIQUIDO Avenida Ollarvides, Urbanización Las Margaritas, Punto Fijo Estado Falcón					
Contrato N°: TESIS DE GRADO Propietario: Compañía Anonima de Administración y Fomento Eléctrico - C.A.D.A.F.E.					
ORDENADA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	TOTAL Bs
11	TAPA, SEGUN NORMAS. E-S/N SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE BOMBA PARA BOMBEAR DIESEL No 2, (GRAVEDAD ESPECIFICA = 0.84) CON MOTOR ELECTRICO, CON LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS: MARCA "GOULDS PUMPS", O SIMILAR, MODELO 3900/3910, CAPACIDAD 126.8 GALONES POR MINUTOS, ALTURA 75.3 PIES, EFICIENCIA = 65 %, POTENCIA = 3,1 HP A 3,6 HP, VELOCIDAD = 1.750 RPM	UN	2,00	25.000.000,00	50.000.000,00
12	E-S/N SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE FILTROS PARA GASOIL, SEGUN INDICACIONES Y ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO DEL PROYECTO	UN	2,00	65.000,00	130.000,00
13	SUMINISTRO, TRANSPORTE E INSTALACION DE TRAMPA DE AGUA, SEGUN INDICACIONES Y ESPECIFICACIONES DEL PROYECTO	UN	2,00	120.000,00	240.000,00
				Total Bs:	73.919.861,75
				(16.00 %) I.V.A.:	11.827.177,88
				TOTAL GENERAL:	85.747.039,63

DIRECCIÓN: Calle Gil Fortoul, Quinta CARPER, Santa Monica, Caracas.-
 TELEFONO: 5447154
 226

BIBLIOGRAFÍA

TEXTOS

- [1] Brandt, Donald E (1.993). *GE Gas Turbine Design Philosophy*, New York

- [2] Cameron Hydraulic Data (1981). *Cameron Hydraulic Data*. USA: Ingersoll-Rand Company.

- [3] Casanova, B., Mauricio, (1.989). *Operación de turbinas de gas*. Caracas.

- [4] Chapman, Stephen, J. (1987). *Máquinas Eléctricas*. Colombia: Editorial Mc Graw Hill.

- [5] Delton, D., Keith (1988). *Seguridad Industrial administración y métodos*. México: Editorial Mc Graw Hill.

- [6] Henry, Glynn J., y Heinke, Gary W. (1999). *Ingeniería Ambiental*. México: Editorial Prentice Hall Pearson.

- [7] Karassik, Igor J., y Carter, Roy. (1975). *Bombas Centrífugas Selección, Operación y Mantenimiento*. (2ª Edición). México: Editorial Continental.

- [8] Karassik, Igor J. (1983). *Manual de Bombas. Diseño, Aplicación, Especificaciones, Operación y Mantenimiento*. México: Editorial Mc Graw Hill.

- [9] Megyesy, Eugene F. (1992). *Manual de Recipientes a Presión*. México: Editorial Limusa, S.A.

- [10] Méndez, Manuel Vicente. (1995). *Tuberías a Presión*. Caracas, Venezuela: Fondo Polar – UCAB.
- [11] Rizhkin, V., Ya (1979). *Centrales termoeléctricas* (2ª Edición) URSS: Editorial Mir Moscú.
- [12] Çengel, Yunus A. (1996). *Termodinámica. Volumen 2*. México: Editorial McGraw Hill.

MANUALES Y NORMAS

- [1] GENERAL ELECTRIC, Gas Turbine Maintenance Seminar, Maracaibo, 1.976.
- [2] GENERAL ELECTRIC, MS-5000 Heavy Duty Gas Turbine Service Manual, New York, 1.977.
- [3] GENERAL ELECTRIC, MS-7000 Manual de Servicio, New York, 1.982.
- [4] HITACHI L. T. D, Gas Turbine Power Plant, Tokio, 1.978.
- [5] COVENIN, Norma Venezolana 2239-Parte I -91, Materiales Inflamables y Combustibles. Almacenamiento y Manipulación. Parte 1: Líquidos.
- [6] COVENIN, Norma Venezolana 622 -88, Combustibles.
- [7] COVENIN, Norma Venezolana 2670-2002, Materiales Peligrosos.
- [8] COVENIN, Norma Venezolana 3060-2002, Materiales Peligrosos Símbolos y Dimensiones.

- [9] COVENIN, Norma Venezolana 2248-87, Manejo de Materiales y Equipos
Medidas Generales de Seguridad
- [10] COVENIN, Norma Venezolana 2842-91, Expendios de Combustibles. Manejo,
Almacenamiento y Despacho.
- [11] COVENIN, Norma Venezolana 2219-87, Símbolos para Sistemas de Tuberías.
- [12] COVENIN, Norma Venezolana 2260-88, Programa de Seguridad Industrial.
Aspectos Generales
- [13] COVENIN, Norma Venezolana 0187-92, Colores, Símbolos y Dimensiones para
Señales de Seguridad.

TESIS DE GRADO

Durante Cesar y Pino Leonardo, 2002, Tesis: Estudio de factibilidad técnico-económico para la instalación de un sistema de arranque (Blackstart) “Planta Centro”, Escuela de Ingeniería Mecánica. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. Caracas-Venezuela.

Falcone Rivera Nidia, 1996, Tesis: Desarrollo de un sistema de control y tratamiento de efluentes líquidos Planta de Generación Eléctrica Lucia Cáceres de Arismendi, Estado Nueva Esparta, CADAFE. Ingeniería Industrial. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”. Caracas-Venezuela.

PÁGINAS WEB

Buscadores: www.Google.com, www.altavista.com, www.yahoo.com. Todas las páginas relacionadas con temas de estaciones de bombeo, sistemas de abastecimiento de agua e hidráulica de tuberías.

Contaminación de Suelos. (2003).

Disponible en:

<http://www.mil liarium.com/Proyectos/Suelos/Manuales/Conceptocontsuelo.asp>

Sustancias Peligrosas. (2003).

Disponible en:

[http:// www.bomberos-seguridad.com/09-035.htm](http://www.bomberos-seguridad.com/09-035.htm)

Sustancias Peligrosas Concepto y Clasificación. (2002).

Disponible en:

[http:// www.bomberosquina.org.ar/materialespeligrosos.htm](http://www.bomberosquina.org.ar/materialespeligrosos.htm)

Especificaciones Técnicas Tuberías. (2002).

Disponible en:

<http://www.aereocivil.gov.co>

Turbinas a Gas y diesel. (2002).

Disponible en:

<http:// Grupos Electrogenos con turbina a gas - SavoiaPower.com>

Ciclos Termodinámicos. (2002).

Disponible en:

http://www.uamerica.edu.co/tutorial/4turgas_text1.htm

Turbinas a Gas. (2002).

Disponible en:

http://www.cec.uchile.cl/~roroman/cap_10/t-gas01.htm

Siemens. (2003).

Disponible en:

http://www.siemens.com.mx/PG/EN/u_nav21122.htm

Turbinas. (2002).

Disponible en:

<http://www.geocities.com/CollegePark/Gym/2330/turbinas.html>

Tipos de Arranque de Motores. (2003).

Disponible en:

<http://www.lafacu.com>

Tubería. (2003).

Disponible en: <http://www.grc.com.ve/azules/b041.htm>

Preparaciones para una Inspección de un Tanque - de Almacenamiento Subterráneo

Disponible en:

www.lmnoeng.com/waterhammer.htm

Instalación / Retiro de Tanques de Almacenamiento Subterráneos y Superficiales

Disponible en:

<http://www.trgmexico.com.mx/tanques1.htm>