



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

84
2ej.

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUATITLAN

SECUENCIA DE PRUEBAS REALIZADAS EN UN MANTENIMIENTO DE UN CICLO COMBINADO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

JUAN OBREGÓN LUGO

ASESOR: ING. NICOLÁS CALVA TAPIA

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

264532



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

ASUNTO: ~~VOTOS~~ VOTOS APROBATORIOS

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES - CUAUTITLAN



Departamento de
Exámenes Profesionales

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
P R E S E N T E

AT'N: Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:
"Secuencia de pruebas realizadas en un mantenimiento de un ciclo combinado"

que presenta el pasante: Juan Obregón Lugo
con número de cuenta: 7494178-0 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

A T E N T A M E N T E.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a de de 199

PRESIDENTE	<u>Ing. Carlos Orozco Ferreyra</u>	
VOCAL	<u>Ing. Daniel Bonilla Sapién</u>	
SECRETARIO	<u>Ing. Nicolás Calva Tapia</u>	
PRIMER SUPLENTE	<u>Ing. Soledad Alvarado Martínez</u>	
SEGUNDO SUPLENTE	<u>Ing. Oscar Cervantes Torres.</u>	

A quien nos han heredado el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo, amor.

A quienes sin escatimar esfuerzo alguno han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme.

A quienes la ilusión de su existencia, ha sido convertirme en persona de provecho.

A quienes nunca podré pagar todos sus desvelos ni aun con las riquezas más grande del mundo.

Por esto y más ¡ GRACIAS!

ARTURO OBREGON CERON
ISABEL LUGO BARRERA

A mi esposa

COLUMBA RAMÍREZ MORALES

A mis hijos

ERNESTO Y JUAN

A mis hermanos

TELESFORO

MARTÍN

ESPERANZA

FLORIDA

ÁNGEL

Y con profundo respeto y admiración a todos los ingenieros de la C.F.E. que me han apoyado.

INDICE

	Página
CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA	1
1.1 Localización	2
1.2 Descripción general	2
1.3 Equipos principales de la turbina de gas	3
1.4 Equipos y sistemas auxiliares de la turbina de gas	5
1.5 Turbinas de vapor	30
1.6 Equipos principales de la turbina de vapor	30
1.7 Libranza autorizada por el superintendente de turno	36
1.8 Responsabilidades	37
CAPÍTULO II	
PROCEDIMIENTO DE PLANEACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	38
2.1 Generalidades	39
2.2 Recursos del Departamento Mecánico	40
2.3 El proceso administrativo	40
2.4 Planeación	43
2.5 Organización	48
2.6 Ejecución	52
2.7 Comunicación	57
2.8 Dirección	58
2.9 Coordinación	59
2.10 Control	60
2.11 Integración del departamento de mantenimiento	62
2.12 Inter relación con otros departamentos	64
2.13 Relación entre el departamento de mantenimiento y de producción	65

2.14	Relación entre los departamentos de Mantenimiento y Contabilidad	66
2.15	Relación entre el departamento de materiales de Mantenimiento, el de Compras y Almacén.	67
2.16	Programación de mantenimiento	68
2.17	Costo del mantenimiento	71

CAPÍTULO III

TIPOS DE TURBINAS 84

3.1	Definición	85
3.2	Elementos constitutivos de una turbina hidráulica	85
3.3	Clasificación de las turbinas hidráulicas	85
3.4	Tipos actuales	86
3.5	Turbinas de gas	88
3.6	Aplicación	92
3.7	Turbinas de vapor	92
3.8	Descripción de la turbina de vapor	103

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES QUE SE REALIZAN EN UN MANTENIMIENTO MAYOR 104

4.1	Turbinas de gas y equipos auxiliares	105
4.2	Secuencia de actividades	105
4.3	Turbina de gas y auxiliares	105
4.4	Actividades realizadas a los equipos auxiliares de la turbina de gas	106
4.5	Actividades que se realizan en un mantenimiento mayor a un generador eléctrico y equipos auxiliares	106

CAPÍTULO V

PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS 116

5.1	Secuencia de desensamble de una turbina de gas	117
-----	--	-----

5.2	Componentes principales de la turbina	118
5.3	Desensamble de los álabes del rotor del compresor axial y turbina	120
5.4	Desensamble de una turbina de vapor	123
5.5	Catálogo de inspecciones categóricas de turbina de gas	126
5.6	Inspecciones no destructivas de generadores eléctricos	128
5.7	Boquillas de combustión	134
5.8	Mantenimiento de turbinas de gas	140
5.9	Criterios de aplicación para álabes móviles de compresor y turbina de gas	158
5.10	Procedimientos para rehabilitación de álabes móviles l-1 y l-0 de turbina de vapor	166
5.11	Pruebas de ensamble de una turbina de vapor	175
5.12	Pruebas de montaje de turbina de gas	185
5.13	Criterios de vida útil para componentes de turbina de gas	196
5.14	Materiales de construcción de los componentes principales de una turbina de gas	197
5.15	Sistema de lubricación principal de una turbina de gas y vapor	197
5.16	Sistema de restauración	207
5.17	Metodología para realizar el análisis de impurezas en el aceite electrohidráulico de una turbina	207
5.18	Ajuste y alineamiento en soporte de cojinete de diámetro interior,	211

INTRODUCCIÓN

En base al incremento de la demanda de la energía eléctrica, paralela a la de la población del país, se ha hecho necesaria la adquisición continua de unidades generadoras, de mayor poder, capaces de cubrir estos aumentos.

Sin embargo, debido a la incosteabilidad de operar unidades de gran capacidad para cubrir los picos de la demanda, se optó por la adquisición de unidades generadoras, que aunque tengan menor capacidad, sean capaces de absorber las variaciones de la demanda, esto es con unidades que operen durante periodos cortos; de rápido arranque, cuyo costo y tiempo de instalación, sean menor a los requeridos por las grandes unidades de vapor.

Lo anterior desembocó en la solución de crear centrales que aprovechen las ventajas de las turbinas de vapor, así como las de las turbinas de gas, y cubrir así, los rangos de carga intermedia. Estas centrales deberán tener las características de, primero; entregar una gran cantidad de energía con alto rendimiento, y después, las ventajas de una construcción rápida y de un mejor precio, entre una central de vapor y una turbina de gas.

Al analizar teóricamente los ciclos térmicos, se puede observar que en las turbinas de vapor, el punto de pérdida importante (de calor), es el que se disipa en el condensador primero hacia el agua de la circulación y después a la atmósfera, no así, en la turbina de gas, en donde el factor determinante que afecta la eficiencia del ciclo; es la energía que se envía a la atmósfera en los gases del escape.

Para resumir, al combinar ambos ciclos, se aprovechan los gases de combustión de la turbina de gas durante la producción de vapor del recuperador de calor y éste podrá ser utilizado en la generación eléctrica, en el turbo generador. Esta combinación mejora notablemente la eficiencia de cualquiera de los dos ciclos; por lo que se logra así, competir favorablemente con centrales de vapor convencionales y de gran poder.

La Comisión Federal de Electricidad en su labor de incrementar anualmente su producción de generación, ha establecido el programa de inversión del sector eléctrico que incluye nuevas unidades de generación eléctrica dotadas de avanzados sistemas de operación, protección y control. Esto requiere personal de construcción, puesta en servicio y operación con mejor preparación y experiencia no solo para realizar lo estipulado, sino de ser posible, mejorarlo. Lo anterior se reflejará en la vida útil de las máquinas; para que esto suceda se tiene que hacer una buena organización, planeación, dirección y control en el mantenimiento.

Todos los componentes que conforman las unidades generadoras deben llevar un mantenimiento realizado por personal idóneo aportando esta experiencia y conocimiento para la ejecución de las actividades que contienen los programas de mantenimiento, que estarán bajo ciertas normas, conduciendo esto a la operación satisfactoria de las unidades.

Este trabajo tiene como objetivo analizar la problemática que se tiene en el departamento de mantenimiento mecánico bajo un marco teórico del proceso administrativo, mantenimiento y turbinas (en especial las de ciclo combinado), dándose una solución que garantizará las condiciones óptimas de trabajo, aumentando la vida útil de la maquinaria. Esto se logrará siempre y cuando se tenga conciencia de lo que va a realizar y transmitirla al personal que en realidad va a estar en el mantenimiento.

ABREVIATURAS

ISO	Organización Internacional de Estandarización
KV	Kilo volts
°C	Grados centígrados
KG/CM ²	Kilogramos por centímetro cuadrado
MT	Metro
Atmósfera	1.033 kg/cm ²
HZ	Hertz
MVA	Milivolts amper
RPM	Revoluciones por minuto
C.A.	Corriente alterna
°F	Grados Fahrenheit
LT/MIN	Litros por minuto
PSI	Libras por pulgada cuadrada
CPS	Ciclos por segundo
M ³ /HR	Metros cúbicos por hora
FT ²	Pies cuadrados
KCAL/HR	Kilo calorías por hora
F.O.A.	Aceite y aire forzado
C/U	Cada uno
ANSI	Asignación Internacional de Estándares Internacionales
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
E.N.D.	Examen no destructivo
C.F.E.	Comisión Federal de Electricidad

1.1 LOCALIZACIÓN

La Central Termoeléctrica Ciclo Combinado que es la planta más grande en este tipo con que cuenta la Comisión Federal de Electricidad y se localiza a 83 km al norte de la ciudad de México, en el estado de Hidalgo, en el km, 28 de la carretera Jorobas-Tula sobre una superficie de 94 hectáreas, y 2,100 mt sobre el nivel del mar colindando con la refinería Miguel Hidalgo de Petróleos Mexicanos.

Las condiciones atmosféricas del sitio son:

Presión barométrica 0.81 kg/cm abs

Temperatura máxima 36°C

Temperatura mínima 5°C

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL

La importancia para el sistema eléctrico nacional radica en el hecho de estar interconectada con la red nacional, para poder suministrar energía a cualquier parte del país. La generación se encuentra dividida en dos secciones, una de 230 KV. y otra de 400 KV. La sección de 230 se interconecta al sistema general de la C.F.E. a través de la línea de transmisión de 230 KV Texcoco- Querétaro, la sección de 400 salen dos líneas de transmisión a Salamanca, dos líneas de transmisión a la Subestación de Texcoco que forma parte del anillo de 400 KV. de la ciudad de México.

La generación de las unidades ciclo combinado está interconectada a un transformador trifásico de 13.8 KV., a 230 KV., que se conecta a la sección de 230 KV.

La Central Termoeléctrica Ciclo Combinado Tula, es un sistema de generación de energía eléctrica, capaz de producir una potencia de salida neta de aproximadamente 480 megawatts, durante operación a carga base, de acuerdo a las normas de la asociación internacional de normas (ISO).

La instalación consta de dos paquetes de ciclo combinado. Cada paquete está integrado principalmente por tres trenes de potencia, dos turbinas de combustión (turbina de gas) cada una manejando un generador eléctrico y alimentando gases de escape a través de un conducto a un generador de vapor-recuperador de calor (generador de vapor) y una turbina de vapor, accionando un generador eléctrico, mientras descarga vapor a un condensador.

El conjunto está diseñado para aplicaciones a carga base y cada paquete está establecido para operar independientemente uno por el otro. Asimismo en cada paquete un arreglo turbina de gas y generador de vapor, puede operar independientemente del otro. Un control modular de distribuido, es utilizado de tal forma que cada turbina de gas tiene su propio controlador localizado dentro de su paquete de control, y cada turbina de gas y generador de vapor, puede operar independientemente del otro, asimismo cada turbina de vapor tiene su propio controlador local de auxiliares. La unidad controladora maestra de la central, está localizada dentro del cuarto de control central. La disposición de uno de los dos paquetes de ciclo combinado es mostrado en la fig. 1

Todos los componentes básicos de la central, están contenidos dentro de los bloques de potencia, con excepción del equipo adaptado al sitio tal como: tanques de almacenamiento de condensado y agua cruda, sistema de tratamiento de agua de y sistema de circulación.

A continuación se da una breve descripción de las turbinas de gas que integra la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de Tula.

1.3 EQUIPOS PRINCIPALES DE LAS TURBINAS DE GAS

Como ya se estableció, cada paquete de ciclo consta de dos turbinas de gas, y en la Central hay dos tipos; turbinas de gas, marca Westinghouse, modelo W501-D24, para paquete 1 y W501-D5, para el paquete 2, mostrado en las figuras 1.1, 1.2 y 1.3.

La turbina de gas 501-D5, consiste, en un compresor axial de alta eficiencia de 19 pasos, una cámara de combustión equipada con 14 combustores (16 combustores en W501-D24), en un arreglo circular alrededor del eje de la máquina, y una turbina de reacción de 4 pasos. La turbina de gas directamente acoplada a un generador eléctrico, en el extremo de entrada del compresor.

El aire ambiental es arrastrado por la succión del compresor, donde es presurizado aproximadamente a 15 atmósfera y forzado hacia adentro de la cámara de combustión y combustores en el flujo constante. El combustible que es suministrado se quema en los combustores, aumentando la temperatura del aire y los productos de la combustión. La mezcla (gases) comprimida, y calentada, fluye a través de la turbina, disminuyendo la presión y la temperatura, en tanto la energía calorífica es absorbida y convertida a trabajo mecánico de rotación. Una parte de la potencia desarrollada por la turbina es usada para mover el generador, el gas es entonces expulsado a través del difusor y múltiple escape, por lo tanto las funciones principales de la turbina son:

- A.- Proporcionar potencia mecánica (rotativa) para mover el generador eléctrico acoplado directamente a ella, el cual a su vez produce potencia eléctrica.
- B.- Producir potencia mecánica para mover el compresor axial.
- C.- Suministrar gases calientes a través de su sistema de escape al generador de vapor- recuperador de calor, el cual está conectado por medio de conductos.

1.4 EQUIPOS Y SISTEMAS AUXILIARES DE LA TURBINA DE GAS.

- A) Sistema de generación “turbogenerador”
- B) Sistema de arranque
- C) Sistema mecánico
- D) Sistema de combustible
- E) Sistema eléctrico y control

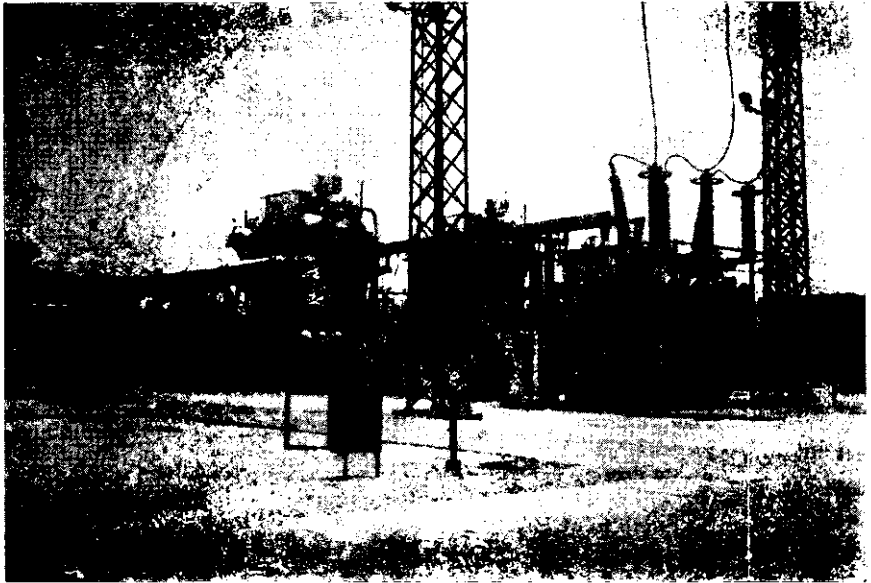


Fig. 1.1 Vista general en donde se puede observar el transformador principal, buses de fase aislada y fase cerrada, generador eléctrico, recuperador de calor, así como los transformadores principales.



Fig. 1.2 Vista general de un paquete de un ciclo combinado en el cual se observa las dos turbinas de gas y la turbina de vapor, así como los transformadores auxiliares.

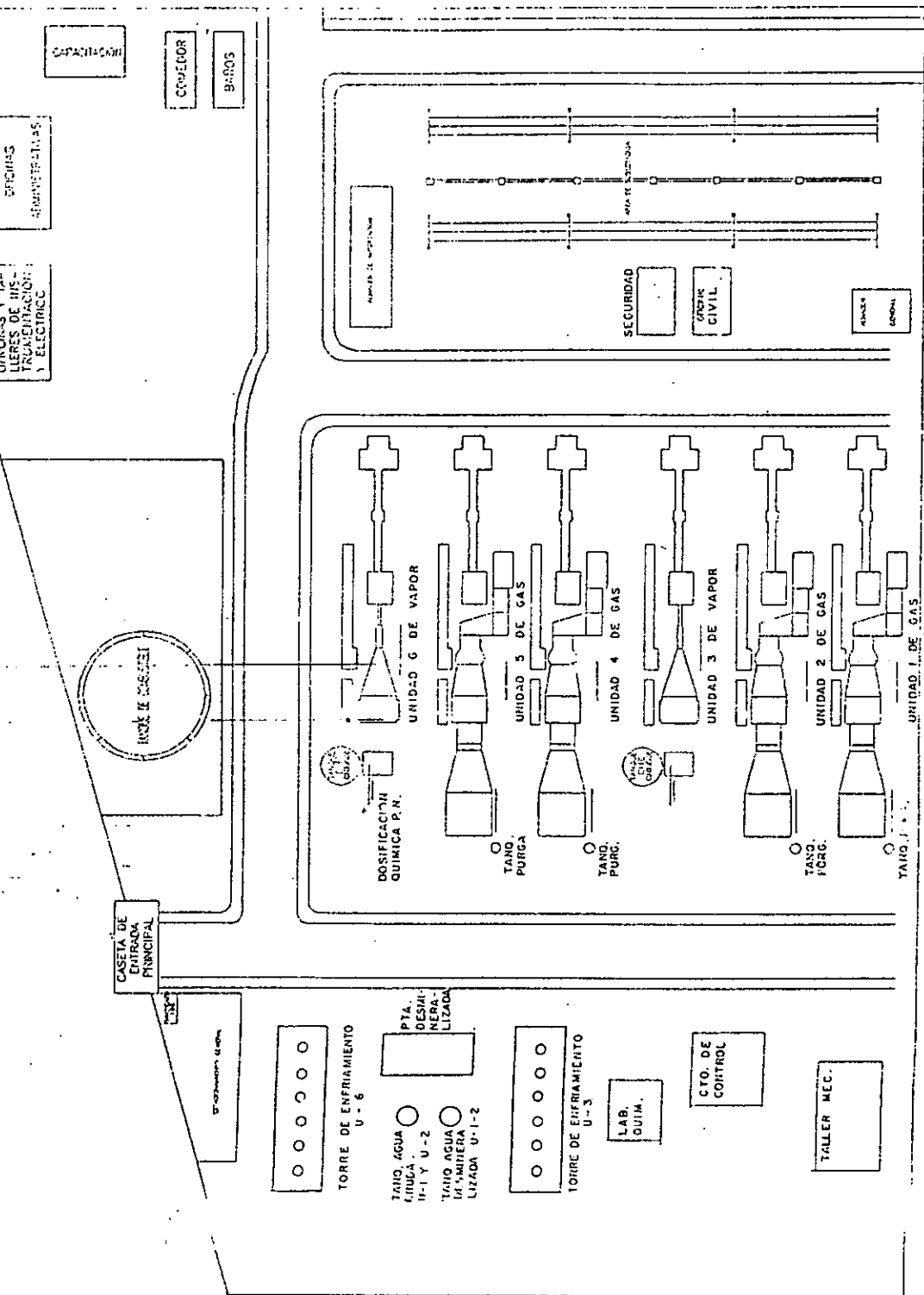


Fig. 1.3

- F) Sistema de enfriamiento
- G) Sistema de combustión
- H) Sistema de generación de vapor "recuperador"
- I) Sistema de transformadores y subestación

A) TURBOGENERADOR.

- Tornaflecha
- Excitador
- Generador eléctrico
- Turbo compresor

Tornaflecha: Es el equipo mecánico que tiene la función de girar el rotor del turbogenerador a una velocidad de 2.2 r.p.m. antes y después de un arranque.

Excitador: Es del tipo sin escobillas el cual tiene integrado un generador magnético permanente conectado directamente sobre la flecha.

Generador eléctrico: Son generadores sincrónicos trifásicos, con excitación sin escobillas, es del tipo horizontal, rotor de polos lisos, corriente alterna, de 3 fases, 13,800 volts. C.a., 60 hz, de frecuencia y 134 mva de potencia y una velocidad de 3600 r.p.m. El generador es enfriado por hidrógeno a una presión de 2,111 kg/cm², con una pureza de 99%. Su función es transformar la energía mecánica que le proporciona la turbina en energía eléctrica. Fig. 1.6

Turbocompresor: Es el equipo principal de la central el cual convierte la energía calorífica en energía mecánica, el cual está compuesto de compresor axial de 19 pasos fijos y 19 pasos móviles, la cámara de combustión con 16 y 14 toberas, en cada turbina, esto ya que en esta central se cuenta con dos diferentes modelos de turbinas de W501D24, con 16 tubos, 16 canastos de combustión y 16 ductos de transición y la turbina modelo W501D5 que cuenta con 14 toberas, 14 canastos de combustión y 14 ductos de transición. Fig. 1.5

Cabe mencionar que en esta central ya se cuenta con una turbina modelo W501D5 la cual fue modificada para instalar un nuevo diseño en su sistema de combustión que es el sistema de bajo nox (dry low nox) que fue necesario rediseñar para bajar el sistema de contaminación a la atmósfera, este sistema es el primero a nivel nacional y fue implantado en esta Central.

El cambio que se realizó fue:

- Nuevo diseño en las canastas de combustión.
- Nuevo diseño en los tubos de transición.
- Se eliminaron las toberas por pilotos.
- Se rediseñó el sistema de control de gas, el cual ahora es accionado por un sistema de aceite electrohidráulico que abre y cierra las válvulas de las tres cabezas de gas que forman la inyección de gas a este sistema.

Turbina: Esta parte importante de turbogenerador esta compuesta por cuatro ruedas de álabes móviles y cuatro ruedas de álabes fijos, los cuales trabajan a temperaturas de 1200°F.

DATOS TECNICOS MAS SIGNIFICATIVOS

	U1-U2	U4-U5
Fabricante	Westinghouse	Westinghouse
Capacidad efectiva	69MW	72MW
Tipo	Reacción	Reacción
Modelo	W501D24	W501D5

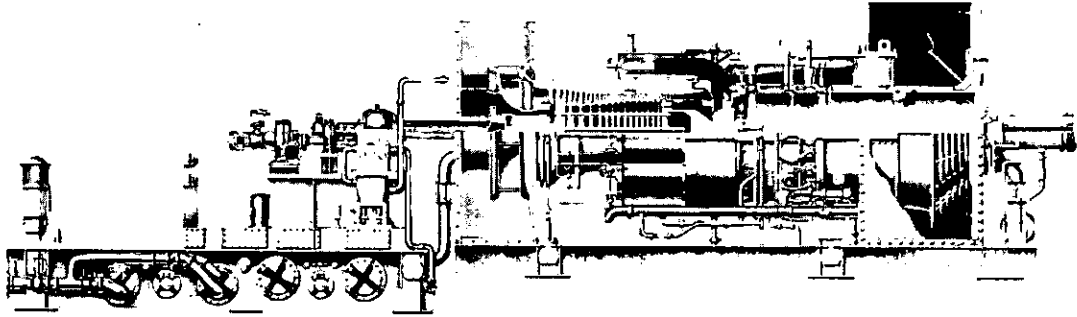


Fig. 1.5 Corte transversal de una turbina de gas en la que se observa: compresor axial, cámara de combustión turbina.

Corte de un generador sincrónico de polos lisos de 3600 r.p.m. acoplado a un turbogenerador con una capacidad de 110 mw.

Se observan los siguientes componentes:

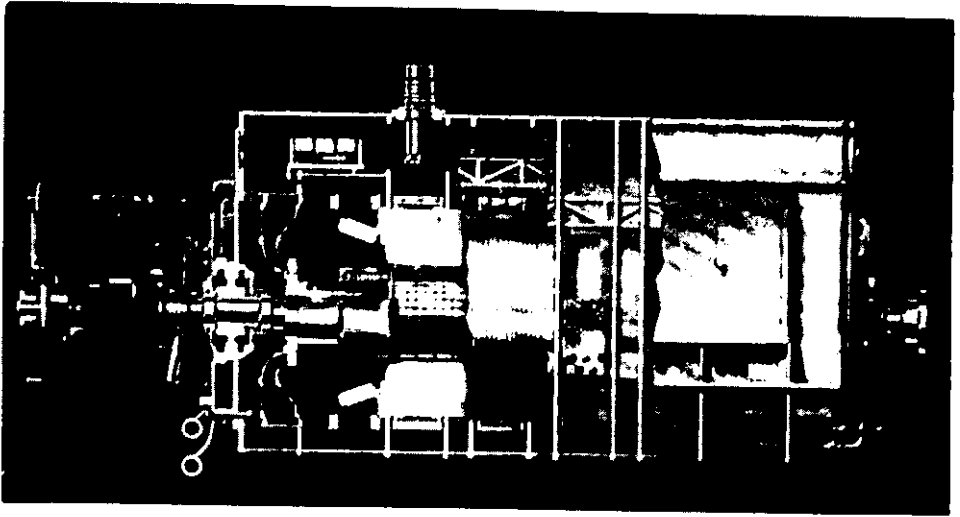


Fig. 1.6

1.- Estator

En color rojo los cabezales de bobina

En color gris el núcleo

2.- Rotor

Se observa el anillo de retención lado excitador, así como ventiladores y cuñas.

3.- Carcasa

Longitudinalmente se distribuyen segmentos de los enfriadores de hidrógeno, sobre la parte superior sobresalen los bushing de salida de las fases, además de los transformadores de corriente.

B) SISTEMA DE ARRANQUE

Es el sistema de arranque que requiere una turbina de gas para poder iniciar la aceleración hasta una velocidad de 2,300 r.p.m. en un tiempo de 10 minutos, el cual está compuesto de los siguientes equipos: Fig. 1.7

- Motor de arranque.
- Convertidor de par.
- Embarque.
- Lubricación y enfriamiento del sistema de arranque.
- Control de motores.

MOTOR DE ARRANQUE. Es del tipo jaula de ardilla de 1500 hp, el cual opera 4160 volts. de corriente alterna a una velocidad de 1800 r.p.m. cuenta con dos chumaceras, una a cada extremo y tiene lubricación tipo inundado.

CONVERTIDOR DE PAR. Es un sistema mecánico, utilizado para convertir hidráulicamente la velocidad del motor de arranque hacia el conjunto del rotor del turbogenerador, el cual al acelerar progresivamente alcanzará una velocidad de 2,300 r.p.m.

EMBARQUE. Durante el arranque de la turbina, el engrane de entrada del embarque, es impulsado directamente por el convertidor, embraga con un anillo de salida mismo que está acoplado directamente a la flecha del rotor del turbogenerador llegando a una velocidad de 2,300 r.p.m. desembragándose automáticamente.

LUBRICACIÓN Y ENFRIAMIENTO DEL SISTEMA DE ARRANQUE. Dicho sistema está compuesto por un tanque de almacenamiento con capacidad de 800 lt. de aceite hidráulico el cual es bombeado por una bomba tipo tornillo a una presión de 98 libras/plg² pasando primeramente al convertidor de par y posteriormente al

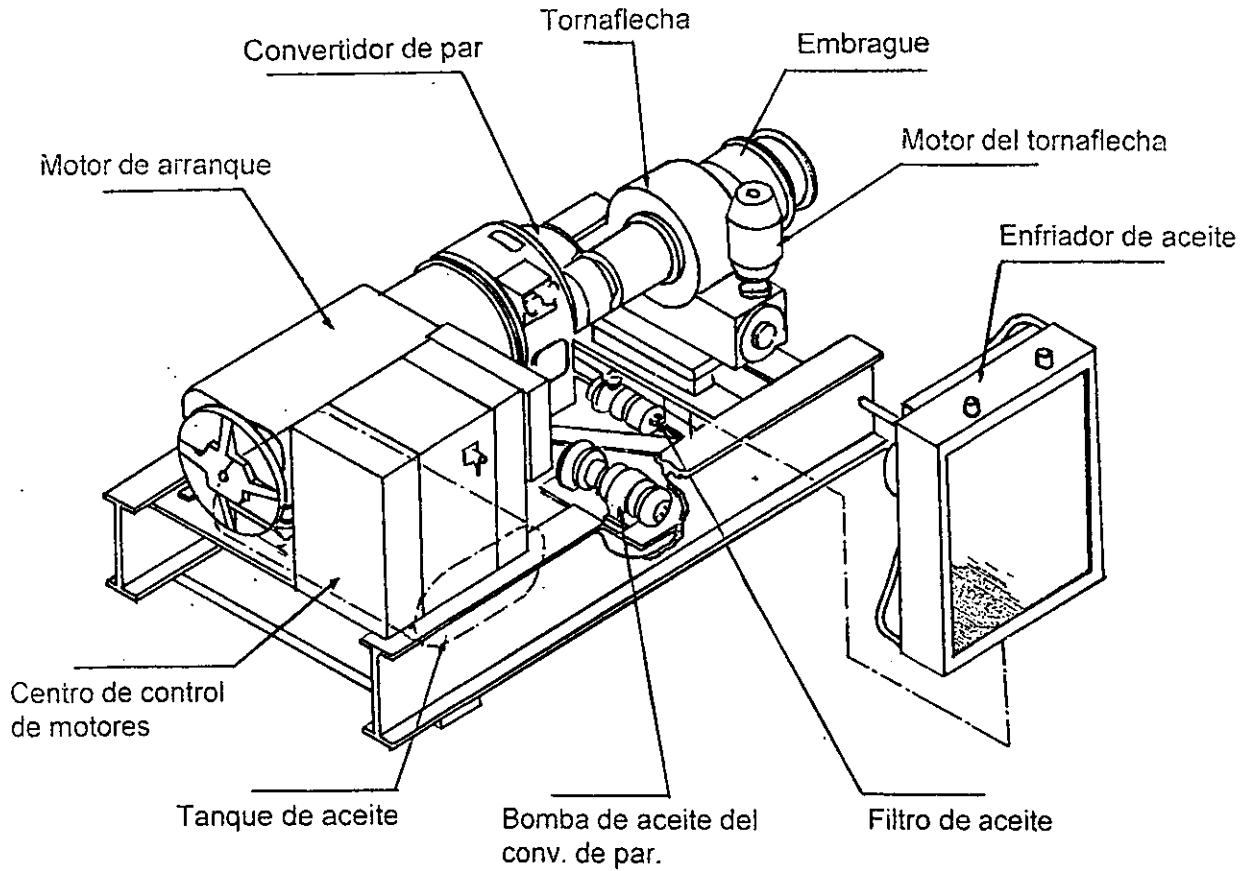


Fig. 1.7 Equipo Auxiliar - Turbina de gas W 501 - D

panel de enfriamiento, regresando posteriormente al depósito de aceite. Este aceite opera a una temperatura máxima de 110°F.

CONTROL DE MOTORES. Este tablero eléctrico contiene dos interruptores de arranque y paro de la bomba de aceite y del ventilador de enfriamiento.

C) SISTEMA MECANICO.

Los componentes de este sistema están instalados en la parte inferior y exterior de un paquete mecánico y consta de los siguientes equipos: Fig.1.8

- Aire para instrumentos.
- Bomba principal de lubricación sistema duplex.
- Bomba auxiliar de lubricación.
- Filtros de aceite lubricante.
- Bomba de aceite de sellos.
- Extractores de vahos.
- Tanque principal de lubricación.

AIRE PARA INSTRUMENTOS. Es suministrado por un compresor recíprocamente en "v" que trabaja a una presión de descarga de 42 lb/plg². Esta presión es suministrada a cada uno de los instrumentos que controlan a la turbina como son: válvulas neumáticas, reguladores, interruptores y otros depósitos de control de turbina de gas.

BOMBA PRINCIPAL DE LUBRICACIÓN. Este sistema cuenta con un sistema duplex, con el fin de evitar cualquier disparo de máquina en caso de falla por la bomba principal, la segunda bomba entrará automáticamente al detectar baja presión en el sistema evitando con esto un disparo de máquinas. Dichas bombas trabajan a una presión de 8.80 kg./cm², un flujo de 1797.8 lb/min., a una velocidad de 3530 r.p.m. y son del tipo vertical centrífuga de un solo paso.

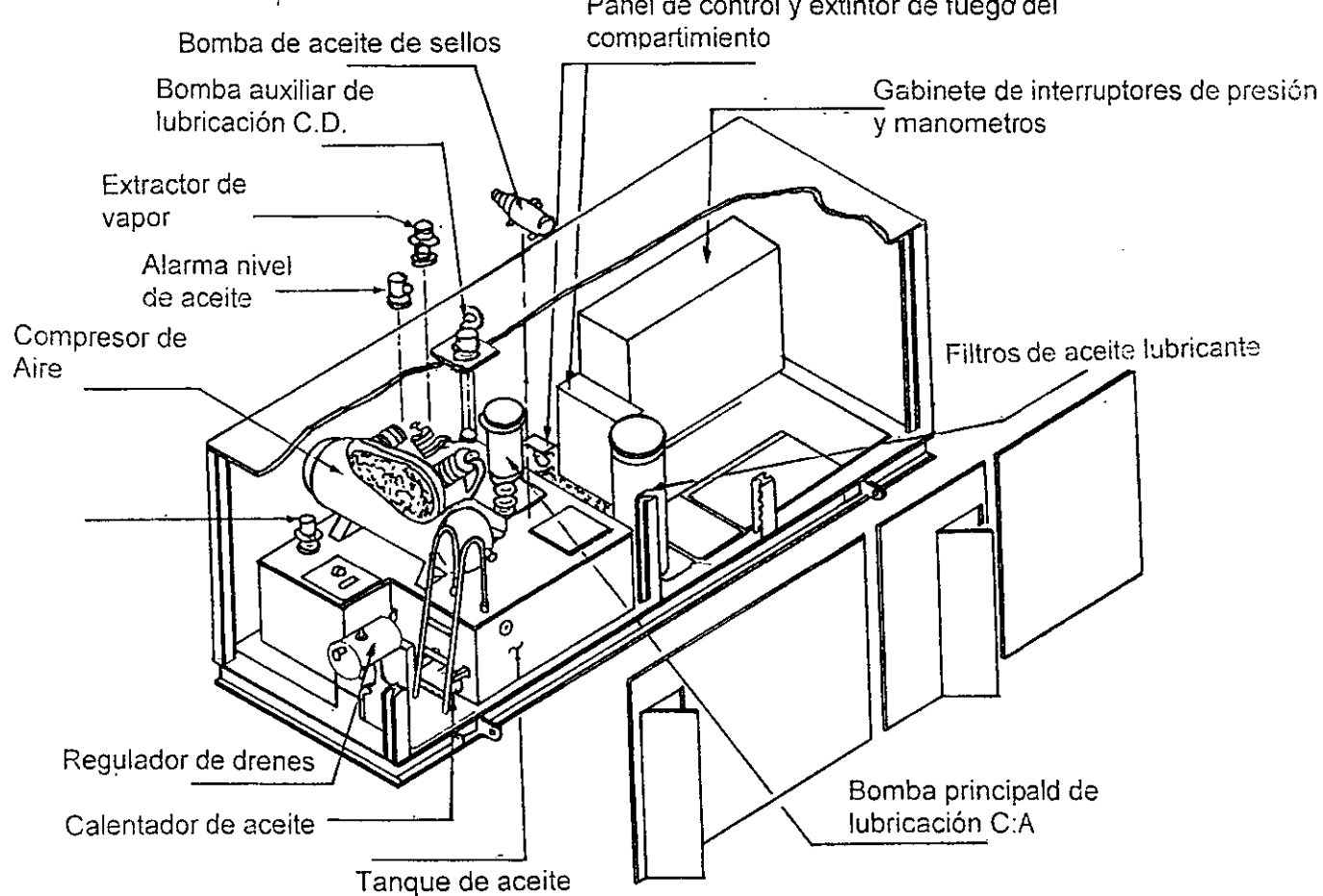


Fig. 1.8

Equipo Auxiliar - Turbina de Gas W 501 - D

BOMBA AUXILIAR DE LUBRICACIÓN. Este equipo trabaja con una corriente directa proporcionada por un banco de baterías que suministran la energía para su operación en un caso de emergencia, por ejemplo, una falla en el suministro de corriente alterna, dicha bomba suministrará el aceite necesario a las chumaceras del turbogenerador y sellos de aceite evitando con esto daños a la turbina por falta de aceite, teniendo un flujo de 1387.5 lt/min., y una presión de 1.05 kg/cm² y es del tipo centrífuga vertical.

FILTROS DE ACEITE DE LUBRICACIÓN. Estos filtros son del tipo cartucho los cuales se encargan de detener las partículas suspendidas en el aceite, teniendo una presión diferente de operación de 20 a 25 psi. Este filtro contiene un total de 20 cartuchos.

BOMBA DE ACEITE DE SELLOS. Esta bomba se encarga de suministrar el aceite a los sellos del generador para evitar la salida del hidrógeno al exterior. La presión de aceite de sellos será 8lb/plg² mayor que la presión del hidrógeno que tenga el generador eléctrico normalmente. La presión del aceite de sellos es de 32lb/plg²., y la del hidrógeno es de 22 lb/plg².

EXTRACTOR DE VAHOS. Estos equipos se encargan de extraer los vapores que se generan por el calentamiento del aceite. Estos vapores son extraídos y pasados por unos tanques en los cuales se condensan y son retornados nuevamente al depósito principal de lubricación. Cada turbina cuenta con dos extractores, uno para el sistema de aceite de sellos y el otro para el sistema de lubricación principal.

TANQUE PRINCIPAL DE LUBRICACIÓN. Este recipiente es usado para el almacenamiento del aceite de lubricación principal que es suministrado a cada una de las chumaceras de la turbina.

Para este tipo de turbinas se utiliza un volumen de 8000 litros de aceite MÓBIL DTE OIL LIGHT – ISO 32.

D) SISTEMA ELECTRICO Y DE CONTROL.

Recibe este nombre ya que se encuentran instalados los interruptores de todos los motores eléctricos a excepción del interruptor del motor de arranque. Están colocados en tableros a los cuales se los llama centro de control de motores de corriente directa y alterna. Se encuentra también en este paquete el sistema de control de la turbina y del generador. Fig. 1.9

La disposición del paquete eléctrico y de control se compone del siguiente equipo:

- A. Baterías.
- B. Regulador de voltaje.
- C. Consola local de operadores.
- D. Panel de relevadores.
- E. Cargador de baterías.

A continuación se describen las características y funciones de estos equipos:

REGULADOR DE VOLTAJE

Es un sistema de excitación estática, el cual proporciona control de excitación en las escobillas del excitador, controlando la salida de corriente hacia el generador. Recibe la energía del generador de imanes permanentes localizado en la flecha del generador, rectifica y lo regresa al campo estacionario de las escobillas del excitador. El regulador de voltaje puede ser desconectado abriendo el interruptor de campo en forma manual o en forma automática desde el panel de control del operador.

PANEL DE RELEVADORES DE PROTECCION DEL GENERADOR

El generador está protegido por medio de relevadores para lo siguiente: un relevador diferencial, un relevador por falla a tierra, dos relevadores auxiliares de paro total

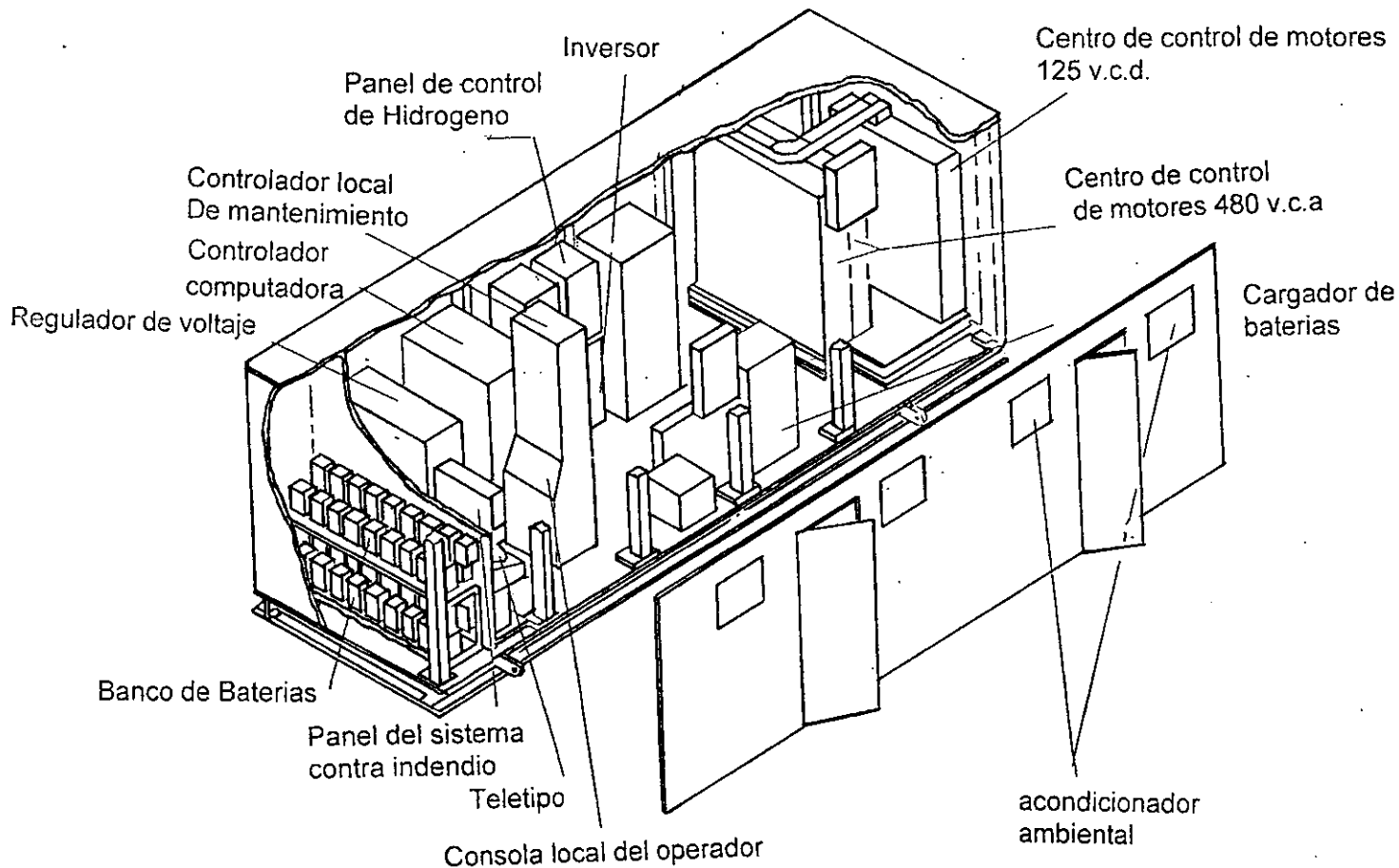


Fig. 1.9

EQUIPO AUXILIAR - TURBINA DE GAS W 501 - D

con seguro, un relevador de secuencia negativa, un relevador de potencia inversa, relevador de sobrecorriente, cuatro relevadores auxiliares.

Un wattorímetro se encuentra instalado en éste para integrar la generación de energía eléctrica del generador . Todos los demás aparatos de medición de los parámetros del generador se encuentran en la consola del operador.

BATERIAS Y CARGADOR DE BATERIAS.

El cargador de baterías cumple con dos funciones que son: proporcionar energía al bus de corriente directa, durante la operación normal y mantener una carga de flotación en el banco de baterías. Puede proporcionar 200 amp a 125 volts, de corriente directa, el cargador contiene un rectificador de estado sólido y un voltímetro y un amperímetro al frente, los cuales indican los valores a la salida del cargador. La energía que se le suministra es corriente alterna a 480 volts, en 3 fases a 60 cps.

Las baterías se encuentran en el cuarto de baterías al final del paquete eléctrico. Para seguridad del personal no hay aberturas entre este cuarto y el de control. El acceso al compartimento está al frente y son dos puertas. Son dos bancos de baterías de 125 volts, formado por 62 baterías de celda de plomo con ácido, conectado en serie.

PANEL DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO

Este sistema proporciona protección de la planta de generación y de su equipo auxiliar contra daños por fuego. Consiste de un actuador automático de polvo químico para el área de chumacera de la turbina y de un actuador automático de un halón 1301 para los paquetes eléctricos, mecánico, de combustible y de turbina. Una vez que se ha activado el sistema contra incendio cerrarán todas las persianas de ventilación y se disparará la unidad.

El sistema de protección consta de: elementos sensoriales de calor en los compartimentos o paquetes, sistema de rocío y componentes asociados, sirena, alarma sonora y luminosa con luces rojas, estación de botones para operación manual, mecanismo retardador de la descarga, panel de control y tuberías de interconexión, cableado eléctrico.

El sistema de control de la turbina de gas es un sistema computarizado, híbrido analógico/digital, utilizando una integración de componentes hidráulicos, neumáticos y eléctricos. Las características principales del sistema de control son: proporciona control centralizado de velocidad automática, temperatura y megawatts para el generador de la turbina de gas en todos los escalones de operación, desde el arranque a la máxima capacidad de carga. Busca los valores analógicos previamente seleccionados, vigila el estado de los contactos. También señala una alarma cuando se exceden los límites de una operación segura o cuando ocurre cualquier disturbio serio en la planta. Controla la potencia de la turbina para satisfacer la demanda mientras varía la salida del generador. Los cambios de carga están incluidos dentro del sistema de control del panel del operador.

El control se basa en un límite de combustible que está calculado de la medición de lo siguiente:

- Velocidad de la turbina.
- Salida de megawatts.
- Presión de la cámara de combustión.
- Temperaturas medidas en los puntos seleccionados.

Se tiene estipulaciones para mantener el oleaje dentro del margen y para controlar la aceleración durante el arranque y mientras se lleva la turbina a plena carga. Esto se logra, manteniendo la temperatura del ciclo, controlando la velocidad de la turbina-generador y controlando la carga y la relación de carga.

ESTE SISTEMA DE CONTROL CONTIENE LOS SIGUIENTES EQUIPOS:

- Gabinete de interruptores y manómetros
- Consola local del operador
- Teletipo
- Controlador
- Controlador local de mantenimiento
- Panel remoto del operador

El equipo de control de la turbina se puede usar para correr la turbina automática y manualmente. La interrelación entre los varios componentes causará una respuesta a los botones seleccionados en el panel de operador. El panel y el teletipo proporcionan indicación de temperatura, presión y velocidad para ayudar a la operación de la turbina. Una velocidad inaceptable alertará al operador con una alarma y una condición severa también disparará la turbina.

- PANEL LOCAL DEL OPERADOR

El panel del operador, montado en la consola del operador proporciona control automático y manual y medición de parámetros para la operación de la turbina, consta de los siguientes controles:

- Interruptor de botón
- Interruptores de botón con lámpara indicadora
- Lámparas indicadoras de botón

SISTEMA DE CONTROL:

Netcon 5000: es de la marca Woodward y su función es proporcionar un control total de la turbina de gas monitoreando parámetros como velocidad, carga, control de combustible, temperaturas de la turbina etc. El sistema de control cuenta además con dos monitores a color, uno en el área de la turbina y otro en el cuarto

de control, dichos monitores funcionan simultáneamente como un anunciador, tablero de control de operador y estación de ingeniería, tienen indicación lógica de datos y tendencias históricas mejorando así el diagnóstico de fallas.

El sistema Netcon 5000 utiliza un microprocesador 68030 y un coprocesador 68881 de motorola. Este microprocesador de 32 bits puede operar a velocidades tan altas de hasta 40 megahertz.

E) SISTEMA DE COMBUSTIBLE

Este tipo de turbinas está diseñado para operar con gas natural y diesel, pero debido a la facilidad del suministro de gas natural hasta esta central, ésta es operada con gas natural, dicho sistema cuenta con los siguientes equipos utilizando 28192 m³/hr. de gas a plena carga:

- Filtro de gas principal
- Válvulas de seguridad
- Válvulas de control de flujo
- Válvulas aisladoras
- Válvulas manuales

FILTRO DE GAS PRINCIPAL. Es un filtro cilíndrico tipo cartucho de alta eficiencia fabricado con una fibra de celulosa soportado internamente con un núcleo de acero al carbón y armado con tipo siega del mismo material con "o" ring y cubierta exterior de maya metálica, para detener partículas de 0.3 micras o más.

VÁLVULA AISLADORA. Es tipo bola de apertura rápida de posición cerrado -abierto, opera neumáticamente por medio de un actuador de diafragma. Su función es mantener cerrada herméticamente cuando la unidad está fuera de servicio.

VÁLVULAS MANUALES. Las válvulas manuales se encuentran colocadas antes de las válvulas de seguridad y control, las cuales son usadas cuando se tiene fuera de servicio la unidad, esto para dar mantenimiento a las válvulas de control y seguridad, estas válvulas son de marca Tuffline de 6" y 4".

F) SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Para poder manejar y controlar las altas temperaturas con que operan cada una de las turbinas de gas es necesario contar con diferentes sistemas de enfriamiento que a continuación se indican:

- Enfriamiento de generador eléctrico y excitador
- Enfriamiento de aceite de lubricación
- Enfriamiento de rotor y segmentos de vena de turbina

- ENFRIAMIENTO DEL GENERADOR ELÉCTRICO Y EXCITADOR.

Para poder mantener una temperatura de 74°C como temperatura de operación es necesario contar con un sistema de enfriamiento cerrado, el cual se realiza por medio de un enfriador horizontal con tubos aletados y dos verticales. El enfriador es del tipo inducido con un área de tubos de 1508 ft² circulando agua como fluido de enfriamiento a una temperatura de salida de 149°F y una presión de 30 psi, la longitud de los tubos es de 24ft y un diámetro de 1". El ventilador es del tipo propela, con un diámetro de 9ft y una velocidad de 268 r.p.m. con 10 aspas de aluminio cada ventilador. Este sistema también cuenta con una bomba centrífuga horizontal la cual hace circular el agua que succiona de un tanque pasándolo por el generador eléctrico y posteriormente por el enfriador, como se indicó para el enfriamiento de generador y excitador se tiene un circuito cerrado.

- ENFRIADOR DE ACEITE DE LUBRICACIÓN PRINCIPAL.

Este equipo se encarga de enfriar el aceite que pasa por las chumaceras de carga del excitador, generador eléctrico y turbocompresor y posteriormente, llega al tanque de aceite principal, dicho enfriador es de tipo horizontal, con tubos aleteados con las siguientes características: área de los tubos 2181/ft² con un total de flujo enfriado de 550 gpm. trabajando a una presión de 39 psi con una temperatura de entrada de 142.5 °F y una temperatura de salida de 120°F, la longitud de los tubos es de 29 ft con un diámetro de 1" y un material de fabricación A-214, consta también de 2 ventiladores tipo propela de 9 aspas de aluminio cada uno girando a una velocidad de 248 r.p.m.

- ENFRIAMIENTO DE ROTOR Y SEGMENTOS DE VENA DE TURBINA.

Este sistema opera de la siguiente forma, el primero se realiza por medio de un enfriador aire-aire, tipo horizontal forzado con una temperatura de entrada de 800°F y 480°F de salida y una presión de entrada de 175 psi, con una longitud de los tubos de 12ft, el tubo es aleteado, con un diámetro de 1 1/4", el material del tubo es 70/30 Cu-N Este enfriador manda aire frío a los pasos de los alabes móviles de la rueda N° 1 y 2 de la turbina y las ruedas móviles 3 y 4 son enfriados por la excitación de aire del compresor del paso N° 12 sin pasar ningún enfriador.

G) SISTEMA DE COMBUSTION

- Este sistema de combustión está formado por:
- Casa de filtros o entrada de aire de compresor auxiliar.
- Suministro de gas natural.
- Casa de filtros o entrada de aire al compresor.

Esta entrada de aire de la atmósfera hacia el compresor auxiliar se realiza por medio de la casa de filtros, la cual está formada por una estructura metálica de 9 metros de ancho , 9 metros de largo y 11 metros de altura, teniendo un área de filtración de 102 metros cuadrados, para atrapar las partículas suspendidas en el aire. Cada casa de filtros contiene; 360 prefiltros de 24x24x2" de fibras tejidas de algodón y sintéticas de 2000 c.f.m. de capacidad de flujo de 2000 a 3000 c.f.m, retiene partículas mayores a una micra con una caída de presión de 0.49 inicial y 92.5 c.a. de presión final. Fig. 10

Por lo tanto, la cantidad de aire necesario que succiona el compresor anal es de 355 kg/seg. A una presión de 11.427 psia y una temperatura de 25-97 °C. La presión de gas a la entrada de la cámara de combustión es de 139.17 psig al llegar a la cámara de combustión para que en esa zona se realice la combustión entre el aire atomizado y el gas natural, el flujo de gas natural que es necesario a estar en servicio un paquete de ciclo combinado de este tipo es de 56 384.646 m³/hr.

H) SISTEMA DE GENERADOR DE VAPOR (RECUPERADOR DE CALOR).

En estos equipos se llevan a cabo la producción de vapor aprovechando el calor remanente de los gases de combustión a la salida de la turbina de gas. El recuperador es tipo vertical y circulación forzada, y consta de sobrecalentador, evaporador de alta y baja presión economizador y quemadores de posteriores, no cuenta con by-pass de gases de combustión. Fig. 1.11

Datos técnicos característicos.	U1-U2-U4-U5
Fabricante	Foster Wheeler
Flujo de vapor	202.273 kg/hr.
Presión de vapor	90.2 kg/hr.
Temperatura agua de alimentación	510°C
Temperatura de entrada de gases	304.4°C
Temperatura de salida de gases	685°C
A la atmósfera	146.1°C

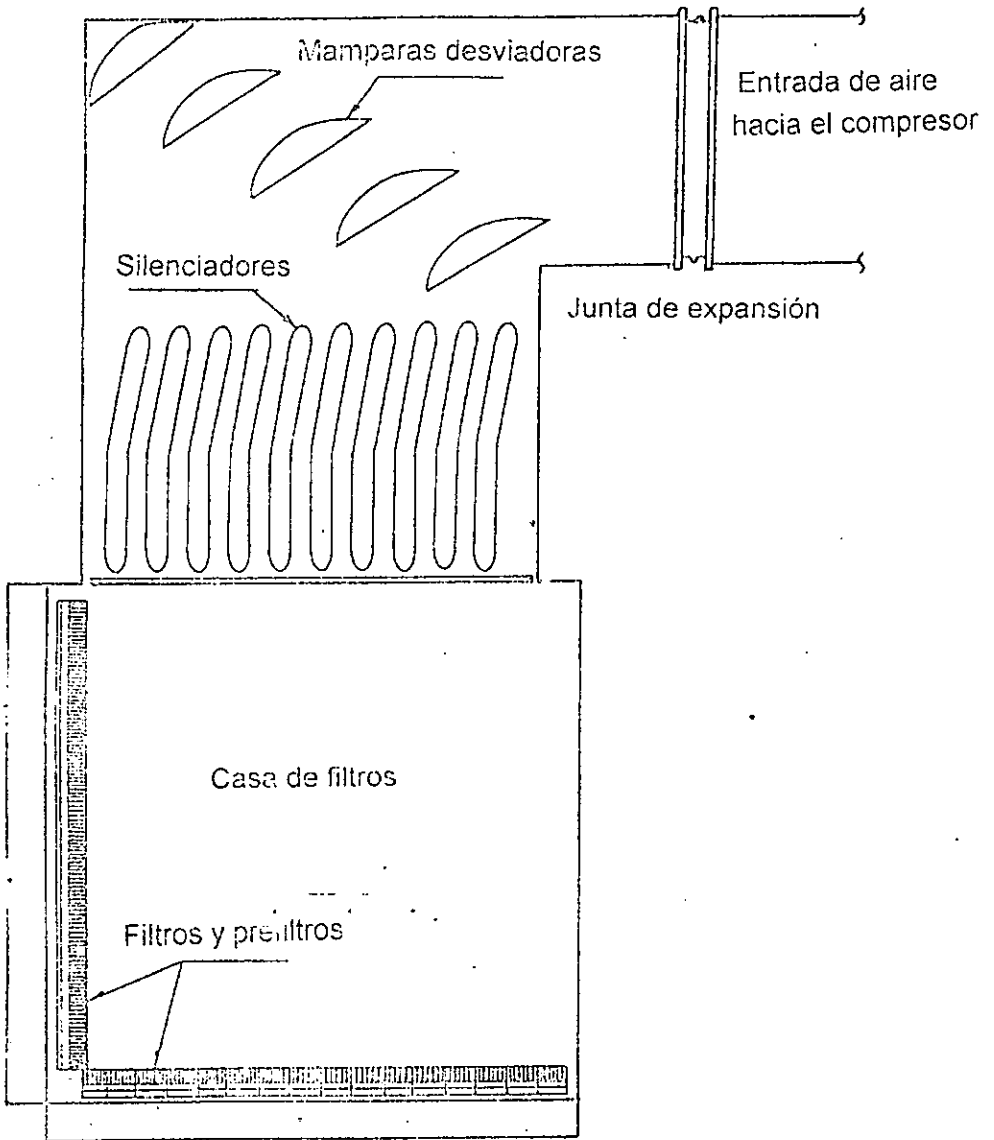


Fig 1-10

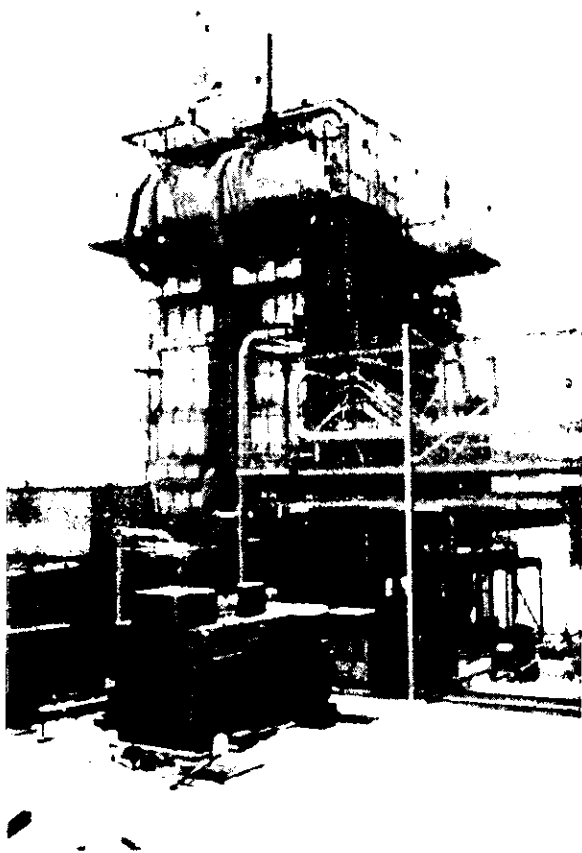


Fig. 1.11 Recuperador de calor del tipo vertical circulación forzada, que produce un flujo de vapor de 202 - 273 kg/hr.

RECUPERADOR DE CALOR

Equipos auxiliares que componen cada uno de los recuperadores de calor:

- **DOMO DE ALTA PRESIÓN.** Con una presión de diseño de 102.1 kg/cm², capacidad 202378 kg/hr, una superficie de calefacción de 66.49 m², una temperatura de diseño de 343.3 °C, longitud 11.6 mt. y diámetro de 1.7 mt, en este domo de alta presión se realiza la separación de agua-vapor.

- **DOMO DE BAJA PRESIÓN.** Es el recipiente en el cual es almacenada el agua desmineralizada que es suministrada por las bombas de condensado que es tomada del condensador principal. Estas bombas tienen las siguientes características, tipo centrífuga vertical, de 6 pasos y un flujo de 6680/lt/min, presión de descarga 10.95 kg/cm² npsh mínimo requerido 0.127 kg/cm² y una velocidad de 1770 r.p.m. Estas bombas suministran el agua al domo de baja presión con las dimensiones de: capacidad 52270 lt., longitud 8.54 mt., y un diámetro de 2.74 metros y una presión de 1 kg/cm².

- **DEAREADOR.** Tiene la función de eliminar el oxígeno de gas carbono disuelto en el agua, a fin de proteger el recuperador de calor contra las corrosiones, teniendo como características los siguientes datos. Tipo spray presión de 12.3 kg/cm², temperatura 204 °C.

El recuperador consta de 2 evaporadores de baja, 2 economizadores, 2 evaporadores de alta presión y 2 sobrecalentadores de alta presión de caldera. Se llena con agua desmineralizada por medio de una bomba de agua de alimentación que succiona el agua del domo de baja presión y lo suministra al domo de alta presión, haciéndola pasar por el economizador donde va adquiriendo calor de los gases de combustión para elevar su temperatura, teniendo las siguientes características. Tipo centrífuga horizontal, presión de succión 2.76 kg/cm², presión de descarga 107.67 kg/cm², flujo 245280 lts/hr. npsh requerido 0.732 kg/cm² y una velocidad de 3578 r.p.m.

Como equipo auxiliar del recuperador cuenta con una bomba de recirculación que succiona y descarga el agua en el domo de alta presión adquiriendo calor de los gases de combustión durante la recirculación (domo-bomba, evaporador de alta presión-domo) y retornando en forma de vapor saturado. Esta bomba tiene las siguientes características, tipo horizontal centrífuga, presión de succión 11.26 kg/cm², presión de descarga 14.08 kg/cm², temperatura 304 °C y flujo 24604.4 lt/min. Dentro de los equipos auxiliares también se cuenta con válvulas de control manuales, de seguridad así como tuberías, las cuales forman parte también de un recuperador de calor de estas características.

Quemadores posteriores, es un equipo que permite incrementar la temperatura de los gases de entrada al recuperador de calor por medio de la combustión de gas natural con el exceso de oxígeno contenido en los gases de escape de la turbina de gas. Con este incremento de temperatura por los quemadores se incrementa la capacidad de flujo de vapor en el recuperador de calor y así la capacidad de generación de la turbina de vapor crece en un 20% aproximadamente, características tipo rejilla, con 8 quemadores con un flujo de gas (consumo) 5434.39 m³/hr, y una capacidad calorífica de 57.98 x 10 kcal/hr.

H) TRANSFORMADORES PRINCIPALES Y SUBESTACIÓN.

El voltaje de generación de cada unidad es elevado de 13.8 a 230 kv, en un transformador principal, de aquí la energía pasa a los buses de subestación para ser transmitida a los centros de consumo. Los transformadores principales de todas las unidades son marca Westinghouse trifásicos con una capacidad de 140 mva, impedancia de 173% con un enfriamiento tipo f.o.a.

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

A través de la subestación compuesta por 6 bahías con arreglo de doble barra y doble interruptor en sf6 se proporciona alta confiabilidad y disponibilidad en la

energía generada en esta central para distribuirse a través del sistema eléctrico nacional a través de 230 kv.

1.5 TURBINA DE VAPOR

La turbina de vapor cuenta para su control con un sistema digital electrohidráulico W2500 mod. Maric III. Este control contiene avanzados componentes electrónicos de estado sólido para poder manejar por medio de un fluido de aceite hidráulico los servo actuadores, que a su vez, posicionan las válvulas de admisión de vapor (válvulas de gobierno) de acuerdo a la demanda que se tenga de energía eléctrica.

El sistema de control cuenta con un panel que indicará en forma digital los principales parámetros de la turbina de vapor.

Por último, este sistema de control cuenta con un sistema de protección que alarmará o disparará la turbina de vapor, según sea el caso.

1.6 EQUIPOS PRINCIPALES DE LA TURBINA DE VAPOR.

SISTEMAS QUE COMPONEN UNA TURBINA DE VAPOR.

- Sistema turbogenerador
- Sistema mecánico
- Sistema eléctrico
- Sistema de enfriamiento
- Sistema de vacío
- Sistema de condensado
- Sistema planta de tratamiento de agua o
- Equipos comunes de la central

SISTEMA TURBO GENERADOR

- Tornaflecha
- Excitador
- Generador eléctrico
- Turbina de vapor

TORNAFLECHA.

Equipo mecánico que mantiene girando el rotor del turbogenerador a 2 r.p.m. cuando se encuentra ésta fuera de generación, la unidad está para evitar flexión en el rotor.

EXCITADOR.

Es de las mismas características que el de las turbinas de gas.

GENERADOR ELÉCTRICO.

Es de las mismas características que el de las turbinas de gas.

TURBINA DE VAPOR.

Es una máquina que tiene por objeto transformar en energía mecánica la energía térmica disponible en el vapor que es producido en el recuperador de calor.

Las turbinas de vapor de este ciclo combinado son de cilindro sencillo, sin recalentamiento, de 13 pasos acoplada directamente al generador.

Las partes que componen la turbina de vapor son: rotor, alabes móviles, alabes fijos, carcaza exterior, inferior y superior, chumaceras de carga, de empuje, gobernador, válvulas de gobierno y de paro principal, inferior y superior.

Se detallan características principales de la turbina de vapor.

U-3 - U-6

Marca	Westinghouse
Potencia	107mw
Tipo	acción - reacción
Flujo de vapor máximo	404.5 ton/hr.
Pasos de acción	10
Pasos de reacción	3
Presión de vapor entrada	80.5 kg/cm ²
Temperatura de vapor a la entrada	507°c
Presión de vapor de escape	63.5 mm/hg.
Velocidad	3600 r.p.m.

SISTEMA MECÁNICO.

Tiene las mismas características que el de las turbinas de gas.

SISTEMA ELÉCTRICO Y DE CONTROL.

Tiene las mismas características que el de las turbinas de gas.

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO.

- Torre de enfriamiento.
- Enfriador de aceite.
- Enfriador del generador.

- Enfriador de circuito cerrado.
- Circuito abierto.

TORRE DE ENFRIAMIENTO.

En este equipo se lleva a cabo el enfriamiento del agua de circulación y servicios para la condensación del vapor en el condensador principal y extraer el calor al agua de enfriamiento del circuito cerrado. En esta central se cuenta con dos torres de enfriamiento con 8 ventiladores, cada uno de los ventiladores son de marca Amarillo modelo 1110, con una velocidad de 1725 r.p.m. con 6 aspas para cada uno. Dicha torre es del tipo inducido a contraflujo, con un flujo de agua de 291.444 lt/min. y elimina una carga de calor de 1.891×10^8 , teniendo un rango de enfriamiento de 10.83 °C con 8 celdas, teniendo una longitud de 100 mt, una altura de 13.42 mt, y un ancho de 12.81 mt.

ENFRIADOR DE ACEITE.

Este equipo se encarga de enviar el aceite de lubricación principal que pasa por cada una de las chumaceras de carga y empuje del turbogruppo, teniendo las siguientes características, tipo horizontal, tubos rolados, superficie de calefacción 120.19 m², temperatura de diseño 93°C y una presión de diseño de los tubos 10.5 kg/cm².

ENFRIADOR DEL GENERADOR ELÉCTRICO.

Son del mismo tipo que las unidades de turbogas.

ENFRIADOR CIRCUITO CERRADO.

Este equipo de enfriamiento es utilizado para enfriar a todos los equipos que trabajan a temperaturas superiores a 65°C y que necesitan agua desmineralizada para dicho enfriamiento, como son los siguientes equipos: sellos mecánicos y aceite de lubricación de bomba de agua de recirculación y alta presión de caldera. Este

sistema está formado por dos bombas de tipo centrifuga horizontal que succionan agua desmineralizada de un tanque elevado para después mandarlo hacia el área de bombas de caldera. Dicho enfriador tiene las siguientes características, tipo tubos rolados de un paso, longitud 6.36mt, temperatura de diseño 149°C y una presión de diseño de 7 kg/cm².

ENFRIAMIENTO CIRCUITO ABIERTO.

Este sistema está compuesto por dos bombas centrifugas verticales de 3 pasos cada una, con un flujo cada una de 6207 lt/min, una presión de descarga de 43.3 m³/h., y una velocidad de 1780 r.p.m. Estos equipos se encargan de suministrar el agua de enfriamiento a todos los enfriadores de las turbinas de vapor como son: enfriador de aceite, enfriador de circuito cerrado, enfriador de generador eléctrico, enfriador de las bombas de vacío, tomando el agua de enfriamiento de la torre de enfriamiento.

SISTEMA DE VACIO

Este sistema tiene como función la extracción de los gases no condensables descargados al condensador, ya sea por el vapor o por las entradas de aire a través de juntas mal selladas que permitan la filtración de aire al condensador principal de la turbina de vapor. La extracción de gases del condensador es de manera para mejorar el rendimiento del ciclo de generación de energía. Este sistema está compuesto por dos bombas del tipo horizontal de 2 pasos con un flujo de 650 lt/min y una velocidad de 705 r.p.m.

SISTEMA CONDENSADOR PRINCIPAL.

Es uno de los equipos más importantes con que cuenta la turbina de vapor ya que está instalado en el escape de la turbina de vapor y es el equipo en el cual se descarga el vapor que ya fue utilizado en la turbina, donde es condensado en forma de líquido y es enviado nuevamente al ciclo agua-vapor teniendo como

características principales las siguientes: tipo flujo radial, número de pasos 2, capacidad de condensador 1.86×10^8 kcal/hr, una presión de operación de 63.5mmhg. Un flujo de agua de circulación de 285010 lts/min, una con un total de tubos de 12660 pz., con una longitud de 9.39 mt y un diámetro de 22.22 mm, y un material cupro-níquel 90-10 y una elevación de temperatura de 11.5°C. El agua que pasa por el condensador principal es bombeada de la torre de enfriamiento por dos bombas que tienen la función de suministrar el flujo de agua fría necesaria para efectuar la condensación de vapor que realiza su trabajo en la turbina de vapor y retornando el agua a la torre de enfriamiento, características de las bombas de agua de circulación, tipo vertical, flujo 145 740 lt/min, carga total 1.93 kg/cm^2 y una velocidad de 590 r.p.m.

SISTEMA PLANTA DE TRATAMIENTO O EQUIPOS DE LA CENTRAL.

- Suministro de agua a la central.
- Planta desmineralizadora.
- Sistema contra incendio.

La Central de Ciclo Combinado se abastece de agua limpia de pozo profundo localizados a 25 km. aproximadamente fuera de la central, los cuales suministran agua para el proceso de generación de energía. Esta línea de pozos profundos suministran el agua a las torres de enfriamiento y así también al tanque de agua cruda con una capacidad de 454200 litros.

PLANTA DE AGUA DESMINERALIZADA. En esta planta se lleva a cabo el tratamiento del agua cruda que llega a los pozos profundos que alimentan a esta central, este proceso se lleva por medio de la filtración de agua a los tanques de aniones y cationes, los cuales contienen resinas y así también para el proceso de regeneración de los aniones y cationes se utiliza ácido sulfúrico y sosa cáustica.

Los componentes principales de una planta desmineralizadora son:

Clarificación de carbón activado, catión fuerte, desgacificador, anión débil, anión fuerte y lecho mixto. El tipo de esta planta es de filtración y desmineralización, dos trenes de regeneración, con una capacidad de generación de agua de 23m³/hr.

Dentro de los equipos auxiliares de la planta desmineralizadora se tienen la torre desgacificadora, ventilador de torre desgacificador, bomba de torre desgacificadora, bomba de recirculación de agua desmineralizada, bombas de ácido sulfúrico, bombas de sosa cáustica, soplador para mezclador de lecho mixto, bombas de agua cruda, compresores de aire. Estos equipos son los encargados de suministrar el aire necesario en condiciones y calidad adecuada para la operación y servicio de la instrumentación de la central.

BOMBA DE AGUA TRATADA A TANQUES DE CONDENSADO. Dentro de los tanques comunes que tiene esta central se cuenta con dos tanques de agua de condensado, uno para cada paquete con una capacidad de 454200 lt. c/u, tanque de almacenamiento de sosa capacidad 30.280 lt, tanque de almacenamiento de ácido sulfúrico 75700 lt.

SISTEMA CONTRA INCENDIO.

Este sistema se tiene conectado a la Central Francisco Pérez Ríos, ubicada a un costado de la Central Ciclo Combinada, estando ubicado en todo el perímetro que comprende esta central, teniendo cabezales colocados cerca de los equipos importantes, como son transformadores, turbinas de gas y vapor, ducto de escape, recuperadores de calor, torre de enfriamiento, garantizando con esto una mayor seguridad en todos los aspectos.

1.7 LIBRANZA AUTORIZADA POR EL SUPERINTENDENTE DE TURNO

En estos casos los trabajos se realizarán cuando la unidad esté en servicio y se efectúen a los equipos duplex o equipos que no ponen en riesgo el que dicha unidad quede fuera de servicio.

Para solicitar las libranzas en este caso, el ingeniero supervisor o el jefe de mantenimiento mecánico, son los únicos autorizados para solicitar la libranza al superintendente de la central para que expida por escrito, dando autorización para poder realizar los trabajos de corrección.

1.8 RESPONSABILIDADES

El ingeniero superintendente de turno será el único que administre las tarjetas de libranza y mantendrá un registro de todos aquellos sistemas que en su caso tengan problemas de operación.

El superintendente de turno definirá el equipo que será aislado y al cual se le colocará la tarjeta. Al término de los trabajos de mantenimiento se realizarán las pruebas de puesta en servicio del equipo para corroborar su buen funcionamiento. Posteriormente será cancelada dicha libranza y el equipo quedará disponible nuevamente para entrar en operación en el momento que sea necesario.

CAPITULO II

**PROCEDIMIENTOS DE PLANEACION DEL
PROGRAMA DE MANTENIMIENTO**

2.1 GENERALIDADES.

Los departamentos de producción son muy sensibles a los retrasos de tiempo, motivados por paros del equipo y existe una presión constante sobre el departamento de mantenimiento para que dichos paros se reduzcan al mínimo posible.

En base a esta forma de pensar, la idea que predomina en la gran mayoría de las industrias con respecto a lo que se entiende por mantenimiento, se traduce casi siempre en reparaciones rápidas y generalmente del tipo provisional con el fin de mantener un equipo determinado el mayor tiempo posible en operación.

Esta forma de trabajar, desarrolla una actitud mental en todo el personal del departamento de mantenimiento de que lo importante es hacer y se desvirtúa la idea fundamental para la que fue creado el departamento de mantenimiento, como su nombre lo indica, es "mantener", "conservar", la calidad del servicio que debe presentar la máquina para producir un producto final a un costo competitivo y con una calidad prevista.

Esta forma de trabajar conlleva también a la errónea idea de que la administración es algo para lo cual no se dispone de mucho tiempo en un departamento de mantenimiento.

Recursos con que cuenta un departamento de mantenimiento y es obligación primordial de el que hace cabeza en el departamento desarrollarlos de manera equilibrada para el buen funcionamiento del mismo.

Es muy normal, en nuestro medio industrial, el dar todas las facilidades para suplir y manejar los recursos físicos y técnicos; descuidando el recurso principal que es el humano.

Poner y mantener en operación las diferentes áreas y actividades del departamento de mantenimiento es responsabilidad del gerente o jefe del departamento y se puede

decir que es una acción administrativa del mismo, para conseguir que el personal a su cargo se proponga alcanzar los objetivos establecidos por la organización.

De todos los recursos con que cuenta el departamento el único que varía positiva o negativamente es el humano. Por lo anterior, es conveniente considerar que el gerente, jefe o supervisor del departamento debería tener, además de los conocimientos técnicos necesarios, muy buena actitud, disposición y conocimiento en las relaciones humanas, ya que es la base para poder conseguir el éxito deseado, o lo que es lo mismo preocuparse más por "administrar" en vez de dedicarse tanto a "hacer".

2.2 RECURSOS DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

Para cumplir con su función, alcanzar sus objetivos y obtener el máximo rendimiento y desarrollo de sus recursos, el jefe del departamento de mantenimiento en colaboración con su personal debe cumplir con las funciones generales de un proceso de administración, tales como:

- 1.- Planear
- 2.- Organizar
- 3.- Ejecutar
- 4.- Controlar

2.3 EL PROCESO ADMINISTRATIVO

Toda empresa para conseguir su objetivo, tiene que desarrollar sus recursos (humanos, físicos y técnicos) en forma equilibrada. Lo cual se consigue con el acomodo o estructuración de cada uno de ellos hasta formar un organismo, en el que cada una de sus partes tienda a obtener el objetivo del conjunto.

Esta organización debe, antes que todo, planearse concienzudamente, a fin de definir el problema de manera que éste quede claro y así se conocerán las posibles soluciones al mismo; mismas que al ser analizadas mostrarán la acción a tomar, darán lugar a la decisión y se podrá construir un programa pormenorizado, del cual deben desprenderse los presupuestos que periódicamente nos van a servir de herramientas de control.

Teniendo el objetivo y habiendo planeado a fondo cómo conseguirlo, el siguiente paso es organizar los recursos, estructurados (según se había mencionado) en un organismo funcional, para lo cual es necesario acomodar tales recursos en la forma prevista, dividiendo el trabajo para lograr determinar la cantidad de puestos y sus categorías; y, así mismo, fijar las labores adscritas a cada uno.

A continuación se escogen los individuos que ocuparán dichos puestos, fijándose que los atributos de estas personas llenen lo más posible o coincidan con las características de cada puesto; de aquí resulta que ahora están en posibilidad de prever la enseñanza, o clase de capacitación, que se le debe suministrar al personal para nivelarlo a las necesidades de los puestos.

Después de capacitado, delegársele la autoridad que sea necesaria para que pueda llevar a cabo su labor con responsabilidad.

Una vez estructurados y acomodados los recursos de la empresa como anteriormente se ha dicho, el siguiente paso es conseguir que cada uno de los ocupantes de los diferentes puestos diseñados sientan deseos e interés por poner en obra lo ordenado(ejecutar); por lo tanto, es necesario motivarlos y, obtenido esto, se facilitará la comunicación entre ellos, con lo que estarán informados y conocerán las funciones que deben desarrollar.

El administrador debe corroborar que el mensaje sea recibido, pues hasta entonces, se considera completa la comunicación. Cuando los esfuerzos de los individuos se

están obteniendo, el administrador deberá procurar conseguir la unidad de dirección, es decir, que todos los esfuerzos se dirijan al objetivo, con lo cual estará en posibilidad de adecuarlos en cantidad, tiempo y espacio, a fin de lograr la coordinación esencial para los mejores rendimientos.

Cuando la organización está funcionando, según se ha explicado con anterioridad, es necesario comprobar o controlar periódicamente sus logros; por lo que, basándose en los presupuestos desarrollados durante la planeación se debe ahora, en primer lugar, medir los resultados con objeto de compararlos con dichos presupuestos; a continuación se analizarán las diferencias o desviaciones respecto al objetivo a fin de corregirlas; es decir, hay que planear nuevamente para evitar la desviación, hay que organizar o estructurar este planeamiento, hay que conseguir que el personal asuma la solución del problema (ejecución) y, por último, será nuevamente controlada la obtención del objetivo.

El proceso administrativo para su estudio inicial, conviene dividirlo en cuatro partes esenciales: planeación, organización, ejecución y control. Se considera lógica esta forma de división, ya que es necesario, primero, pensar en lo que se desea llevar a cabo, tomando en consideración las limitaciones y recursos con los que se cuenta, o sea planear minuciosamente lo que se necesita hacer.

A continuación y para que lo planeado no quede exclusivamente en el papel, es necesario estructurarlo, "armar" las partes, a fin de tener todo lo pensado bien organizado. Teniendo lista la estructura, en la cual no falta ninguno de los componentes previamente planeados, es necesario darle vida, proporcionarle la energía necesaria para hacerla funcionar, en lo cual estriba la ejecución.

Por último, se hace imprescindible verificar si se está consiguiendo el resultado que inicialmente se había planeado y a eso es a lo que se le llama control. Analizaremos cada una de las cuatro partes para tener una mejor idea de dicho proceso.

2.4 PLANEACIÓN

Esta es la parte más importante del proceso administrativo, pues si no se tiene ningún plan, es lógico que no se tendrá nada que organizar, ejecutar o controlar, y por lo tanto, no existirá la administración.

La planeación lleva involucrada la necesidad de imaginar y relacionar probables actividades, las que al desarrollarlas permitirán obtener el objetivo propuesto.

Toda planeación empieza con el deseo de conquistar un objetivo, debiendo considerar a continuación las restricciones o limitaciones, es decir, el establecimiento de las políticas a observar, con lo cual estamos en posibilidad de decidir los métodos a usar y, por ende, los procedimientos para efectuar lo planeado, con lo que es posible hacer los programas a fin de considerar cronológicamente las diferentes actividades a desarrollar.

Para llevar a cabo la planeación de una manera lógica, debe procederse como en cualquier otro plan, ya sea de ingeniería civil, electrónica, etc. Primero, por considerar el objetivo y de ahí se "retrocederá" hasta llegar a la primera labor por efectuar.

Por ejemplo, si se desea poner aire acondicionado a un local, se empieza primero por determinar, de acuerdo al volumen de éste, cual es la temperatura y humedad que debe existir en él, con lo que se conocerá la potencia necesaria en el equipo de aire acondicionado, así como la disposición de éste, y consecuentemente, se estará en posibilidades de calcular, la energía que debe entregarse al equipo para su correcto funcionamiento, lo cual nos proporciona los datos necesarios para dimensionar los fusibles y los conductores que llevarán al equipo dicha energía.

Sería infructuoso proceder en forma contraria, o sea, empezando por los conductores hasta terminar con el volumen de aire acondicionado que estos pueden

entregar; es claro que se tendría algún resultado después de varios intentos, pero seguramente por casualidad se llegaría al óptimo.

También en la planeación administrativa debe seguirse esta mecánica, a saber: primero decidir cuándo y a dónde se quiere llegar; ahora, partiendo de este supuesto, es necesario considerar nuestras limitaciones de acción, nuestro recursos (humanos, físicos y técnicos) y, por último, dimensionar las labores en monto (cantidad de trabajo por efectuar) y tiempo.

Hasta este momento podremos saber a ciencia cierta cuándo podemos empezar para terminar en la fecha propuesta y, además, ahora podremos presuponer las acciones, costos, tiempos, etc., que se deben suceder periódicamente, con el fin de vigilar y corregir las posibles desviaciones al objetivo.

Vemos por lo tanto, que la planeación es una toma de decisiones constantes y que involucra lo siguiente:

- Planeación
- 1. Objetivos
 - 2. Políticas
 - 3. Procedimientos(métodos)
 - 4. Programa
 - 5. Presupuestos

OBJETIVOS. Al conjunto de una meta más la acción correspondiente para conseguir ésta y el tiempo en que se debe lograr, se le llama objetivo: éste es el resultado final al que se desea llegar; el objetivo orienta los esfuerzos del dirigente y aclara el panorama, facilitando la previsión de las acciones que hay que tomar para conseguirlo.

Durante las juntas de planeación, el objetivo debe ser perfectamente discutido y aclarado además de enunciado por escrito a todos los integrantes y éstos deben quedar en absoluto convencidos de que es necesario conquistarlo.

Ejemplos de objetivos:

- Reducir en un 5% los accidentes de trabajo a partir del mes de junio próximo.
- Aumentar la producción anual en un 7% con respecto al año anterior.
- Reducir tiempos de entrega 15% con respecto al año anterior, en un período de tres meses a partir de enero próximo.

POLÍTICAS. Estas son normas que limitan las acciones gerenciales y que pueden ser escritas, verbales o simplemente sobre entendidas; su importancia está en la orientación que proporciona la administración para poder conquistar el objetivo, dentro de los límites que imponen los recursos de la empresa, considerados en la planeación.

También permiten una mejor delegación de la autoridad, ya que con las políticas establecidas y perfectamente conocidas, los supervisores, gerentes o mandos de cualquier nivel, pueden normar su criterio facilitándoseles la toma de decisiones, pues éstas les indican, aunque en términos generales, los límites que deben observarse durante la actuación.

Existen muchos tipos de políticas de acuerdo con la función en la cual deben aplicarse (ventas, producción, mantenimiento, economía, etc.) Y todas ellas son generalmente normas amplias y dinámicas. Es necesario que en toda la empresa existan las políticas escritas, aunque hay casos especiales en que éstas deben de ser implícitas, como lo son aquellas que norman el criterio sobre asuntos confidenciales.

La alta gerencia debe decidir cuáles son las políticas que deben formar el manual escrito y cuáles otras deben entenderse como políticas implícitas y conocidas por un escogido número de dirigentes.

PROCEDIMIENTOS. El procedimiento es una serie de labores interrelacionadas cronológicamente y las cuales constituyen la forma de efectuar un trabajo.

En el momento de la planeación y de acuerdo con el objetivo a conquistar, se estudian los diferentes trabajos por realizarse, a fin de coordinar y relacionar cada una de sus partes. Este estudio generalmente es concienzudo y detallado, con el propósito de permitir la elaboración de procedimientos sencillos para lograr que estos fácilmente se vuelvan rutinarios

El estudio que aquí debe realizarse se hará sobre hechos concretos, sin suposiciones ni ambigüedades y tomando en cuenta, además del objetivo, los recursos humanos y materiales con que se cuenta y la clase de trabajo a desarrollar, ya que puede tratarse de una labor tan repetitiva que exija estudios muy profundos para lograr su máxima simplificación.

MÉTODOS. Estos corresponden a una parte de un procedimiento e indican la manera de hacer una labor específica, generalmente por un solo hombre. Cuando se quiere mejorar un procedimiento es necesario estudiar cada uno de sus métodos, a fin de tratar de eliminarlos, sustituirlos o modificarlos: esta operación corresponde a la ingeniería de métodos, y es precisamente lo que hace posible la simplificación del trabajo de cualquier tipo (administrativo, de mantenimiento o de producción).

Como corolario de lo antes mencionado se deduce que en cada empresa deben existir manuales de procedimientos escritos y perfectamente explicados, con el objeto de que el personal que ha de ponerlos en práctica los conozca a fondo y en caso de tener duda pueda tener la fuente de información necesaria.

Aunque en el caso de que se tengan métodos y, por lo tanto, procedimientos deficientes, es preferible construir con ellos el manual necesario y no esperar hasta que sea posible su depuración, ya que ésta vendrá más rápida y fácilmente al estudiar el manual existente, pues es lógico que se adquirirá alguna experiencia al respecto.

No así, cuando los procedimientos existen sólo implícitos, entonces la empresa vive un caos originado por ideas equivocadas de cada sobrestante, supervisor, etc., Al tratar de aplicar el procedimientos que ellos suponen mejores y que con el tiempo van cambiando, hasta en la mente de la misma persona, conforme ésta avanza en nuevas experiencias y conocimientos.

PROGRAMAS. Los programas son listas o gráficas que muestran claramente la línea de conducta que ha de seguirse para alcanzar el objetivo ; en ellos también se indica quien debe hacer cada trabajo, cuando empezarlo y cuando terminarlo, por lo que facilita la coordinación de los recursos al equilibrar éstos con las necesidades a cubrir.

Los programas son producto de la planeación y serán más valiosos y exactos mientras la planeación sea ejecutada con más cuidado y esmero. No se pueden obtener buenos programas sin tomar en cuenta una planeación perfectamente ponderada, pues dichos programas tendrán bases tan deficientes que su variabilidad los hará inservibles generalmente poco tiempo después de haberlos hecho.

Es claro que no existen programas invariables, pero es una verdad indiscutible que mientras más acuciosa sea la planeación, más firmeza y seguridad habrá en el programa, el cual no tendrá que ser revisado con tanta frecuencia, lo cual simplifica ampliamente las labores de control.

PRESUPUESTOS. Estos son formatos especialmente trazados y que muestran las necesidades o resultados futuros a los que se presupone llegar.

Los presupuestos se elaboran en base a los programas resultantes de la planeación y pueden indicarse en diferentes unidades y no exclusivamente la monetaria; así, pueden existir presupuestos de mano de obra, de materiales; horas extras, de ventas, de producción, etc.

Los presupuestos son imprescindibles para llevar a cabo el control, ya que en base a ellos se puede comparar lo obtenido y saber el grado de desviación que se pudo haber efectuado, para aplicar el correctivo que se juzgue necesario.

2.5 ORGANIZACIÓN.

Organizar es estructurar y dar forma a un complejo previamente planeado, disponiendo de los recursos de la empresa (hombres, máquinas, materiales, etc.), de tal forma que ésta pueda funcionar según lo previsto en la planeación.

Así por ejemplo, si se ha planeado para controlar la calidad de determinado producto y se decide que es necesario disponer de un puesto de ingeniero industrial, un ayudante y una secretaria, necesitándose además tres escritorios, una máquina de escribir, un vehículo, archiveros, aparatos de pruebas, etc., organizar esto obliga a definir las labores de cada puesto (análisis de puesto), escoger al personal adecuado para ocuparlos, así como disponer en forma funcional del resto de los recursos (escritorios, máquina de escribir, vehículo, etc.), verificando que cada uno pueda servir para desarrollar plenamente su labor; sobre todo, tratándose de los recursos humanos), éstos deben conocer perfectamente las exigencias de su puesto y de los que tienen nexos con el mismo, a fin de que puedan delegárseles a estas personas la autoridad necesaria.

En muchas empresas es costumbre que su organización quede a cargo de los propios jefes de cada departamento, quienes sin conocimiento en la materia, "organizan" sus oficinas de la manera que creen más adecuada. Esto es contrario a todo buen juicio, pues dichas empresas crecen como fenómenos, con los

consiguientes perjuicios de altos costos y pérdida de coordinación interdepartamental.

Lo indicado es hacer responsable a un departamento especializado a las órdenes de la dirección general a fin que estudie la proyección de la empresa a 10 ó 15 años y establezca premisas de organización para ese entonces.

Así se tendrá una idea de desarrollo general de la misma, pudiendo prever el de cada departamento, organizando cada uno de éstos de acuerdo con las necesidades del conjunto y no en una forma individual. Con esto se puede establecer un programa anual de organización de cada entidad, lo que evitará no contar con los recursos necesarios a tiempo, pues éstos estarán previstos. Cada año se revisará el programa actualizándose de acuerdo con las modificaciones obligadas por cuestiones imponderables.

Para organizar hay que atender los siguientes factores:

1. Puestos
2. Hombres
3. Autoridad
4. Responsabilidad

PUESTOS. Como hemos visto, al planear la forma de obtener un objetivo generalmente se llega a la necesidad de organizar un complejo que lo logre. Por lo tanto, el primer paso es enumerar todas las labores a realizar, separarlas en grupos afines de funcionalidad, determinar, en forma aproximada, las horas hombre de cada grupo con el objeto de decidir cuántos puestos de esa categoría son necesarios (uno por cada hombre).

A continuación se hace un análisis de puestos con el propósito de saber no solo las labores que corresponden a cada uno de ellos, sino su descripción genérica, el grado de habilidad (instrucción, experiencia, destreza), esfuerzo (físico y mental), responsabilidad (propia y ajena) y, por último, las condiciones de trabajo a que van a

estar sometidos los ocupantes de dichos puestos. El análisis de puestos nos va a permitir hacer una buena selección de personal, programas de desarrollo bien equilibrados y facilitará la administración del sueldo y salarios.

Conocidas las características del recurso humano necesarias para los diferentes puestos, se procede a determinar las de los otros cinco recursos, considerando en todo momento la relación que existe entre los presupuestos (y en general toda la fase de planeación) y los avances logrados por la sociedad actual en cuanto a equipos, tecnología, materiales, etc.

Una acuciosa labor realizada en este sentido, permitirá obtener un equilibrio muy benéfico entre los recursos físicos y tecnológicos que se manejarán en un puesto y el elemento humano que lo ocupará.

HOMBRES. Conociendo el puesto, según se dijo anteriormente, estamos en posibilidad de escoger a la persona más adecuada, pues sabemos qué atributos necesitamos de ella, por lo que la selección estará basada en el análisis del puesto. Es muy raro encontrar a la persona idónea, pero por lo menos podemos saber qué atributos le faltan a la que hayamos seleccionado para desempeñar el puesto, y es lógico que la empresa debe facilitarle los medios necesarios (cursos, libros, etc.), para que si ella tiene interés se complemente y si es posible progrese en su puesto. Debemos recordar que siempre hay que llevar el hombre al puesto y no el puesto al hombre.

Desafortunadamente, todavía se observa en muchas de nuestras empresas, que por razones políticas o de cualquier índole, menos administrativas, "hacen" puestos no necesarios para colocar personas.

AUTORIDAD. Ya estando las personas ocupando sus puestos, es indispensable delegarles la autoridad necesaria para la buena función del mismo. El superior delegará esta autoridad de acuerdo con la capacidad que el subordinado tenga para hacer buen uso de ella; pero, de cualquier forma, si por considerar el superior la

existencia de deficiencias en su subordinado no le delega la autoridad necesaria al puesto, es responsabilidad de aquél facilitar, y muchas veces forzar, la instrucción de su subordinado hasta capacitarlo para que éste ejerza toda la autoridad que necesite; cuando esto se consigue, se obtiene automáticamente que los subordinados acepten la responsabilidad que trae aparejada la autoridad de que hacen uso.

Es necesario hacer hincapié en que la autoridad, o sea la facultad de dirigir y controlar a los subordinados, no debe basarse en el uso de la fuerza, o la compulsión, sino en la persuasión, en sanciones adecuadas al caso, o cualquier otra forma de lograr su integración y compromiso.

Se puede considerar que hay dos tipos de autoridad, aquella que se exige por parte del superior y aquella que por voluntad da el inferior al reconocer en el jefe ciertos atributos que lo catalogan como su líder ideal.

Para que un supervisor, gerente o director, pueda dar órdenes razonables, es indispensable que estén seguros de que el subordinado posee los recursos necesarios para poder cumplir con tales órdenes, recursos físicos, técnicos y personales, es decir, que además de contar con herramientas, vehículos y materiales, también cuente con los conocimientos que exige su puesto y, además, que se encuentre lo suficientemente motivado a fin de que exista en él la conjunción del querer y el poder.

RESPONSABILIDAD. Esta es la obligación que tiene una persona de responder ante sus superiores por su actuación durante el desempeño de sus labores. La responsabilidad no puede delegarse como la autoridad, sólo se comparte; es decir, el superior puede delegar autoridad a un subordinado, pero no por eso deja de ser responsable ante su jefe del buen o mal uso que el subordinado pueda dar a la autoridad que le fue delegada.

2.6 EJECUCIÓN.


Ejecutar significa "poner por obra una cosa", por lo que, desde el punto de vista administrativo, podemos decir que la ejecución es una acción del administrador (director, gerente o supervisor), para que sus subordinados se propongan alcanzar objetivos establecidos en la planeación y estructurados en la organización. El organismo ya conseguido debe ser puesto en acción.

Ahora bien, debemos distinguir que los siete recursos generales con que cuenta toda empresa (tiempo, hombres, máquinas, materiales, métodos, dinero y mercado), todos menos el humano, poseen un comportamiento invariable por sí mismo, y es indiscutible que el comportamiento de los hombres varía positiva o negativamente ante los demás recursos. Debido a eso es que la ejecución se aplica solo a los recursos humanos.

Por lo anterior, debe considerarse que todo administrador debe tener conocimientos y actitudes para crear en sus hombres el interés del deseo de progreso y el amor al trabajo. Dichos atributos son en primer lugar, el carácter; en segundo lugar, el conocimiento del comportamiento humano, el estudio de las ciencias sociales, tales como antropología, psicología, filosofía, sociología, lo llevará a entender más a sus semejantes y así mismo. Si a eso se le agrega que dicho administrador posee buenos atributos de carácter para administrar, logrará moverse con éxito en su medio.

Si el recurso más importante es el humano, éste debe ser seleccionado y desarrollado cuidadosamente, ya que de sus conocimientos y de su voluntad por triunfar dependerá el futuro de la empresa. Un buen gerente o administrador cuidará de aplicar ciertos principios esenciales para lograr que sus subordinados deseen y consigan el objetivo; así verá que primero tiene que motivarlos y, ya que lo consiga deberá comunicarse adecuadamente en ellos para después poder dirigirles y coordinarles sus esfuerzos, por lo tanto se considera que en la ejecución existen cuatro factores básicos.

EJECUCIÓN

- 
1. Motivación
 2. Comunicación
 3. Dirección
 4. Coordinación

MOTIVACIÓN. Debemos partir del hecho de que todo integrante de una empresa, independiente del nivel que esté colocada, en relación al trato que recibe dentro de ésta, las reacciones son específicas para cada individuo, pero de cualquier forma éste tendrá siempre dos clases de necesidades que satisfacer: en primer lugar, las necesidades higiénicas (salario y prestaciones), que lo colocan en condiciones de vivir en mayor o menor comodidad, en segundo lugar: las necesidades motivadoras.

Es aquí donde la actuación del administrador juega el papel más importante, ya que debe de crear un ambiente de superación perenne en donde los individuos vean identificados sus objetivos personales con las de las demás empresas, y además se sientan orgullosos de formar parte de ella, por lo tanto en el individuo debe entenderse todas sus necesidades de realización, o sea, cuando él comprueba que con su actuación está obteniendo los resultados que él había previsto.

Las necesidades de reconocimiento es decir, que el grupo lo acepte como una persona capaz de trabajar dentro de éste y por el bien del conjunto; las necesidades de desarrollo profesional, esto es, que el individuo encuentre la forma de incrementar su acervo cultural y por último que exista el desafío, el cual aumentara intereses.

El hecho de crear el ambiente motivador en una empresa no es acto esporádico, no es una simple arenga en caso determinado, sino es trabajo constante y delicado del gerente o supervisor, que en muchas ocasiones exigen un planeamiento cuidadoso, usando sus cinco sentidos, así como el echar mano muy respectivamente de sus

atributos positivos del carácter y de los conocimientos adquiridos acerca del comportamiento humano.

IMPORTANCIA DE LA CONDUCTA DEL SUPERVISOR.

Una buena supervisión debe de tener un alto grado de inteligencia y una gran capacidad de estudios. Estas cualidades son tenidas en cuenta por la dirección cuando seleccionan a un capataz, pero los resultados dependen del seleccionado. La dirección no puede hacer milagros. No puede colocar sobre este hombre la habilidad de dirigir. Este debe ser adquirido a través de un adiestramiento especial y de la práctica.

El supervisor que triunfe profundizará sobre las relaciones laborales. Abrirá las puertas de aumentos substanciales en el rendimiento de los trabajadores si realizan los esfuerzos necesarios para ganarse la cooperación y apoyo de los empleados. Un buen supervisor no deberá conocer a sus empleados solo por su apellido y número, sino también por los nombres que ellos gustan ser llamados. Deberán saber la experiencia y antecedentes de cada empleado. Cada empleado es un individuo y deberá ser tratado como tal.

El supervisor deberá saber el mejor método de acercamiento personal que deberá usar con cada empleado cuando le deba informar, corregir, elogiar y animar. El empleado pide a su capataz dotes de mando y debe encontrarlas. Los supervisores con buenas relaciones laborales explicarán las razones que haya detrás de las decisiones que afectan al empleado individualmente.

El supervisor debe saber sus comunicaciones. El dar instrucciones, entrevistas, revisar el comportamiento del hombre, discutir una idea, o telefonar son métodos de comunicación oral. Algunos de los métodos escritos son notas en los tableros de anuncios, cartas, anuncios de programación, carteles e instrucciones de programación de trabajo.

Los obstáculos en la comunicación son las actitudes equivocadas, falta de comprensión, planificación deficiente, medios equivocados y mente cerrada.

La actitud equivocada esta tipificada por la política "¿por qué decirlo?. Lo que ellos no saben no les perjudicará". El no hacerse cargo de lo que los empleados realmente quieren saber, es falta de comprensión.

Cuando el capataz tiene demasiado trabajo para tener a su gente bien informada o para intercambiar ideas con ellos, actúa con mala planificación,. Los medios de comunicación equivocados consisten en el uso de palabras que son difíciles de entender y que a menudo incitan a resentimientos, también en poner en cartel un mensaje sin explicación. La actitud de mentalidad cerrada existe cuando un capataz deja de escuchar y de considerar una idea ajena.

Un empleado acude siempre al supervisor para obtener información. Una mejor gestión depende de la capacidad del supervisor para que acepten sus ideas, saber las reacciones de los empleados, y hacer pasar de uno a otro la información. La comunicación deberá esparcirse en ambas direcciones, a través del supervisor.

Todo el mundo se equivoca, los supervisores no son un excepción, es difícil de creer pero a veces los capataces son grandes chapuceros cuando llega la hora de tratar al empleado y discutir los puntos dudosos con él. Hacerlo bien requiere tacto con sincero interés en ayudar a la persona implicada. La mayoría de las personas son sensibles a la crítica y resienten cualquier forma de corrección a menudo defienden sus métodos e ideas a gritos. Cuando el empleado llega finalmente al la cumbre de su carrera, cuando es jefe, se le desarrolla el orgullo con su propia importancia, este orgullo se puede convertir en enfado cuando alguien que tendría que saber lo que es más conveniente pasa por encima suyo y olvida tratar con él el material que le corresponde decidir.

Muchas de esas complicaciones pueden evitarse con un cuidadoso plan que describa detalladamente las líneas de autoridad. Esa información puede ser

transmitida a los empleados por medio de organigramas. Estos mostraran las categorías, relaciones divisionales y departamentales.

El tacto y la energía son conceptos de mando que tienen doble filo pues un supervisor puede medir con ellos su propia habilidad. El puede fácilmente y de una manera efectiva discutir el mando con otros en tales términos.

El tacto es la habilidad de decir y hacer lo más conveniente en una situación dada, con el objetivo de evitar la ofensa. Es necesario reconocer que todo el mundo: - trabajadores, supervisores, jefes- tiene un orgullo y ambiciones, esperanzas y temores, pensamientos, ideas, intereses y nervios. Lo que hay en la mente del prójimo es importante. Solo hay una manera de tratar con tacto a los empleados, - considerar por adelantado los posibles efectos que causaran las propias palabras y acciones -, entonces deben escogerse esas palabras minuciosamente y actuar en consideración.

Dirigir es habilidad que conduce que se hagan las cosas, hacer avanzar hacia un fin satisfactorio cualquier trabajo que haya emprendido, dirigir no consiste en presionar a los empleados, consiste en llevar a cabo el trabajo, continuando al frente de su puesto a todas horas, usando su propia energía mental y física en que las cosas se hagan. A la única persona a la que un supervisor le puede exigir ir detrás de martillos y tenazas día tras día es así mismo.

La persuasión es una forma de dirigir. El supervisor debe saber cuando y como debe ser persuasivo. Los empleados hacen mejor las cosas de buena gana. El objetivo de la persuasión es obtener que el empleado este a gusto.

El supervisor que tiene mando sin el uso de métodos persuasivos, crea problemas.

El supervisor debe cooperar. La supervisión, como cualquier otro tipo de relación humana, tiene que ser un asunto en que se da algo a cambio de algo. Esto es sobre todo la llave para triunfar en el mundo.

Aquí se enumeran algunas fallas en la conducta del supervisor que provocan querellas con las personas o con el sindicato:

- (1). Falta de cumplimiento en las promesas.
- (2). Atribuirse el mérito de ideas de los empleados.
- (3). Demostrar favoritismos personales.
- (4). Dejar de admitir errores.
- (5). Miedo a la responsabilidad.
- (6). Olvidar el elogio cuando éste es merecido.
- (7). Perder el control de las emociones.
- (8). Ser desleal con los empleados.

2.7 COMUNICACIÓN.

El significado de comunicación es tener correspondencia unas personas o cosas con otras.

Esta correspondencia solo puede conseguirse plenamente si se tiene habilidad para ello, pues el echo de comunicar, no solamente se refiere a transmitir las ordenes, conocimientos o deseos ya sea por escrito o con simplemente palabras o ademanes, sino que es esencial que exista reciprocidad entre el administrador y el receptor.

El error mas común consiste en el jefe o gerente cree que simplemente con hablar o hablar ayudado muchas veces por gesticulaciones y escritos es suficiente para llevar a cabo la comunicación, no permite que el subordinado se exprese libremente para darse cuenta si fue o no entendido el mensaje.

La comunicación debe ser reciproca y para que esto se efectúe se necesita un transmisor, un receptor y el procedimiento adecuado para efectuar (la palabra, la escritura o ademanes). El transmisor es el responsable de que la comunicación se logre, por lo que tendrá que tomar en cuenta los siguientes factores:

1. Dar una idea clara y precisa de lo que se quiere comunicar. Debe ser analizado el problema antes de iniciar la comunicación.
2. Escoger el lenguaje para que el o las personas receptoras lo comprendan.
3. Observar que las respuestas del receptor a corto y largo plazo es la esperada y de acuerdo a lo comunicado, o bien solicitar retroalimentación del receptor para comprobar si el mensaje ha sido entendido.

La comunicación ayuda a conseguir el entendimiento de problemas mutuos, por lo que desarrolla el sentimiento de cooperación y facilita la coordinación.

2.8 DIRECCIÓN.

El administrador debe conocer su empresa a fondo y sentirse parte de ella, estos factores lo dejan en actitud de poder dirigir eficientemente a sus subordinados, propiciando en ellos que su actuación tenga la tendencia hacia el objetivo de la empresa, el cual debe estar todo el tiempo presente en la mente del administrador, de manera que al anotar cualquier desviación de los esfuerzos, debe tomar decisiones a fin de corregirla.

Para esto emite órdenes, instrucciones o reglas de acuerdo con lo que crea necesario, tomando en cuenta su propio parecer, después de analizar el problema.

Estas decisiones, instrucciones o reglas deben ser dadas al personal entendiendo los principios de motivación y comunicación antes discutidos, a fin de que el administrador actúe como guía orientado o impulsando a sus subordinados en una forma adecuada, ordenándoles lo que deben de hacer.

Para propiciar una buena dirección debe existir la unidad de mando con el objeto de que las ordenes emanen de una sola persona, debe tenerse especial cuidado de que estas sean cumplidas para evitar la indisciplina de algún o algunos integrantes, lo

cual deformaría el ambiente de deseo de progreso y superación discutido anteriormente.

La disciplina es necesaria en todos los actos de la vida y sobre todo cuando se trabaja en grupo por lo que es indispensable aplicar los correctivos convenientes o justicia y equidad.

Esto no quiere decir que en todos los casos se emplee el castigo para corregir, sino que debe entenderse por correctivo disciplinario aquel que sea capaz de solucionar el problema de la indisciplina. Estos correctivos varían de acuerdo con el temperamento del individuo al que se le deben aplicar, pues muchas veces se obtienen resultados positivos dando un premio al infractor, que suministrándole un castigo, al cual su reacción será contraria a la que el administrador desea.

Debe tenerse en cuenta que antes de considerar la reacción del individuo al aplicarse un correctivo, debe analizarse la reacción del cual forma parte debiendo tener prioridad los intereses del grupo.

2.9 COORDINACIÓN.

Otro de los puntos esenciales en la ejecución es lograr que los esfuerzos del grupo estén sincronizados y adecuados en tiempo, cantidad y dirección; esto es lo que se llama coordinación.

Cumpliendo estos requisitos se obtendrán grandes rendimientos en la actuación de los recursos humanos, pues el esfuerzo de cada uno se suma al de los demás, dando un resultante siempre mayor que la que tendríamos con la suma de los esfuerzos parciales. El fenómeno contrario se observa cuando algún esfuerzo unitario no quedó coordinado, ya sea por falta de sincronía, o porque fue grande o pequeño o porque obró en otra dirección, lo cual pone un lastre tremendo a la resultante, bajando enormemente el rendimiento.

La coordinación nos lleva a una ponderación adecuada de todos nuestros recursos, evitando altos costos por la inflación de algunos de ellos. Es difícil obtener la coordinación, sobre todo en grandes empresas en las que la especialización va incrementando el sentimiento de departamentalismo, formándose verdaderos departamentos de ventas, S.A.; departamento de producción, S.A.; departamento de economía S.A.; etc.

Los intereses mezquinos de cada departamento hacen que sus integrantes nos vean más allá de su objetivo departamental. Eso también se deja sentir en niveles o departamentos inferiores, con respecto a otros.

Para evitar esto, es indispensable que el personal conozca y acepte el objetivo principal de la empresa y de los objetivos secundarios, así como la importancia y subordinación de cada uno de ellos con respecto a los demás, con esto se desarrollara la unidad de doctrina en el personal.

También debe pugnarse porque existan juntas que faciliten el intercambio de opiniones e ideas y, asimismo, se conozcan las limitaciones o problemas de cada departamento, con lo que se consigue interesar mutuamente al personal en la solución de los mismos, aumentar más el deseo de ayuda mutua si el administrador atiende las ideas y sugerencias del personal para el arreglo de los problemas. Esta forma de desarrollar la coordinación debe ser continua y planeada por el dirigente.

2.10 CONTROL

El control es la comprobación de que las personas o artefactos están llevando a cabo lo planeado, con o sin desviaciones a la norma predeterminedada. Prácticamente, el control en si es un procedimiento que se inicia al concluirse la planeación, que es cuando se establecen las normas o estándares derivados de los presupuestos y que se continúan durante todo el proceso administrativo, por lo que, es constante y dinámico. Para facilitar el control es necesario atender los siguientes factores:

- Medir
- Comprobar
- Analizar
- Corregir

Antes que todo deben determinarse lo que se necesita controlar, y esto será de acuerdo con lo que indique la experiencia, el criterio y los hechos observados por el administrador. Sabiendo los elementos a controlar, es necesario fijar si estos deben controlarse en cantidad, calidad, tiempo y costo, con lo que se está en la posibilidad de fijar la norma, todo esto sucede durante la planeación.

Estas normas serán escritas y conocidas por las personas que deben atender el control. Generalmente, las herramientas de control de una empresa son todos los estados financieros y los de producción, aunque existen en cada oficina o departamento también herramientas de control adecuados a sus niveles e intereses.

La selección educativa de " puntos de control" durante la fase de planeación y la estricta observancia de ellos durante la fase de control, permite evitar la aparición de conflictos humanos ocasionados por una acción de control constante.

Medir. Durante el proceso administrativo estarán midiendo los resultados obtenidos en aquellos elementos de control previamente escogidos, anotándose los datos en los estados financieros o de producción (medios de control) y dando a conocer estos a las personas idóneas.

Comprobar. Con lo anterior se estará en capacidad de comparar dichos resultados con las normas establecidas y conocer si existen variaciones de importancia con respecto a estas. Aquí debe obrarse con un criterio amplio a fin de escoger las desviaciones importantes o excepcionales.

Analizar. Las variaciones escogidas deben ser analizadas con el fin de conocer claramente el porque de las mismas y sus trascendencia en la organización, muchas

veces será necesario realizar los procedimientos o aun los métodos, pues estos nos mostraran en donde fracasaron las acciones del personal.

Corregir. Basándose en el diagnostico obtenido por el análisis, se aplicará el correctivo necesario tomando en cuenta que este debe eliminar la causa no solo corregir el defecto.

Este hecho puede compararse con el de tratar de arreglar una instalación eléctrica simplemente cambiando el fusible fundido y sin tomar en cuenta que el causante del daño puede ser un aparato en malas condiciones y que aun estará conectada a la instalación. El fusible seguirá fundiéndose hasta que se corrija el verdadero defecto.

Debemos insistir en que el control se facilita si se pone atención solo sobre las divisiones importantes . Con el objeto de hacer un buen control, es necesario acercarse al problema con una mentalidad abierta y recordar que de lo que se trata de medir es la ocasión de las personas en el trabajo y no simplemente éste, pero los correctivos deberán estar dirigidos a las personas basados en los hechos, no en suposiciones.

El control se facilita con la variabilidad en las políticas, con la simplificación de la producción con la estandarización de procedimiento, tiempos o actividades, ayudando todo esto a obtener una mejor coordinación y mejorando, consecuentemente los rendimientos.

2.11 INTEGRACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

IDENTIFICACIÓN.

El departamento de mantenimiento es el responsable de conservar el equipo, instalaciones y maquinaria de producción, en condiciones optimas de operación a fin de obtener los rendimientos previstos dentro de los costos previamente

calculados o lo que es lo mismo su objetivo será siempre conservar, en condiciones seguras, eficientes y económicas la calidad de servicio que prestan las máquinas, instalaciones de la compañía.

Esto significa que una vez que se ha optimizado los procesos productivos y administrativos, es a través del departamento de mantenimiento que se podría obtener reducciones de costo vigilando el consumo de energéticos, lubricantes y otros insumos de la planta o bien a través de recomendaciones para mejorar la maquinaria.

Para poder cumplir con este objetivo es necesario, además del buen funcionamiento propio del departamento, mantener una relación humana y de trabajo muy estrecha y positiva con los otros departamentos de la planta.

INTEGRACIÓN.

Para integrar un departamento de mantenimiento es necesario conocer con la profundidad debida lo siguiente:

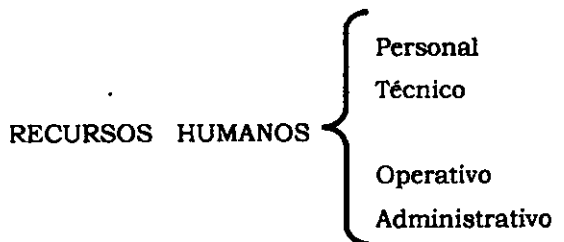
- A) Políticas de la empresa.
- B) Sistema organizacional de la empresa.
- C) Giro, tamaño y capacidad de la planta.
- D) Objetivo.

Con esta información se definen las necesidades del departamento, organización y grado de autoridad; se traza el organigrama, se hacen análisis de puestos y se determina el perfil de cada puesto para de esa manera poder determinar el perfil de la persona para ocupar el puesto.

Se analizan las necesidades de maquinaria y equipo y se decide su distribución para definir el tamaño y las instalaciones del departamento.

RECURSOS CON QUE DEBEN CONTAR.

Los recursos con que normalmente debe contar un departamento de mantenimiento son:



TIEMPO

2.12 INTER RELACIÓN CON OTROS DEPARTAMENTOS.

Actuando en las empresas, y cada vez con mayor ahínco, se procura que toda ella opere como una unidad totalmente integrada y para conseguirlo se busca que la relación humana y de trabajo entre los diferentes departamentos que la forman sea armónica, adecuada y orientada a conseguir los objetivos de la misma, esto significa que cada departamento debe cumplir con la parte que le corresponda, pero

pensado y tenido siempre presente su obligación de colaborar con los otros departamentos para que ellos cumplan con su parte y así entre todos lograr los objetivos programados como empresa.

A pesar de todo de esta colaboración estrecha y coordinada, existen dentro de la empresa departamentos cuya función principal es dar servicio y uno de esos departamentos es precisamente el de mantenimiento.

En base a este concepto la interrelación entre el departamento de mantenimiento y los otros departamentos debe estar orientada a obtener de ellos las facilidades necesarias (disponibilidad de tiempo y materiales) para poder cumplir adecuadamente con sus funciones y programas propuestos.

2.13 RELACIÓN ENTRE EL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO Y DE PRODUCCIÓN.

La elaboración de programas de mantenimiento se debe hacer en coordinación con el personal idóneo del departamento de producción a manera que ambos se responsabilicen de los mismos.

Aunque tenga la razón, el departamento de mantenimiento no debería, en ningún momento imponer su criterio, sino que debe desarrollar y aplicar la habilidad de convencimiento, es decir no se debe dejar de cumplir un programa en base a la excusa "no permiten trabajar".

El departamento de mantenimiento debe también tener seguimiento y cumplimiento de sus programas es de su completa responsabilidad y de hacer lo necesario para que se cumplan. Por lo tanto el departamento de mantenimiento debe estar siempre compenetrado del funcionamiento y operación del departamento de producción, así como de sus necesidades para cumplir con los objetivos de producción y cooperar con dicho departamento para obtener los resultados previstos, sin perder de vista

la responsabilidad que tiene de mantener la calidad del servicio prefijada en las máquinas y el equipo instalado.

2.14 RELACIÓN ENTRE LOS DEPARTAMENTOS DE MANTENIMIENTO Y EL DE CONTABILIDAD.

La acumulación de los datos de costo de mantenimiento se hace normalmente por el departamento de contabilidad, como servicio al departamento de mantenimiento, y allí se elaboran los reportes. Desde el punto de vista de mantenimiento hay dos tipos de reportes de la información de los costos de mantenimiento:

1. Reportes a la gerencia de la planta.
2. Reportes de informes de costo para fines de control de costos dentro del departamento de mantenimiento.

REPORTES DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO A LA GERENCIA. El objetivo de este tipo de reportes es proporcionar información de costo que permitan a la gerencia de la planta juzgar la ejecución del mantenimiento como un servicio de la planta. El costo total del mantenimiento y específicamente la tendencia del costo por unidad de producto, es la única medida verdadera de realización del mantenimiento. Idealmente, los costos de mantenimiento podrían definirse como aquellos gastos controlables por el departamento de mantenimiento.

Pero la dificultad es la definición de aquellos costos sobre los cuales el mantenimiento puede tener controlable.

Dentro de la producción, las personas autorizan el trabajo de mantenimiento, ellas ciertamente juegan una parte en el control de costo de mantenimiento. Sin embargo, el control de los costos de mantenimiento por el personal de producción es de poca importancia. Un departamento de mantenimiento progresista y efectivo y que tenga la confianza del personal de producción, normalmente tiene mucho mas control.

Así que una totalización del trabajo de mantenimiento, materiales, contratos, transportes, accesorios y otros costos definidos como mantenimiento, es básicamente controlable por el departamento de mantenimiento, si es una medida real de la ejecución de mantenimiento.

La gerencia de planta asigna al departamento de mantenimiento la responsabilidad del control. Tal parámetro es la base del control presupuestario que se basa en el costo mensual total. Los objetivos expresados sobre mejoramiento del costo de mantenimiento por unidad del producto se comparan rápidamente con el progreso mensual.

INFORMACIÓN DE COSTOS DENTRO DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO. Esta es la información de costos que recibe el departamento de contabilidad para controlar los costos de mantenimiento. Estas cifras serían recopiladas por el departamento de mantenimiento, sino fuera porque la contabilidad puede procesar los datos a un costo mucho menor.

Esta información de estos costos no debe ser la que el departamento de contabilidad piense que necesita el departamento de mantenimiento para llevar a cabo su labor, el control de costos del departamento de mantenimientos debe ser diseñado y administrado por el mismo.

Cualquier supervisor respetable de mantenimiento está relacionado con costos y reportes de costos. Pero solo cuando se responsabiliza de los costos que el básicamente controla estará motivado para hacer de los costos su principal preocupación. Cuando se convierte en "sus" costos, él pensará el término de pesos, aunque esté hablando de horas-hombre, kilogramos o barriles.

2.15 RELACIÓN ENTRE EL DEPARTAMENTO DE MATERIALES DE MANTENIMIENTO, EL DE COMPRAS Y ALMACENAMIENTO.

El objetivo del departamento de compras y almacenamiento es contribuir a obtener provecho objetivo, controlando la inversión en refacciones y material de

reparación al nivel mismo , de acuerdo con los requerimientos de producción y mantenimientos esfuerza para tener a la mano las refacciones, y material de reparación, en el lugar adecuado, en la cantidad correcta y a un costo mínimo, la importancia de las relaciones entre mantenimiento y almacenes es todavía, debido a la gran contribución que el departamento de almacén o el de compras, pueden hacer sobre la efectividad del departamento de mantenimiento. Algunas organizaciones incluyen a los almacenes como parte del mantenimiento, pero para revisar el intercambio entre las dos funciones, aquí se les considera como departamentos separados.

El control del material de mantenimiento (algunas veces denominado existencia activa) es básicamente una actividad del departamento de almacenes que emplee el uso de datos, salidas y registros de inventario para mantener la existencia económica óptima. El mantenimiento puede ayudar grandemente en este problema, al proyectar planes futuros que cambiaran los requerimientos de artículos específicos y hacer los reportes necesarios al almacén.

El departamento debe realizar una contribución significativa al control económico de inventarios de refacciones o existencia protectora. La familiaridad con el mantenimiento es la clave para estandarización máxima y eliminación de duplicación de existencias.

Un reporte que se va a usar dentro del departamento de mantenimiento es el registro de una historia de fallas y costos de reparación y debería usarse para justificar una selección específica de equipo

2.16 PROGRAMACION DE MANTENIMIENTO.

Cuando en el desarrollo del programa de un trabajo aparece la palabra urgente, tradicionalmente significa la aplicación del mismo esfuerzo con el objeto de reducir o por lo menos cumplir con el tiempo mínimo especificado para verificación del mismo. En practica eso origina una elevación excesivamente del costo ya que

implica mayor personal. Mas tiempo extra en las necesidades de tener a disponibilidad inmediata una serie de equipo que en condiciones normales no hubiera sido necesario.

La programación consiste en asignar tiempos y fechas de iniciación y terminación de actividades.

Para poder programar los trabajo es necesario conocer la mano obra, mantener materiales, prioridad, así como el tiempo que se emplearía para el desarrollo del trabajo.

Además de programación debe ajustarse de tal manera que sea posible desarrollar trabajos de emergencia durante la ejecución de programa o sea aquellos que se presenten o se originen durante el desarrollo del mismo pero cuya prioridad altera el orden de los trabajos programados.

Para programar un trabajo es necesario conocer todas las actividades que lo forman, establecer el método por emplear para cada una de las actividades, estimar la mano de obra, el número de obreros y el tiempo necesario para realizar cada una de las actividades y finalmente establecer la secuencia de las mismas con objeto de terminar el tiempo total en que puede efectuarse el trabajo.

Programar consiste esencialmente en insertar dentro del tiempo una secuencia de actividades.

La planeación ha permitido definir las actividades y encontrar su secuencia estructural . Para determinar las fechas en que deben iniciarse y terminarse cada una, se construye una gráfica de flechas o de barras, siguiendo los siguientes pasos:

1° Enumérese en una lista toda la serie de actividades a realizar, motivados por los reportes de inspecciones periódicas, sin importar el orden de ellas; llamándosele a esta "hoja de trabajo".

2° Determinar que actividades son inmediatas y necesariamente antecedentes a cada una de ellas. Así como cuales son las que pueden realizarse inmediatamente después de realizada lo que analiza, valiéndose de la gráfica de flechas o de barras que nos permite visualizar todo el conjunto de actividades por realizar.

3° Determinar el tipo de mantenimiento que requiere cada actividad como son:

Limpieza	L
Mecánica electricista	Me
Mecánico	M
Eléctrico	E
Pintor	P

4° Determinar el número de personas necesarias para realizar cada una de las actividades.

5° Determinar la duración estimada para cada una de las actividades por realizar.

Para calcular la duración estimada (t_{de}), de cada actividad se utiliza el método

Pert que consiste en fijar 3 tiempos:

Ta el tiempo más optimista posible en horas, si todos los factores controlables funcionan a perfección: debe ser casi imposible desarrollar el trabajo en un tiempo menor que éste.

Tm el tiempo más probable en horas.

Tb tiempo pesimista en horas; que se requiere para efectuar el trabajo si se conjugan circunstancias desfavorables aunque controlables.

$$\mathbf{TDE = \frac{ta+4tm+tb}{6}}$$

6

Una vez elaborado el programa, se debe evaluar considerando los siguientes aspectos.

1. La oportunidad de su aplicación.
2. Posibilidades reales de cumplimiento.
3. Trascendencia de operación, sin interrupciones, que va a proporcionar la parte o la máquina completa después del servicio del mantenimiento, en función de la profundidad del mismo.

2.17 COSTO DEL MANTENIMIENTO.

Generalidades

El renglón "costos", desde el punto de vista del mantenimiento del equipo en la industria, viene a ser un factor que no debe pasarse desapercibido; ya que el control del costo de materiales, mano de obra y otros cargos o erogaciones tendientes a mantener en condiciones optimas de operación el equipo, deberá ser valuado para que esta inversión pueda ser derramada sobre el costo de la producción obtenida durante un determinado periodo.

Además nos dejará asentado en sus registros una historia completa del mantenimiento requerido por lo que a inversión respecta para los diferentes equipos que serían básicos o importantes en la producción.

Se debe tener muy presente que para poder obtener la producción en un ideal planeado se debe contar con normalizaciones, es decir que se necesita haber presupuestado la capacidad normal de producción en situaciones ideales de trabajo y eficiencia, y que dichas normalizaciones deberán llevar incluido un cierto margen de tolerancia para casos de contingencia en los que pueden o no presentarse ciertos trastornos en nuestro equipo de fabricación, porque de no ser así se estaría trabajando en una forma incierta de lograr o no dicho volumen de producción. Ahora bien, vista la necesidad de establecer una política para el control de los costos

de mantenimiento; lo más conveniente sería que esta política se acordara entre los responsables de los departamentos de mantenimiento y contabilidad para someterlo a la aprobación del director general.

De esta forma se integra la política general de costos de la empresa facilitándose su aplicación y control.

ELEMENTOS QUE FORMAN EL COSTO DEL MANTENIMIENTO.

Materiales. La adquisición de materiales juega un papel muy importante en el costo del mantenimiento, ya que fácilmente se puede disparar el costo por este concepto si no se tiene la precaución de "saber comprar".

Procedimiento de libranza de equipo. Tipos de libranza

- 1.- Libranza autorizada por el CENACE
- 2.- Libranza autorizada por el superintendente de turno.

Propósito. Los documentos que se expenden para autorizar una libranza define los requerimientos específicos para protección del personal de mantenimiento que desarrollara trabajos sobre los equipos a reparar.

Las tarjetas que advierten de condiciones de peligro al personal, son designados como tarjetas de seguridad, el uso de estas tarjetas será de acuerdo con lo previsto en la norma ANSI 35-2-1968. Estas otras palabras con tarjetas de seguridad serán usadas solamente para indicar que existe un peligro real o potencial para el personal y que serán tomadas precauciones razonables contra peligro.

En el caso de las centrales de ciclo combinado se cuenta con dos tipos de libranza primero:

Libranza autorizada por el CENACE para efectos de

- A) Mantenimiento de 4000 hr. para inspección de cama de combustible.
- B) Mantenimiento menor de 1600 hr. a turbina.
- C) Mantenimiento mayor de 32 000 hr. al turbo compresor.
- D) Mantenimientos correctivos no contemplados.

Para todos estos tipos de mantenimientos, las libranzas son autorizadas por el personal y ingenieros en turno que se encuentran en el CENACE "Centro Nacional de Control de Energía", los cuales indicaran de acuerdo a las necesidades de consumo de energía si es conveniente dar o negar una libranza para realizar una reparación de emergencia o realizar el mantenimiento programado.

Esta autorización es solicitada únicamente por el ingeniero en turno o el ingeniero superintendente de turno de la central. Este personal indicará al jefe del departamento de la central que en su caso haya solicitado la libranza para efectuar dicha reparación.

TIPOS DE MANTENIMIENTOS TRADICIONALES

- 1.- **Mantenimiento rutinario o preventivo.**
- 2.- **Mantenimiento programado**
- 3.- **Mantenimiento correctivo**

TIPOS DE MANTENIMIENTOS

Rutinario o preventivo	Lo que se puede hacer con equipo en servicio o con equipo en servicio o con equipo duplex, cambios de aceite, filtros, bandas, recuperar niveles de agua y aceite, revisar coples, baleros, etc.
Programado	Equipo que requiere ser revisado de acuerdo a sus horas de operación con el equipo fuera de servicio.
Correctivo	Fallas inesperadas del equipo.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Introduce el concepto de la habilidad para detectar e identificar problemas en el funcionamiento de los equipos, antes de que se vuelvan críticos.

Un programa de mantenimiento predictivo (pmp) no predice exactamente cuando una pieza o componente de una maquina va a fallar. Aun cuando esto fuera posible, esta información seria de muy poca utilidad ya que de todas maneras esta maquina tendria que ser parada para realizar el mantenimiento requerido.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

- * Complementario a mantenimiento preventivo y a mantenimiento correctivo.
- * Conocimiento del “estado de salud” de las máquinas en todo momento
- * Para máquinas rotatorias, las vibraciones mecánicas indican dicho estado.

TÉCNICAS PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO

- * Análisis de vibraciones en equipos rotatorios.
- * Análisis de aceite de chumaceras lubricadas
- * Emisión acústica en calderas.
- * Emisión de radio-frecuencias en generadores.
- * Análisis de corrientes de fase en motores.

VENTAJAS DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Reducir:

- * Costos de mantenimiento.
- * Inventarios de refacciones.
- * Fallas inesperadas.
- * Daños secundarios a equipos.

Aumentar:

- * Seguridad del personal.
- * Calidad del mantenimiento preventivo.

MANTENIMIENTO DE UNA CENTRAL CICLO COMBINADO

Mantenimiento rutinario o preventivo:

- a) Con unidad en servicio.

Mantenimientos programados:

- a) Inspección de cámara de combustión turbina de gas
- b) Mantenimiento menor turbina de gas
- c) Mantenimiento mayor turbocomponente (motor de arranque, excitador, generador, compresor axial, turbina, recuperador).

ESTA T
NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

CICLOS DE MANTENIMIENTOS DE UNA TURBINA DE GAS

- | | | |
|-----|--|-----------------|
| 1.- | Mantenimiento rutinario o preventivo.- | Diario |
| 2.- | Inspección de cámara de combustión de turbina de gas.- | Cada 4000 hrs. |
| 3.- | Mantenimiento menor de turbina de gas.- | Cada 16000 hrs. |
| 4.- | Mantenimiento mayor.- | Cada 32000 hrs. |

CICLOS DE MANTENIMIENTO DE

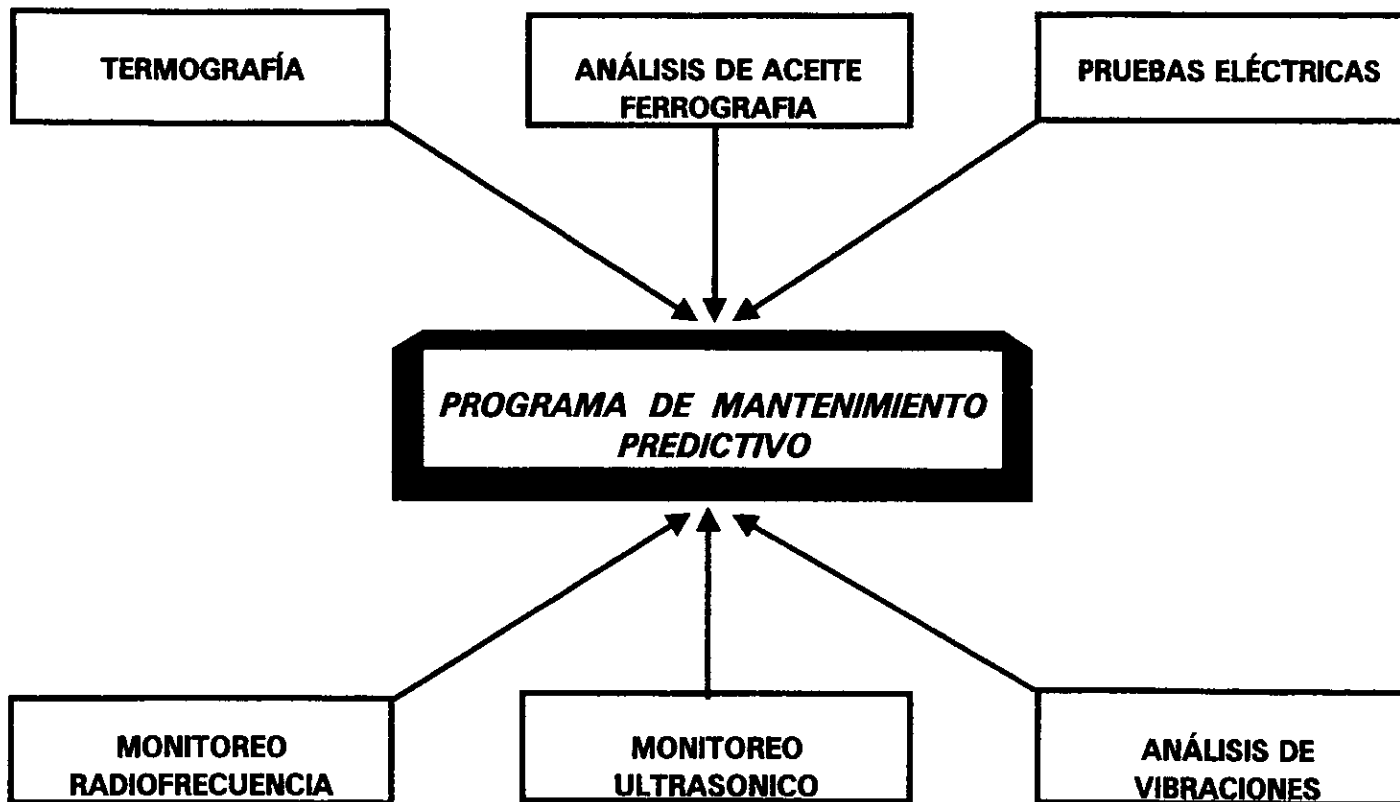
TURBINA DE VAPOR

1.- Mantenimiento rutinario o preventivo.-

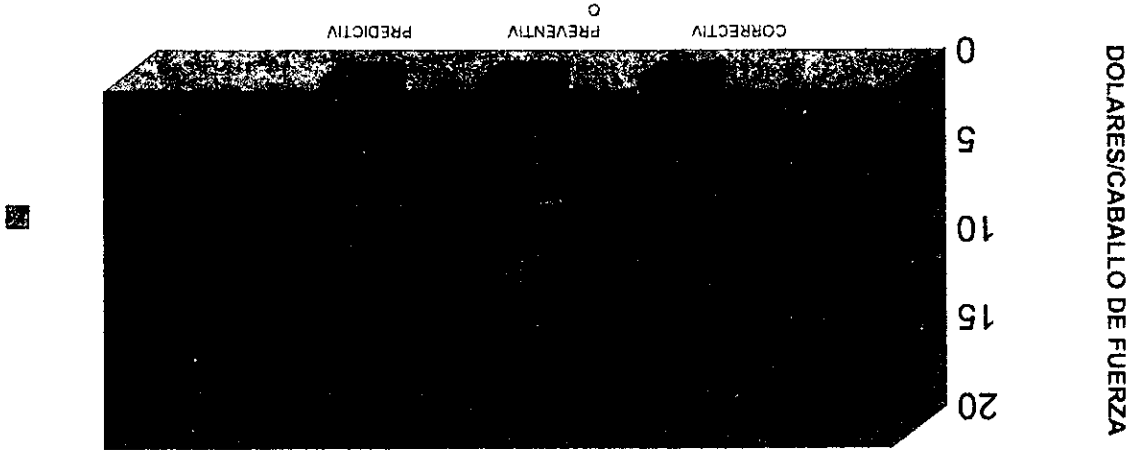
Diario

2.- Mantenimiento mayor.-

Cada 32000 hrs.



**COSTOS DE MANTENIMIENTO POR CABALLO DE FUERZA EN
MAQUINAS ROTATORIAS EN LA INDUSTRIA EN GENERAL**



CAPITULO III

TIPOS DE TURBINA

- Turbina Hidráulica
- Turbina de gas
- Turbina de vapor

3.1 DEFINICIÓN.

La turbina hidráulica es una turbomaquina motora y por tanto esencialmente es una maquina rotodinámica que trabaja a la inversa. Una turbina absorbe energía del fluido y la transforma en energía mecánica. Teóricamente suministrando energía hidráulica a la maquina.

3.2 LOS ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA TURBINA HIDRÁULICA SON:

Canal de llegada o tubería forzada: corresponde a la tubería de impulsión.

Caja espiral: transforma presión en velocidad.

Distribuidor: en una turbina transforma presión en velocidad y actúa como tobera.

Rodete: a las bombas centrifugas con flujo en el rodete hacia el exterior corresponde el tipo de turbinas contripelas, con flujo en el rodete hacia el interior.

Tubo de aspiración: en una turbina es el órgano de desagüe, pero se llama tubo de aspiración porque crea una aspiración o depresión a la salida del rodete.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS.

Las turbinas hidráulicas, según el grado de reacción se clasifican en dos grupos:

- **Turbinas de acción**
- **Turbinas de reacción**

Esta clasificación se funda en el concepto de grado de reacción que indica lo siguiente.

Si el grado de reacción es cero, la turbina se llama de acción;

Si el grado de reacción es distinto de cero la turbina se llama de reacción.

Análogamente el grado de reacción de una turbina se define como:

$$Et = \frac{\text{Altura de presión absorbida por el rodete}}{\text{Altura total absorbida por el rodete}}$$

Las turbinas de acción son de admisión parcial en donde la presión del agua no varía en los alabes y el rodete no está inundado y se encuentra a una presión atmosférica.

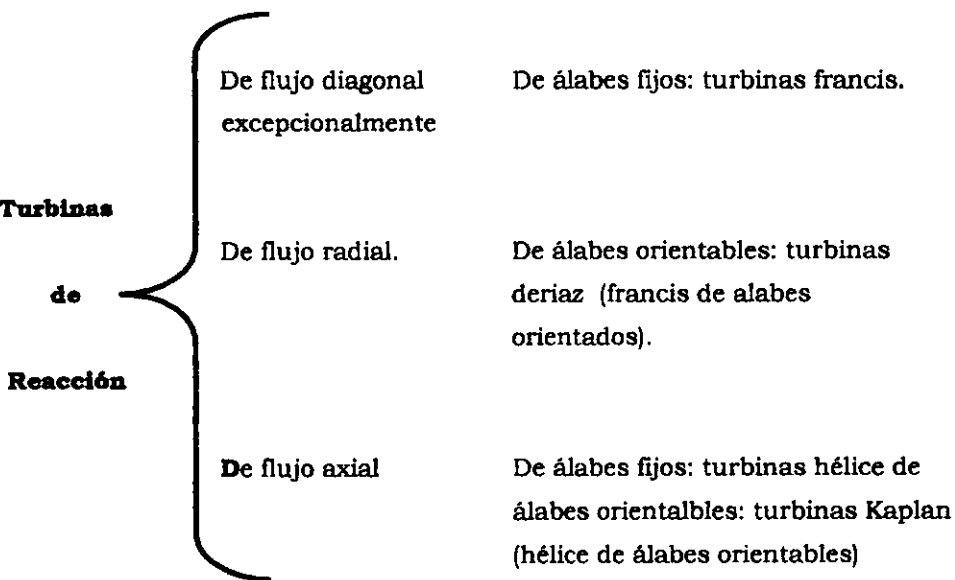
Las turbinas de reacción son de admisión total en donde la presión a la entrada del rodete es superior a la atmosférica y a la salida inferior, y el rodete estará inundado.

3.4 TIPOS ACTUALES

En la actualidad prácticamente las únicas turbinas que se construyen son las siguientes:

- Turbinas de acción
- Turbinas hidráulicas
- Turbinas de reacción

TURBINAS DE ACCIÓN: son las que se construyen prácticamente de flujo tangencial y son las turbinas pelton.



Según lo anterior en la actualidad se construye cinco tipos de turbinas: **pelton, francis, deriaz, hellice y kaplan.**

En la tabla 3.1 se muestran las características principales de cada tipo de turbina, saltos, tamaños y potencial de los tipos actuales de turbinas.

Tabla 3.1

Tipos de turbinas	Axial (Kaplan)	Diagonales(Francis)	Acción Pelton
Salto neto. h (m)	2-70	2.500	40-1700
Diámetro exterior de rodete (m)	1.0-10.5	0.35-7.66	0.36-5.2
Potencia en el eje (mw)	Hasta 250	Hasta 750	Hasta 400

3.5 TURBINAS DE GAS

INTRODUCCIÓN.

Una turbina de gas, de tipo simple consta de un compresor de aire, una cámara de combustión, una turbina y varios dispositivos auxiliares que dependen de las características de velocidad y de relación, peso potencia. Los dispositivos auxiliares son los de lubricación, regulación de velocidad, alimentación de combustible y puesta en marcha. En el funcionamiento de las turbinas de gas se representan varias limitaciones de índole práctica, las cuales determinan en gran parte la actuación de esta clase de máquinas motrices. Entre estas limitaciones merece citarse la temperatura y velocidad de los álabes, rendimiento del compresor, rendimiento de la turbina y la transformación de calor.

TIPOS DE TURBINAS DE GAS

- **Tipo simple**
- **Tipo abierto**
- **Tipo cerrado**

TIPO DE TURBINA DE GAS SIMPLE.

Se envía aire comprimido a la cámara de combustión, en donde el combustible entra con caudal constante y se mantiene una llama continua. Fig. 3.1

La ignición inicial se obtiene generalmente por medio de una chispa, en aire, calentado en la cámara de combustión se expansiona a través de tuberías y adquiere una elevada velocidad. Parte de energía cinética de la corriente de aire es cedida a los álabes de la turbina. Una fracción de esta energía se emplea para accionar el compresor y el resto para producir trabajo. La diferencia entre una turbina de vapor es que la turbina utiliza o emplea aire, el cual es un gas relativamente perfecto, en lugar de vapor.

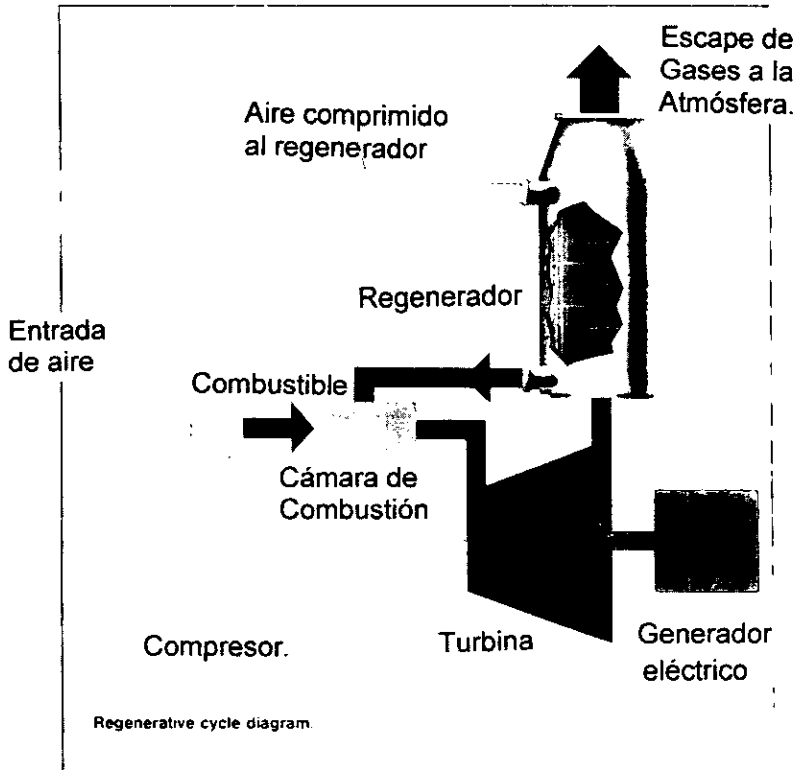


Fig. 3.1 Diagrama de un ciclo Regenerativo

TURBINAS DE TIPO ABIERTO.

Los productos de la combustión fluyen a través de la turbina junto con la corriente de aire. Para diluir los productos de la combustión hasta una temperatura que pueda resistir el rodete de la turbina (649 a 982 °C) es necesario un elevado porcentaje de exceso de aire en las instalaciones de tipo cerrado los productos de la combustión no pasan a través de la turbina, sino por un intercambiador de calor, los gases que atraviesan la turbina trabajan en circuito cerrado y sucesivamente se comprimen, calientan, expansionan y enfrían. Fig. 3.2

TURBINAS TIPO CERRADO.

Son las que permiten quemar cualquier tipo de combustible en la cámara de combustión necesitándose sin embargo, un intercambiador de calor. Este tipo de instalaciones está limitado a los que son estacionarios .

VENTAJAS DE LAS TURBINAS DE GAS SOBRE LAS TURBINAS DE VAPOR.

- A)** Instalaciones más compactas
- B)** Menos dispositivos auxiliares
- C)** No necesita condensador
- D)** No necesita gran cantidad de agua
- E)** Sistema de lubricación mas simple
- F)** Sistema de control mas simple
- G)** Cimientos mas ligeros
- H)** Escape a la atmósfera más limpio
- I)** Sincronización en 25 minutos
- J)** Mayor eficiencia

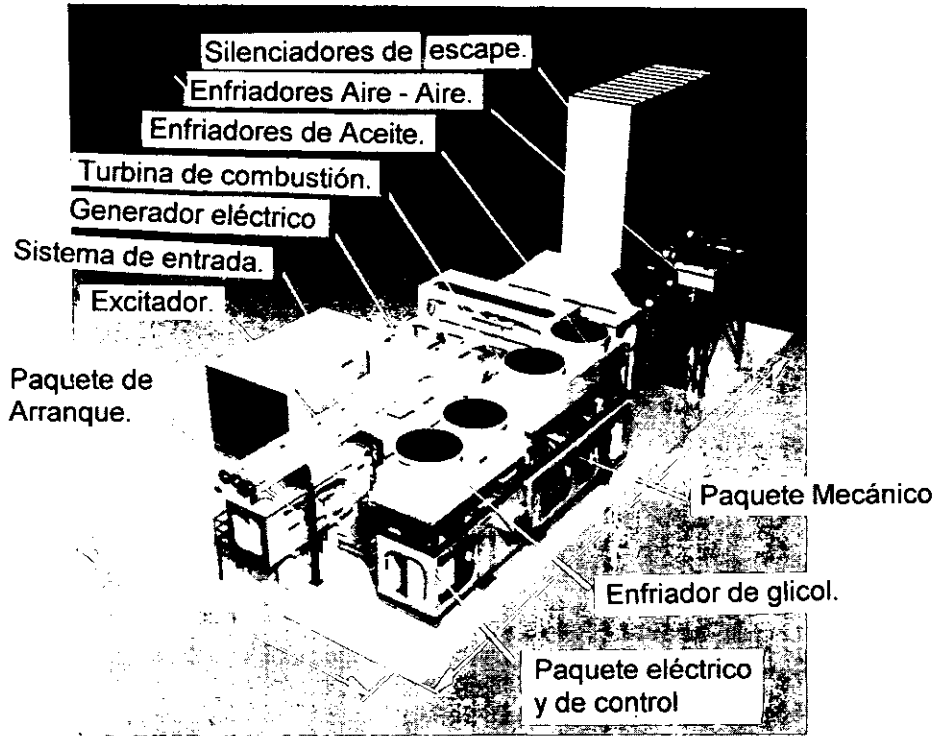


Fig. 3.2

Arreglo general de un paquete de ciclo abierto de una turbina de gas de una capacidad de 100 mw, en la que se observan los componentes principales.

3.6 APLICACIONES.

Además de la aplicación para generación de energía eléctrica las turbinas de gas se emplean en la aviación, también se utiliza en mayor escala en bombas de largas tuberías destinadas al transporte de productos de petróleo. Pues, debido a su proceso de combustión continua, permite emplear como combustible cualquier tipo de aceite, gas o gasolina; la única limitación consiste en que los productos de la combustión no corroan los álabes. El éxito alcanzado por el carbón pulverizado como combustible ha acelerado la aplicación de las turbinas de gas para la aplicación de energía. En la actualidad los trabajos de investigación están dirigidos, hacia la solución del problema de la erosión de los álabes. Así también en dicha investigación se está diseñando recubrimientos especiales para los álabes de las turbinas de gas para los pasos número 1 y 2, esto con el fin de evitar la erosión y aumentar la vida útil de cada uno de los álabes.

3.7 TURBINAS DE VAPOR

TIPOS DE TURBINA DE VAPOR Y CLASIFICACIÓN

Las turbinas de vapor son máquinas transformadoras, por que convierten la energía térmica del vapor de agua en energía cinética, que a su vez se traduce en trabajo mecánico disponible en su eje rotatorio.

La cantidad de energía que cede el vapor que se manifiesta como trabajo mecánico obtenido en el eje, depende de la presión y la temperatura iniciales del vapor de la forma como esta se expande hasta la presión inferior.

Partes principales de una turbina de vapor con una capacidad de 107 mw, turbina de condensador y una extracción tipo cilindro simples, mostrado en la fig. 3.3

Velocidad. 3600 r.p.m. Presión 1150 psig Temperatura 943°F
Vacío 2.5 in hg abs

DATOS DE DISEÑO DE UNA TURBINA DE VAPOR

Fabricante: Westinghouse Potencia: 110 mw Tipo: Reacción Flujo de vapor máximo: 404.5

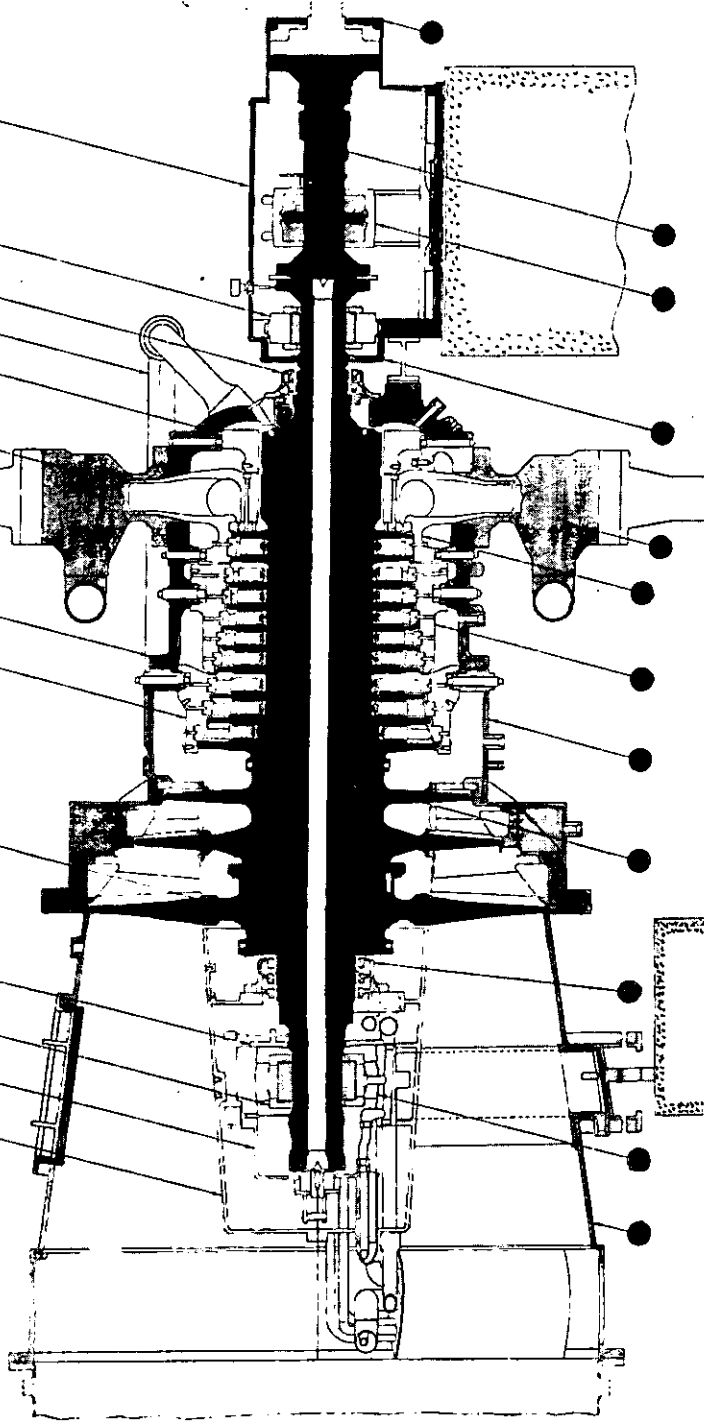


Fig. 3.3 Pasos de acción: 10 Pasos de reacción: 3 Presión de operación: 1150 psig.

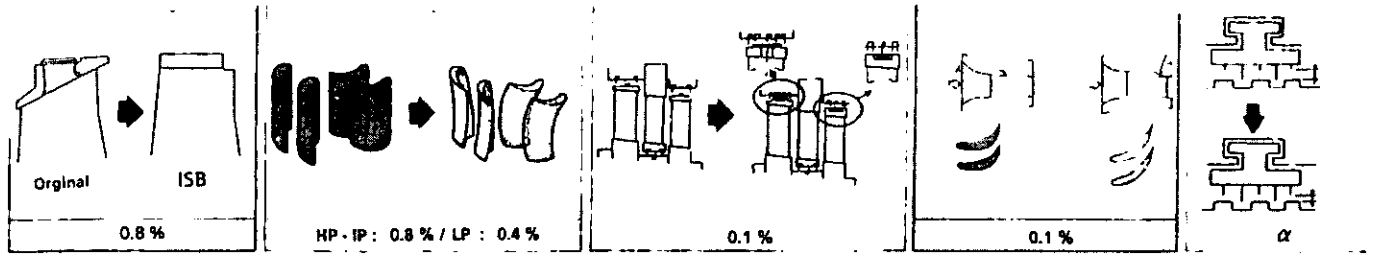
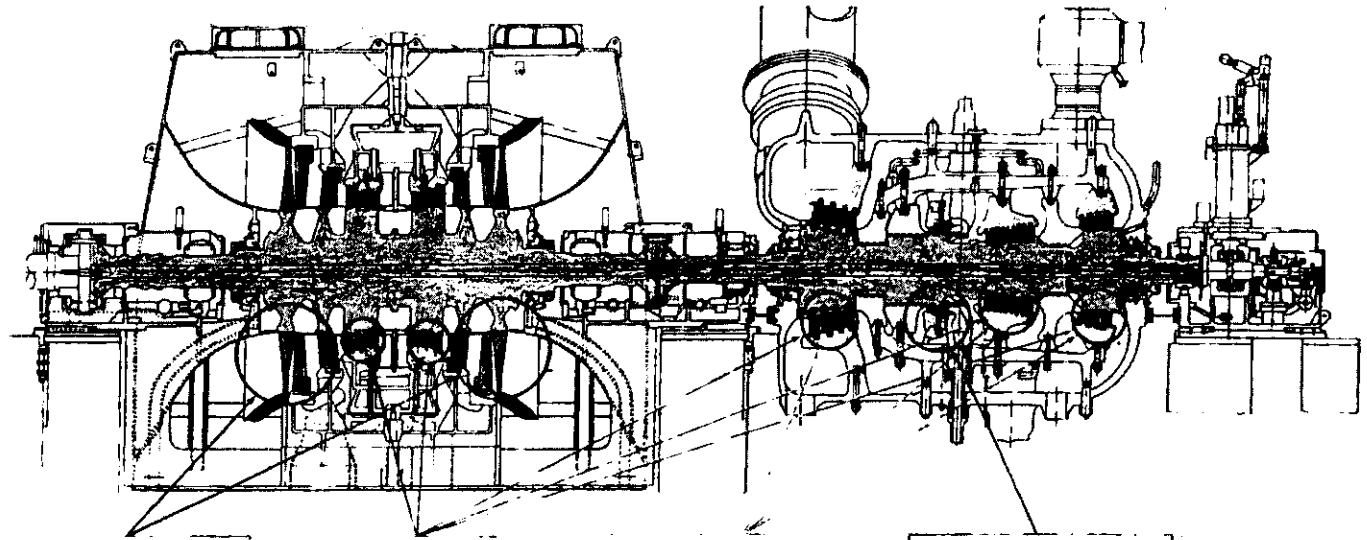
Temperatura de operación del vapor: 540°C

Verde: Carcasa exterior Rojo Rotor Morado: Álabes móviles Cafe: Diafragmas álabes fijos.

- 01 Pedestal del gobernador
- 02 Sello de aceite lado cople
- 03 Chumacera de carga N° 1
- 04 Sello de aceite lado turbina
- 05 Chumacera de empuje
- 06 Rotor de turbina
- 07 Disco número 13 del rotor
- 08 Flecha del rotor
- 09 Dummy ring N° 2 a.p.
- 10 Tubería de equilibrio
- 11 Block de toberas "paso curtis"
- 12 Carcasa exterior b.p.
- 13 Dummy ring N° 1 a.p.
- 14 Cilindro del escape
- 15 Chumacera de escape N° 2
- 16 Carcasa de soporte para chumacera de escape
- 17 Carcasa exterior de soporte de chumacera de escape
- 18 Guía de chumacera de escape
- 19 Sello de aceite de guarda de chumacera de escape
- 20 Glándula de baja presión
- 21 Glándula de alta presión
- 22 Blade ring N° 1
- 23 Blade ring N° 2
- 24 Válvula de gobierno superior
- 25 Válvula de gobierno inferior

Así también se observan los componentes de las turbinas de vapor con una capacidad de 350 mw, fig. 3.4; la figura 3.8 que indica los tipos básicos de turbinas y la figura 3.9 que indica las distintas disposiciones de turbinas.

Fig. 3.4 Turbina de vapor de capacidad de 350 mw. Se puede observar el acoplamiento de los rotores, así como el arreglo de los álabes, tanto en la turbina de alta intermedia y la baja presión



Así también se observa el arreglo de los sellos radiales de la turbina.

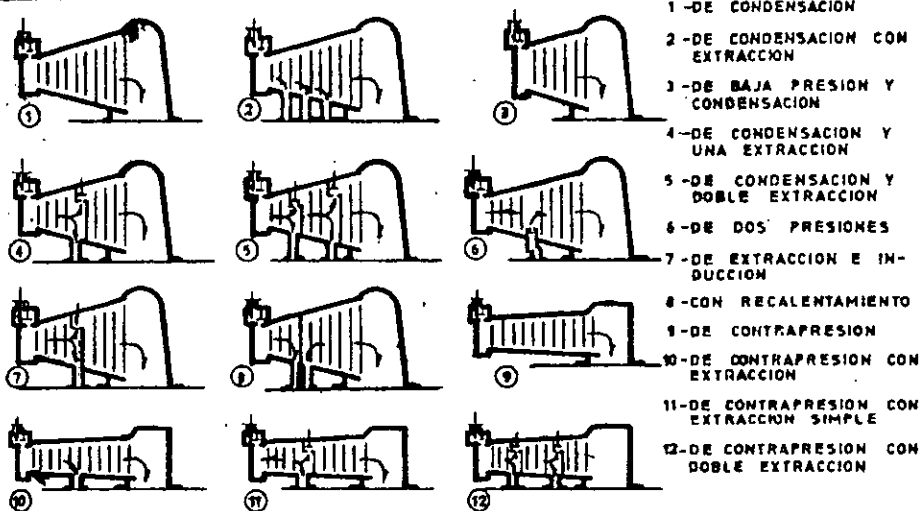
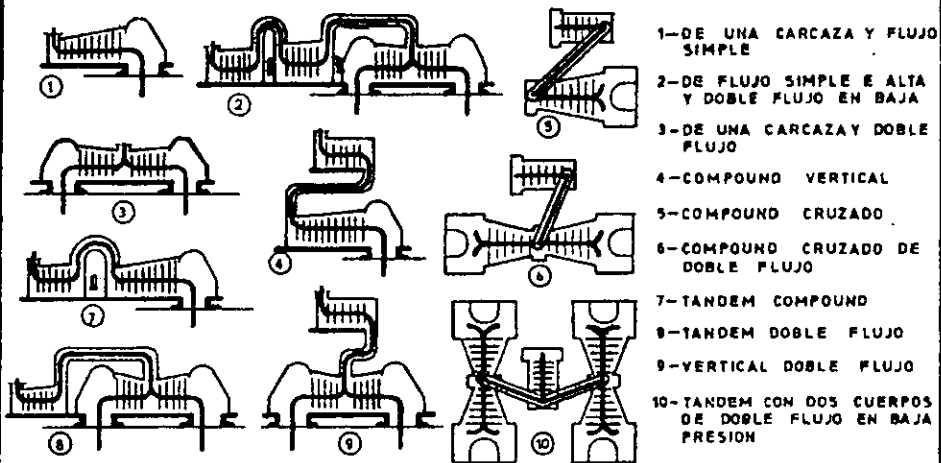


FIG. N° 3.8



DISTINTAS DISPOSICIONES DE TURBINAS.

FIG. N° 3.9

Cuando la expansión se lleva hasta una contra presión determinada, existe un límite máximo para el trabajo que se puede extraer de cada kg. de vapor; para lograr ese límite la presión y por una secuencia dada de valores.

En términos generales mientras mayor sea la amplitud de la expansión del vapor partiendo de un estado inicial determinado, mayor será el trabajo obtenido del mismo.

Durante su expansión desde el estado inicial hasta la presión final y temperatura correspondientes.

La eficiencia del diseño de una turbina se mide comparando el trabajo realizado por cada kilogramo de vapor con el máximo que idealmente puede producir. A la relación entre el primero y el segundo se le da el nombre de rendimiento relativo.

Siendo invariable el estado de vapor en la entrada de la turbina y la presión en el escape, se hace innecesario regular la velocidad de rotación del eje de carga. Esto se logra variando el gasto específico (por unidad de tiempo y de potencia) de vapor por medio de válvulas reguladoras. Cuando el vapor pasa por una válvula parcialmente abierta, su presión disminuye sin producción de trabajo, es decir el vapor estrangulado. En estas condiciones la entrega (energía entregada) de la turbina estaría limitada no solamente por bajo gasto específico, sino también por el escaso trabajo obtenido de cada kilogramo de vapor. Cuando la turbina tiene muy poca carga, el rendimiento relativo, es muy pobre debido al alto grado de estrangulación necesario para limitar el gasto específico de vapor. A medida que la carga aumenta, la abertura de la válvula se amplía, el grado de estrangulación disminuye y el rendimiento relativo de la turbina mejora, llegando esto a su valor máximo, cuando la carga es un 125% de la asignada (ó un 125 de la plena carga).

Para mejorar el rendimiento cuando la carga impuesta a la turbina es menor que su plena carga, las toberas de la primera etapa suelen agruparse en varias secciones, teniendo cada sección una válvula reguladora. Estas válvulas son

abiertas sucesivamente, de manera que con cargas mayores de un valor determinado, se encuentran totalmente abiertas una ó más de ellas, siendo necesario por lo tanto estrangular solamente una fracción de la cantidad total de vapor utilizado, por este procedimiento se obtiene una mayor cantidad de trabajo en promedio por cada kilogramo de vapor.

Debido al efecto erosivo de la humedad llevada por el vapor, el contenido de la humedad del vapor de escape de una turbina no debe exceder cierto límite, que generalmente es alrededor de un 15%, si ese límite es sobrepasado, los álabes de las últimas etapas sufrirán una erosión muy severa que ocasionará un gasto de conservación exorbitante.

Cuando existe un grado razonable de coincidencia entre las demandas de energía eléctrica y de vapor para uso industrial, se presenta una oportunidad para obtener una economía óptima en la generación de energía.

La situación ideal surge cuando la cantidad de vapor necesaria para uso industrial es exactamente igual a la que se requiere para satisfacer la demanda simultánea de energía eléctrica. Una turbina sin condensación encaja perfectamente en esta situación, ó también en el caso de que la cantidad de energía eléctrica solicitada sea menor que la que se puede generar con el vapor destinado a uso industrial.

Cuando la demanda de energía excede a intervalos la capacidad generadora obtiene con el vapor de uso industrial, se requiere una turbina de condensación y extracción automática. Con una turbina de este tipo, se puede pasar al condensador una cantidad de vapor en exceso de la que se requiere para uso industrial y con ella se produce energía eléctrica adicional que se necesita.

Fundamentalmente, todas las turbinas pueden clasificarse en dos amplios grupos; los de condensación, que funcionan con una contrapresión menor que la presión atmosférica y las turbinas sin condensación en los que la contrapresión es mayor que la contrapresión atmosférica.

Las turbinas de cada uno de estos grupos, pueden adaptarse para la extracción de una parte de vapor en un punto intermedio entre la entrada y el escape, y en este caso las denominamos "turbinas de extracción", la extracción se denomina libre si se realiza en pequeñas cantidades y sin regulación de la presión utilizando el vapor para calentar el agua de inyección a la caldera, cuando se regula la presión del vapor extraído, para uso industrial, decimos que la turbina es de extracción "regulada".

En una turbina de extracción libre, se provee de aberturas de un tamaño determinado, en una o más etapas para dar salida al vapor. La presión del vapor extraído varía de acuerdo con el gasto de la turbina, consecuencia lógica de lo que sucede en una etapa provista de un conducto de extracción. Cada etapa constituyen una serie de orificios fijo. Con un gasto determinado existe en cada etapa una presión también determinada, la presión varía de acuerdo con cualquier variación que se produzca en el gasto. Si proveemos una conexión de extracción en cualquier etapa, el efecto es el de agregar otro orificio de manera que parte del vapor admitido continúe circulando en la turbina y el resto sale por la abertura de extracción es la misma que existe en esa etapa y puesto que ésta última depende del gasto, la presión de extracción también varía de acuerdo con el gasto, (carga de la turbina).

En muchos casos, como el de la calefacción del agua de inyección de la caldera en el ciclo regenerativo, se pueden tolerar variaciones en la presión del vapor extraído. Cuando es de importancia mantener constante la magnitud de esta presión, como sucede si el vapor se destina a uso industrial, se hace necesario proveer un dispositivo que regule la presión automáticamente. Las máquinas así equipadas se denominan turbinas de extracción regulada (automática) para distinguirla de las de tipo no automático ó de extracción libre.

En una máquina de extracción regulada, la sección que sigue a la abertura de extracción se haya separada de la sección precedente y la circulación del vapor de

una a otra viene regulada por una válvula bajo gobierno automático. En la etapa de extracción tenemos una situación similar a la que existe en una turbina de extracción libre, con admisión total de vapor por el equivalente de un orificio fijo y salida a través de dos aberturas. En el caso que nos ocupa, sin embargo solamente la abertura que utiliza para la extracción tiene un tamaño fijo, pues la amplitud de la otra es variable. La válvula que regula la admisión de vapor a la entrada que sigue al punto de extracción, por estar regulada por la presión existente en esa etapa, tiene constante la presión de extracción aunque varíe ampliamente el gasto de la turbina.

El número de puntos de extracción utilizados que usualmente es de uno o cuatro aunque a veces se han provisto hasta de seis, es una consecuencia, en muchos casos del análisis económico del ciclo completo. Además de fijar el número de estos puntos, los requisitos del balance térmico, también establecen aproximadamente los niveles de presión correspondientes en ellos.

Bajo ciertas condiciones puede resultar conveniente suministrarle a una turbina vapor sobrante a baja presión, además del que se le sirve al regulador de entrada. Las máquinas construidas por esta clase de servicio se conoce con el nombre de "turbinas de presión mixta" cuando se desea además extraer a intervalos vapor a baja presión, la turbina debe de ser de extracción e inyección.

En estos últimos años se ha generalizado el sistema de la sobrepresión. Puesto que una turbina vieja funcionando a una presión moderada, es casi tan eficiente como la sección de baja presión de una máquina moderna, frecuentemente resulta económica la instalación de calderas de alta presión para surtir a turbinas nuevas de alta presión utilizándose el vapor de escape de estos para abastecer máquinas existentes de presión moderada. Esta combinación produce un rendimiento global casi tan alto como el de una planta completa de alta presión y aprovecha en parte la energía realizada en turbina, equipos de condensación y estructura existente. Las turbinas utilizadas en esta forma son esencialmente similares a las que funcionan sin condensación, pero trabajan generalmente con presiones más altas. Debido al



Fig. 5.51 Turbina de gas U-2 en mantenimiento mayor.

servicio peculiar que realizan, estas turbinas se clasifican como unidades superpuestas.

CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS DE VAPOR:

De acuerdo con la forma de los canales comprendidos entre las paletas o alabes por donde circula el vapor en la turbina.

- 1.- De acción por impulso.
 - De una sola etapa.
 - Con salto de velocidad curtis.
 - Con salto de presión rateau.
 - Con salto de velocidad y presión.
- 2.- De reacción parsons.
- 3.- De acción y reacción.

Con respecto al diseño interno y a la economía del flujo:

- 1.- De flujo simple.
- 2.- De doble flujo.
- 3.- Compuesta "compound" multicilíndrica con dos o tres cilindros cruzados o en tandem.
- 4.- De flujo dividido.

Con respecto a la dirección del flujo de vapor relativa al plano de rotación:

- 1.- De flujo axial.
- 2.- De flujo radial.
- 3.- De flujo tangencial.

Con respecto a la repetición de flujo de vapor a través de las paletas:

- 1.- De un solo paso
- 2.- De flujo repetido.

Con respecto a la velocidad de la rotación:

- 1.- Para generadores de 60 hertz.
- 2.- Para generadores de 50 hertz. (práctica europea).
- 3.- Para generadores de 25 hertz.
- 4.- Para unidades de acoplamiento directo o con engranajes o para el accionamiento de unidades eléctricas marinas sin existencias especiales de velocidad.

Con respecto al movimiento relativo del rotor o de los rotores:

- 1.- De movimiento simple, monorotatorio.
- 2.- De movimiento doble, birotatorio.

Con respecto a las condiciones de empleo:

- 1.- Del alta presión con condensación.
- 2.- De alta presión sin condensación.
- 3.- De contra presión.
- 4.- De super posición.
- 5.- De dos presiones.
- 6.- Regenerativa.
- 7.- De extracción simple.
- 8.- De doble extracción.
- 9.- Con sobrecalentamiento o recalentamiento.
- 10.- De baja presión.

3.8 DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA DE VAPOR U-1.

La turbina es de tipo horizontal con dos cilindros de extracción y compuesta en serie, la velocidad de operación es de 3600 r.p.m. y las condiciones de diseño especifican que el vapor de entrada a la turbina es de 168.7 kg/cm² (2400 lb/pulg² man) y 538 °c (1000°f) de temperatura, descargando a condensador a 57.2 mm de hg. (2.25 pulg) de mercurio. Operando al 100% de carga al turbogenerador producirá 300,000 kw. de potencia.

La trayectoria de los álabes, en la turbina de alta presión y de presión intermedia, en todos sus pasos son del tipo reacción exceptuando al primero que es de impulso. En la turbina de baja presión los álabes de distribuyen con doble flujo con todos sus pasos de reacción.

El número y el tipo de pasos de la turbina han sido diseñados con el fin de aprovechar al máximo la energía interna .

CAPÍTULO IV

**ACTIVIDADES QUE SE REALIZAN EN UN
MANTENIMIENTO MAYOR.**

4.1 TURBINA DE GAS Y EQUIPOS AUXILIARES.

Las actividades que se realizan en un mantenimiento mayor de una turbina de gas así como sus equipos auxiliares está basado en los procedimientos del fabricante y la experiencia obtenida en este tipo de trabajos.

A continuación se anexan los programas de mantenimiento en cada una de las actividades del departamento mecánico.

4.2 SECUENCIA DE ACTIVIDADES.

En los programas anexos se tiene cada una de las actividades que se realizan a los diferentes equipos principales y auxiliares del turbogenerador de gas, indicando en dichos programas, además de la actividad, el porcentaje de cada actividad. En dichos programas se indica el tiempo que se tarda el desensamble del turbogenerador, pruebas a los diferentes equipos y tiempo de ensamble, así como las pruebas de puesta en servicio de la unidad, hasta quedar nuevamente en operación comercial . Esto indica que el CENACE (centro nacional de control de energía)será el único en autorizar cualquier libranza para otro posible mantenimiento o falla de cualquier equipo que compone el total de la unidad.

4.3 TURBINAS DE VAPOR Y EQUIPOS AUXILIARES.

A continuación se indica las actividades que se realizan en un mantenimiento mayor de turbinas de vapor y equipos auxiliares.

Programa de secuencia de actividades para un mantenimiento de turbina de vapor, indicando:

- 1.- Sección de actividades.
- 2.- Tiempo de duración de cada actividad en horas
- 3.- Porcentaje de cada una de las actividades.

4.4 ACTIVIDADES REALIZADAS A LOS EQUIPOS AUXILIARES DE LA TURBINA DE VAPOR

- 1.- Secuencia de actividades
- 2.- Tiempo de duración por actividad en horas
- 3.- Porcentaje de cada actividad

4.5 ACTIVIDADES QUE SE REALIZAN EN UN MANTENIMIENTO MAYOR A UN GENERADOR ELÉCTRICO Y EQUIPOS AUXILIARES

- 1.- Secuencia de actividades
- 2.- Tiempo de duración en horas por actividad
- 3.- Porcentaje de cada actividad

5.1 LA SECUENCIA DE DESENSAMBLE DE UNA TURBINA DE GAS SE DESCRIBE A CONTINUACIÓN:

- A) Se inicia con el retiro de cableado e instrumentos de medición localizado en la turbina, compresor, cámara de combustión.
- B) Son retirados los lechos del cuarto de máquinas.
- C) Se retira el aislamiento que cubre completamente a la turbina.
- D) Se retira la tornillería de la parte horizontal de cada una de las carcasas y las coronas del compresor y cámara de combustión y turbina.
- E) Se retira la carcasa superior de la cámara de combustión.
- F) Se retira carcasa superior del compresor, se retira carcasa superior de los igv's, se retira el manifold de entrada de aire del compresor.
- G) Se retira carcasa superior de área de turbina así como los blade ring de las ruedas número 1, 2, 3 y 4.
- H) Son retiradas las partes superior de las chumaceras de carga, así como la chumacera de empuje.
- I) Es retirado la cubierta del tubo de torque, una vez retiradas las partes superiores de la turbina de gas, quedando al descubierto totalmente el rotor se procede.
- J) Se realiza la medición radial y axialmente en cada uno de los sellos radiales así como los alabes móviles. Esto con el fin de verificar los claros que deben estar dentro de las tolerancias de diseño, las cuales se observan en plano anexo. Esta verificación se realiza con el fin de poder tener un reporte real del comportamiento de operación, ya

que en caso de que las dimensiones que se obtienen están fuera de tolerancia, es necesario realizar el cambio de los sellos radiales y en su caso también los álabes. Esto para que la eficiencia de la unidad se mantenga en lo más óptimo.

El desensamble de una turbina de gas también es realizado con el fin de: aparte de tomar lecturas de cada uno de los componentes, es realizar pruebas no destructivas a cada uno de los componentes como son: álabes móviles de compresor y turbina, álabes fijos de compresor y turbina, rotor de compresor y turbina, chumaceras de carga y de empuje, carcasas exteriores de compresor y turbina, tornillería de turbina.

K) Después de realizar la verificación de lecturas, las cuales quedan registradas en formatos especiales, se procede a las maniobras de extracción del rotor, el cual tiene un peso de 42 toneladas. Fig. 5.1

L) Después de retirar el rotor se coloca en bancos provisionales en donde se procede a retirar todos los álabes móviles del compresor y turbina. En paralelo son retirados los álabes fijos de compresor y turbina. Una vez retirados los álabes móviles como los fijos, se procede a realizar la limpieza de cada una de estas partes en la forma siguiente:

Se realizará la limpieza con óxido de aluminio de un tamaño de cada una de las partículas que oscila entre 100 y 150 mesh., utilizando una presión de aire entre 60 y 80 psig. aplicándolo a una distancia mínima de 12 plg. Con un tiempo máximo de aplicación en cada área de 10 seg.

5.2 LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE LA TURBINA QUE SON LIMPIADOS POR ESTE MEDIO SON:

- Rotor de turbina y compresor
- Álabes móviles y fijos de rotor y compresor
- Diafragmas

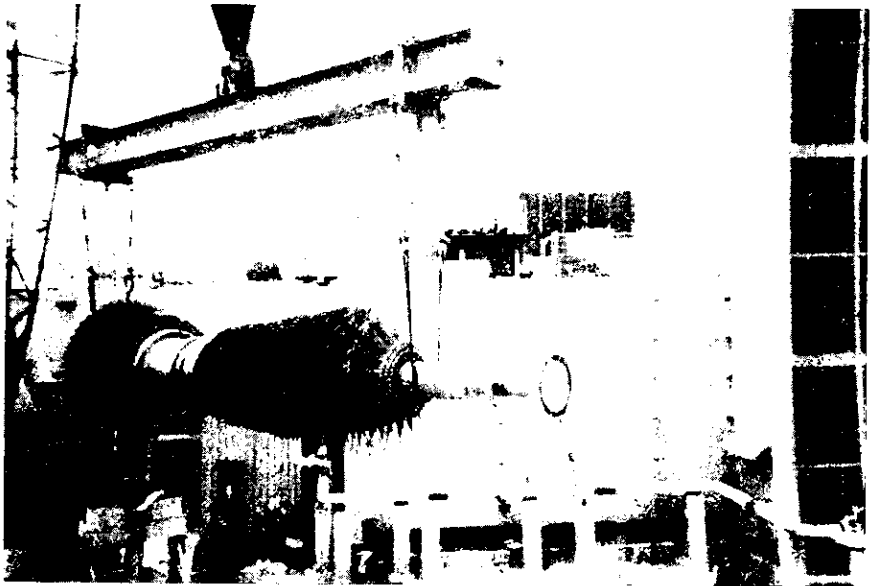


Fig 5.1 Rotor de una turbina de gas modelo W501-D5 con una capacidad de 100 mw, con álabes de turbina para una vida útil de 48,000 hrs. de operación de las ruedas N° 1 y 2.

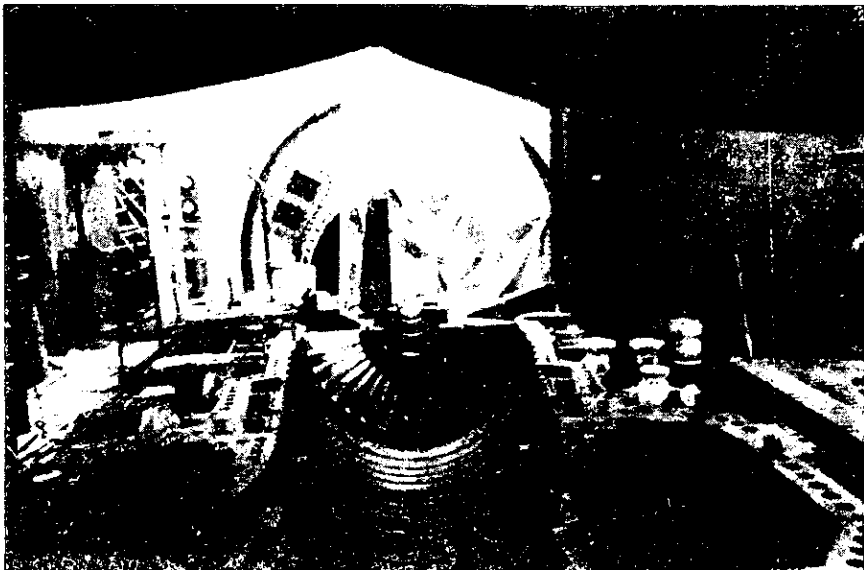


Fig. 5.2 Carcasa inferior de una turbina de gas modelo W501-D5 marca Westinghouse.

Los cuales se observan en las figuras 5.2, 5.3 y 5.4

Después de la limpieza cada una de estas partes serán inspeccionadas, el procedimiento de inspección se indicará en el punto 5.5 que es pruebas a componentes de turbina de gas y vapor.

Como se podrá observar se indica la secuencia de desensamble de una turbina de gas, el cual se puede observar a detalle en el programa que se incluyo en el capítulo IV.

5.3 DESENSAMBLE DE LOS ALABES DEL ROTOR DEL COMPRESOR AXIAL Y TURBINA

En la figura anexa se indica la forma en la cual van instalados cada uno de los álabes móviles, y también se observan los accesorios que lleva cada álabe al ser instalado tanto los álabes del compresor como los álabes de la turbina.

- 1.- Álabes móviles rueda número 1 compresor axial
- 2.- Álabes móviles rueda número 2 compresor axial
- 3.- Álabes móviles rueda número 3 compresor axial
- 4.- Álabes móviles rueda número 4 compresor axial
- 5.- Álabes móviles rueda número 5 compresor axial
- 6.- Álabes móviles rueda número 6 compresor axial
- 7.- Álabes móviles rueda número 7 compresor axial
- 8.- Álabes móviles rueda número 8 compresor axial
- 9.- Álabes móviles rueda número 9 compresor axial
- 10.- Álabes móviles rueda número 10 compresor axial
- 11.- Álabes móviles rueda número 11 compresor axial
- 12.- Álabes móviles rueda número 12 compresor axial
- 13.- Álabes móviles rueda número 13 compresor axial
- 14.- Álabes móviles rueda número 14 compresor axial
- 15.- Álabes móviles rueda número 15 compresor axial

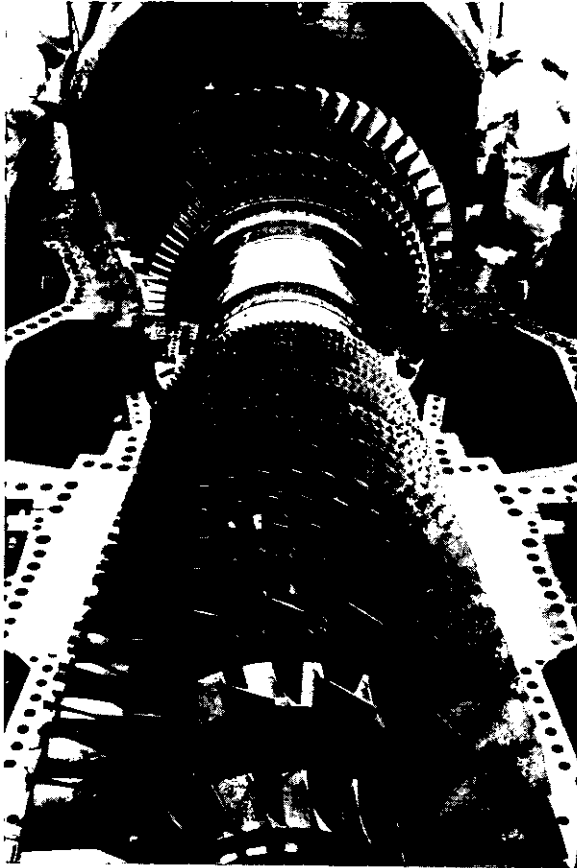


Fig. 5.4 Rotor de turbina de gas modelo W501-D5 marca Westinghouse instalado en la Central Ciclo Combinado Tula.

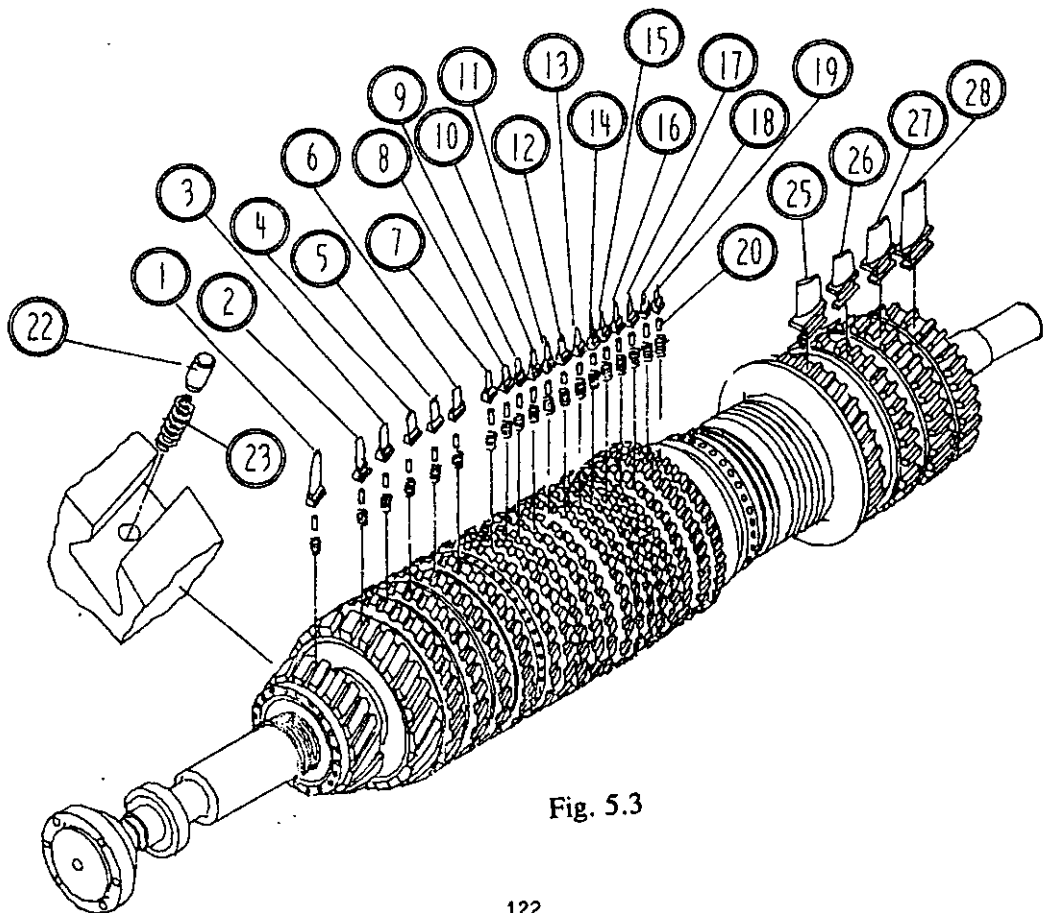
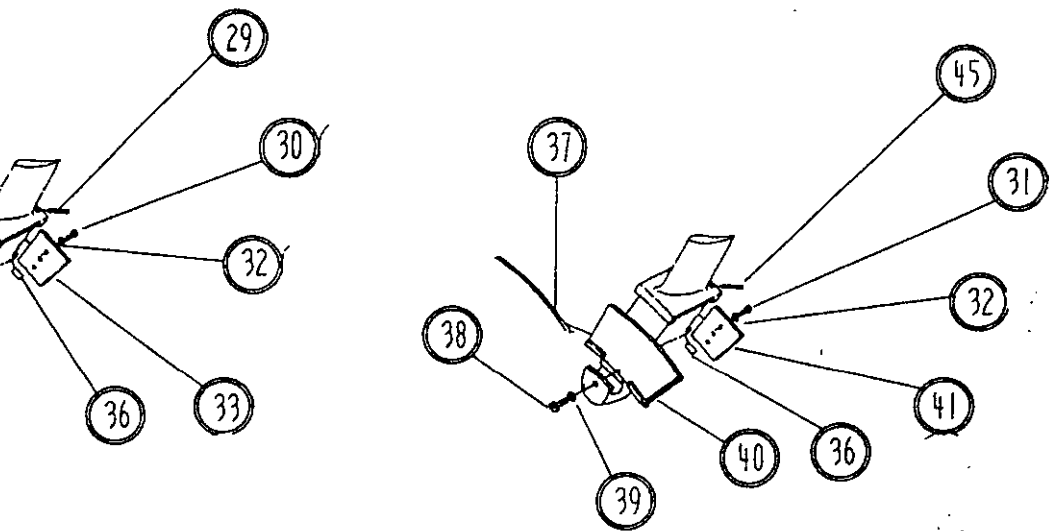


Fig. 5.3

- 16.- Álabes móviles rueda número 16 compresor axial
- 17.- Álabes móviles rueda número 17 compresor axial
- 18.- Álabes móviles rueda número 18 compresor axial
- 19.- Álabes móviles rueda número 19 compresor axial
- 22- Perno seguro para instalación de álabes móviles del compresor
- 23- Resorte para instalación de álabes móviles del compresor
- 25- Álabe móvil rueda número 1 de turbina
- 26- Álabe móvil rueda número 2 de turbina
- 27- Álabe móvil rueda número 3 de turbina
- 28- Álabe móvil rueda número 4 de turbina
- 29.- Perno seguro para álabe móvil de turbina
- 30.- Tornillo de sujeción de placa seguro de álabe móvil
- 32.- Tuerca de tornillo de sujeción de placa seguro
- 33.- Placa seguro lado salida del álabe móvil
- 36.- Perno seguro de álabe móvil de turbina
- 37.- Guía para instalación de placa seguro
- 39.- Tornillo de sujeción de placa seguro de álabe móvil
- 40.- Placa seguro lado entrada del álabe móvil
- 41.- Placa seguro lado salida del álabe móvil
- 45.- Perno seguro de álabe móvil lado turbina

5.4 DESENSAMBLE DE UNA TURBINA DE VAPOR

Para iniciar el desensamble de una turbina de vapor es necesario que el rotor después de dejarlo fuera de línea (fuera de generación), es necesario tenerlo en tornaflecha aproximadamente 24 horas para que su temperatura baje hasta 45°C aproximadamente y poder dejar fuera de servicio el tornaflecha. A este tiempo de espera se le llama tiempo de enfriamiento del rotor del turbo generador. Cuando se tiene la temperatura indicada se pone fuera de servicio tanto el sistema de lubricación principal, así como el tornaflecha, en donde el rotor queda fuera de servicio completamente.

El inicio de desensamble se efectúa retirando todo el cableado que se tiene para la alimentación eléctrica de todo el sistema de control de la turbina, los cuales van colocados en el área de chumaceras, válvulas de gobierno, termómetros, sistema de gobierno y protecciones del turbo generador.

Una vez retirado todo el sistema de protecciones se inicia el retiro de techos y aislamiento del turbo generador, para dejarlo completamente listo para iniciar el retiro de los componentes del turbo generador.

A) Se desacopla rotor turbina - generador, se toman lecturas de alineamiento entre el rotor del generador eléctrico y el rotor de turbina para verificar que se tuvieron variaciones durante (4) cuatro años continuos de operación.

B) Se realiza prueba de carrera axial máxima del rotor del turbo generador, el cual no debe de exceder de 0.010" a 0.015" de acuerdo al fabricante. en caso de que esta carrera axial se encuentre fuera de tolerancia, se procederá a tomar exactamente el exceso de carrera para que cuando se realice el armado final sea ajustado a las dimensiones o tolerancias que marca el fabricante, colocando una lana nueva y así corregir este detalle que es uno de los más importantes en la operación de una turbina de vapor, ya que de no trabajar dentro del rango estipulado se puede tener un problema de rozamiento del rotor con la carcasa y originar daños cuantiosos en estos equipos tan especiales.

C) Después de realizar la prueba de carrera axial del rotor de la turbina, se continua con el retiro de la válvula de gobierno y paro total de vapor principal de la turbina.

Se inicia con el retiro de la tornillería de la carcasa exterior de la turbina, esto en la parte horizontal. Después del retiro de la tornillería se realiza la maniobra de levante de la carcasa, iniciando con el gateo de 12" de altura de la carcasa superior. Esto con el fin de levantar lentamente para no dañar ningún alabe en la maniobra de levante de la carcasa.

Posteriormente a eso se coloca la maniobra para retirar la carcasa exterior. Esto se realiza con una grúa móvil de 140 toneladas de capacidad. Ya que esta central no cuenta con casa de maquina y no tenemos grúa viajera. Después de retirar la carcasa exterior, la cual sale en una sola parte, se continua con el retiro de tornillería en el dummy ring número 1 y 2, así como el pistón de equilibrio, como de toberas. Todas estas partes son superiores. Los cuales son retirados posteriormente. una vez retiradas las partes de alta presión continuamos con las glándulas de alta y baja presión. Es necesario realizar una medición detallada de los claros de aceite en las chumaceras de carga de la turbina de vapor, ya que de encontrarse fuera de tolerancia, es necesario realizar un ajuste en las chumaceras.

D) Medición de huelgos del rotor respecto a la carcasa. Una vez terminado de retirar todas las partes superiores de la turbina queda el rotor libre para iniciar la toma de lecturas de cada una de las zonas, que son: lecturas radiales y axiales respectivamente del rotor con respecto a la carcasa.

Estas lecturas indicarán si los sellos radiales están fuera de tolerancia, lo que indicará una baja eficiencia en la operación de esta turbina, originando con esto el cambio de sellos.

Todas las lecturas son registradas en formatos especiales, las cuales forman un reporte general del estado en el que se encuentra la unidad al realizar el desensamble.

Posteriormente son analizadas las lecturas tomadas con respecto a las lecturas de planos del fabricante para determinar cuales partes hay necesidad de cambiar para poder mantener la eficiencia de cada una de las unidades.

E) Después de terminar con la toma de lectura se realizan los preparativos para retiro del rotor y así iniciar con la limpieza del rotor y las partes principales de la turbina como son: rotor, diafragmas inferiores y superiores, dummy ring, block de toberas,

carcasa superior, válvulas de gobierno, glándulas de alta y baja presión, las cuales posterior a la limpieza serán inspeccionadas por medio de pruebas no destructivas indicadas en el punto 5.5 de este capítulo.

F) Después de verificar cada una de las lecturas al realizar el desensamble de la turbina, así como las pruebas no destructivas de cada uno de los componentes de la turbina, se determina exactamente las partes a reparar, cambiar o modificar para garantizar el buen funcionamiento del turbo generador y mantener su eficiencia de generación.

Los claros y dimensiones que marca el fabricante para cada uno de los componentes de la turbina se podrán observar en los planos anexos.

5.5 CATÁLOGO DE INSPECCIONES CATEGÓRICAS DE TURBINA DE GAS

La mayoría de componentes mecánicos agregados en esta guía requiere inspecciones periódicas durante el tiempo de operación de la turbina W501D, permite una operación confiable del equipo (máquina) revelando oportunamente acciones correctivas como una forma de mantenimiento preventivo.

Siguiendo esta lista y la descripción del catálogo de inspección categórica recomendada por Westinghouse cuando los componentes agregados en esta guía son evaluados periódicamente los intervalos de inspección son dictados por horas de operación y comienza también la combustión, la operación continua e intermitente.

A. SECCIÓN DE INSPECCIÓN DE LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN.

La sección de inspección de la cámara de combustión se divide en dos tipos: inspección de la cámara de combustión menor e inspección de la cámara de combustión mayor.

La inspección de la cámara de combustión menor incluye el traslado, limpieza e

inspección del ensamble de la boquilla de combustible, y la inspección de la superficie interior de la cámara de combustión y la transición correcta de la apertura de la boquilla.

La inspección de la cámara de combustión mayor incluye el traslado de las boquillas de combustión a todos los componentes de la cámara de combustión. Estas partes son limpiadas, revisadas y reparadas de acuerdo con lo establecido en el boletín de servicios Westinghouse y/o el departamento de reparaciones procede de acuerdo con esta guía.

B. SECCIÓN DE INSPECCIÓN DE LA TURBINA (CONDUCTO DE GAS CALIENTE).

La sección de inspección de la turbina (conducto de gas caliente) incluye todos los componentes de la inspección de la cámara de combustión mayor, así como el conducto de gas caliente de la turbina hace accesible el traslado del cilindro de la turbina y los álabes.

Todos los álabes y las partes asociadas son trasladadas del rotor, limpiadas e inspeccionadas. Los discos del rotor limpiados e inspeccionados al mismo tiempo. Las palas y los anillos separados son removidos de los álabes como requerimiento para limpiar e inspeccionar; los álabes y los baffles son inspeccionados antes del desensamble.

C. INSPECCIÓN MAYOR.

La inspección mayor constituye la inspección más comprensiva ejecutada en la turbina de combustión. Esto incluye la inspección de la turbina así como el levantamiento del compresor y la cubierta del compresor cilíndrica de la máquina de combustión. Los diafragmas del compresor son removidos, limpiados e inspeccionados. Las hojas del compresor y los discos son limpiados en su lugar. Los rodillos sellados también son inspeccionados.

El catálogo de inspección y reparación (campo y/o establecimiento) de los componentes mecánicos incluidos en esta guía, pueden ser tabulados como sigue, basado en lo anteriormente señalado sobre la inspección de la turbina de combustión. Tabla 5.1

Componente	Inspección de cámara de combustión menor	Inspección de cámara de combustión mayor	Inspección de turbina	Inspección mayor
Boquilla de combustión	X	X	X	X
Cámara de combustión		x	X	X
Ductos de transición		x	X	X
Cámara de transición		x	X	X
Álabes turbina de gas(móvil)			X	X
Álabes turbina de gas(fijos)				X
Ensamble del rotor				X
Álabe del compresor(móvil)				X
Diafragmas de compresor				
Cojinete del muñón				

5.6 INSPECCIÓN NO DESTRUCTIVA DE ROTORES DE GENERADORES ELÉCTRICOS.

Siendo el generador eléctrico el último componente rotatorio del sistema motriz, y

considerando el obligado acoplamiento con el turbo grupo generador, se observa con frecuencia que el comportamiento dinámico manifiesta desviaciones operativas, en ocasiones desde su arranque inicial y seguramente durante su servicio a largo plazo, estas irregularidades aparecen durante los montajes e inclusive durante procesos de fabricación defectuosos, esto aunado a la suma considerable del número de horas de trabajo, se hacen necesarios los ajustes o correcciones por desgaste o deterioro prematuro, todo esto independientemente de las consideraciones por efectos eléctrico y electromagnético.

En este sentido se hace importante evaluar y determinar el estado o integridad de los elementos que conforman un rotor de cualquier generador eléctrico; dentro de la gama de técnicas de prueba para verificación de la calidad de los materiales empleados en el diseño, construcción y servicio, se encuentran los exámenes no destructivos, cuya ventaja principal es que para su aplicación y desarrollo no requiere extraer muestras o probetas de un elemento propuesto a revisión de su estado físico.

1.- LAS TÉCNICAS DE EXÁMENES NO DESTRUCTIVOS (E.N.D.)

La inspección no destructiva posee las variantes de técnicas superficiales y volumétricas, lo que permite durante la evaluación de la sanidad de la pieza, obtener información de posibles daños o defectos presentes en ella y que no son evidentes a simple vista: en otros casos se encuentran en el interior, teniendo la limitación de la accesibilidad hasta la manifestación de falla franca. Fig. 5.5 y 5.6

Dentro de la inspección superficial se encuentra la inspección visual vía directa y vía remota (boroscopia), líquidos penetrantes, partículas magnéticas, corrientes parásitas, termografía entre otras; y para inspección volumétrica no destructiva, radiografía, ultrasonido y emisión acústica principalmente, técnicas de prueba empleadas en inspecciones de equipo rotatorio.

Los rotores están constituidos por varios tipos de materiales, algunos conductores,

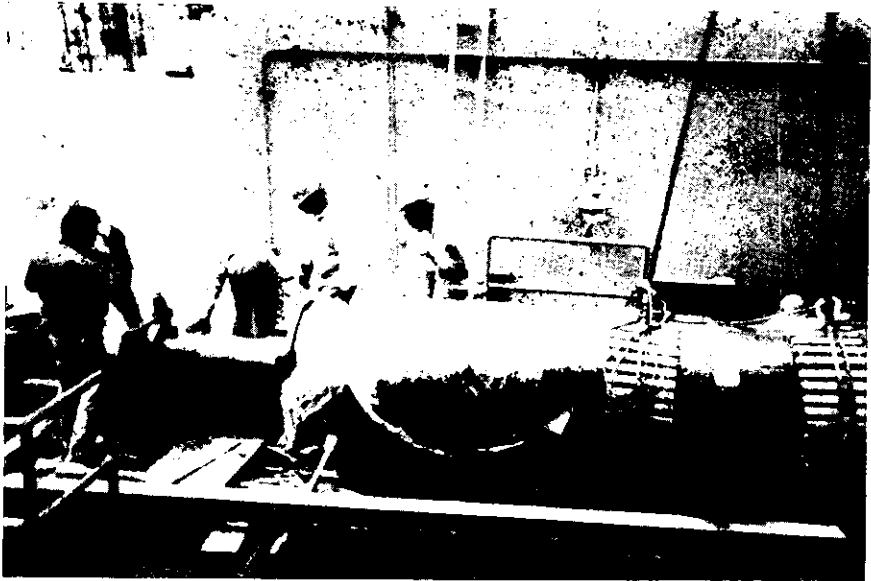


Fig 5.5 Maniobras del rotor del generador eléctrico de su estator.



Fig. 5.6 Pruebas que se realizan al estator del generador eléctrico para determinar fallas, como por ejemplo: tablillas flojas, partes del devanado a tierra, etc.

otros aislantes, magnetizables, de aleaciones especiales, etc., así como de configuración y textura superficial muy variada, lo que permite inferir que no todas las técnicas pueden ser empleadas en una pieza, y esto sugiere una planeación selectiva y de aplicabilidad de cada prueba no destructiva.

2.- DISEÑO DE LA INSPECCIÓN:

La planeación requerida se establece con una tabla de examinación donde se especifica el área de inspección, la sección del código de referencia para calificar y dar con los resultados, la aceptación o rechazo de la pieza inspeccionada, la especificación del material con el que fue fabricada, factores dimensionales básicos como espesor y diámetro, así como operacionales básicos que consideren la presión y temperatura. Con la información anterior y contando preferentemente con la oportunidad de observar físicamente el componente personal calificado de ingeniería de inspección determina qué tipos de examen no destructivo son aplicables, en qué porcentajes se utilizarán; todo esto con el objeto de establecer un diagnóstico sobre la sanidad de la pieza.

Cabe señalar que indicar más de dos técnicas de prueba, tiene el propósito de complementar entre sí las limitaciones propias que los fundamentos de la física establecen.

Todas las técnicas no destructivas se desarrollan en base a un procedimiento emitido por la gerencia del LAPEM (referencia básica procedimiento DTAB4-1318 procedimiento general para la aplicación de exámenes no destructivos en el diseño fabricación, construcción, servicio de equipos y materiales para centrales eléctricas de la CFE): con el objeto de conllevar una secuencia ordenada y controlada de actividades, y que los ensayos además sean reproducibles, este último concepto sumamente importante para los requerimientos de volver a examinar si existe desacuerdo en resultados.

En base a los comentarios anteriores y considerando las componentes críticas de un rotor generador eléctrico, se establece como base las siguientes áreas de inspección:

- Chumacera de apoyo del rotor lado cople, parte superior e inferior.
- Chumacera de apoyo del rotor lado libre o excitatriz parte superior e inferior.
- Muñones lado cople y lado excitatriz.
- Anillo de retención lado cople y lado excitatriz.
- Álabes y anillo de ventiladores de enfriamiento
- Cople y tornillería (pernos)
- Tapas y sellos del elemento refrigerante
- Espejos y tubería del sistema refrigerante
- Cuñas de ventilación

De los componentes relacionados, anteriormente se tienen identificados el tipo de defectos posibles, como es el caso de chumaceras que presentan desadherencia entre el material babbit y el metal base, ralladuras en el babbit por partículas duras por un aceite de lubricación contaminado, porosidad generada durante la fabricación por un centrifugado del enmetalado mal controlado, fisuras, golpes entre otros.

En general los defectos más comunes como fisuras, corrosión, agrietamiento, erosión, porosidad, deformaciones, socavados, etc., al ser detectados dan en gran medida idea de la magnitud de afectación a la integridad de las piezas y consecuentemente a sus propiedades mecánicas.

3.- INSPECCIÓN 1

El LAPEM realiza trabajos de inspección no destructiva en los rotores generadores eléctricos de centrales principalmente térmicas, turbogas e hidráulicas de toda la CFE.

En el territorio nacional, y de la mayoría de las centrales se dispone actualmente del historial y de los generadores, con lo que se observan la tendencia de desgaste y comportamiento de piezas reparadas, y lo que es más importante, detección de defectos o daños en evolución que representan fallas potenciales de alto riesgo.

Durante el proceso de reparación, se evaluaron dos componentes críticos del rotor de este generador por las técnicas de inspección no destructiva, enlistadas en la tabla de examinación, donde se observó lo siguiente:

- 1) Ralladuras profundas sobre muñón en el punto de contacto de sellos de hidrógeno.
- 2) Ralladuras menores sobre chumaceras de ambos lados por contaminación de aceite y falta de adhesión perimetral y además poros agrupados.
- 3) Barniz protector ampulado de los anillos de retención con daños por corrosión ligera sobre la superficie.
- 4) Abundantes residuos en el interior de las cuñas de ventilación.
- 5) Porosidad abundante y pérdida de material por efecto corrosivo en los sellos de hidrógeno principalmente lado turbina.
- 6) Corrosión y fuga en tapas del sistema de enfriamiento (intercambiadores) lado izquierdo, así como abundantes depósitos internos en tubería.
- 7) Se registraron 3 picaduras ligeras por efecto de corrosión en el anillo de retención lado turbina.
- 8) Desgaste en forma de canal irregular sobre las pistas de rozamiento de los anillos colectores.
- 9) El cople presento ralladuras en el interior de sus barrenos y 3 tornillos de acoplamiento requirieron ser cortados.
- 10) La chumacera numero 5 parte inferior, presentó daño puntual por efecto de electroerosión.

11) Los álabes de enfriamiento del rotor del generador eléctrico presentaron poros y golpes en el canto de ataque de ambos lados.

4.- ALTERNATIVAS DE DESARROLLO:

Los resultados obtenidos con inspección no destructiva de los equipos citados, plantean la interesante posibilidad de extender el alcance de la inspección, sobre las partes y componentes de cada rotor de los generadores eléctricos involucrados, y, sería el caso de la turbogas "G. Zevallos" al considerar una posible corrosión intergranular en los anillos de retención, que el área de metalurgia del LAPEM podría definir y establecer con toda propiedad: el requerimiento de un proceso de reparación y aplicación de soldadura propuesta por el área de ingeniería mecánica para la remoción de la indicación de fisuramiento encontrado en uno de los citados anillos y adicionalmente algún recubrimiento efectivo para protección de los mismos, especificado por el área de ingeniería química dadas las condiciones de picaduras y corrosión observadas; la posibilidad de participación de las áreas citadas, permitirían al laboratorio ofrecer un servicio de inspección integral, cuya adecuada planeación y desarrollo le permitiría ofertar paquetes de evaluación y diagnóstico competitivos, con la calidad y tecnología requerida en el mercado de servicios de inspección a nivel internacional, que son principalmente solicitados por países cuyos sistemas de generación eléctrica no cuenten con recursos e infraestructura como nuestra empresa.

5.7 BOQUILLAS DE COMBUSTIÓN

A. DESCRIPCIÓN:

Los combustibles gaseosos y líquidos entran al combustor de la turbina, directamente a la boquilla de combustión, la cual esta diseñada para meter el combustible a cada una de las canastas de combustión.

El diseño de la boquilla lo hace fácil y accesible de remover para la inspección pre escrita a intervalos.

Para los combustibles líquidos la boquilla tiene un sistema de atomizador por presión con componentes fijos. El atomizador de aire se utiliza al comienzo, cuando la presión del combustible es baja en el filtro de la boquilla y no existe una buena atomización mecánica.

Cuando el combustible alcanza alta presión en la punta de la boquilla, la atomización del combustible es mecánica.

Cuando el atomizador de aire no se requiere por mucho tiempo puede ser remplazada por una purga de aire continua en los pasajes de la boquilla para prevenir la obstrucción.

Para los combustibles gaseosos el flujo del combustible (anular) pasa por los orificios de inyección de combustible dentro de la canasta de combustión con una distribución proporcionada.

La utilización opcional del sistema de inyección de gas tanto en la atomización de pulsos de aire o el de gas mezclada con combustible gaseoso son las prioridades en las boquillas para la turbina W501D5.

La inyección opcional de vapor se realiza por el orificio del frente de la boquilla que distribuye el vapor a la canasta de combustión.

La inspección del ensamblado de la boquilla de combustión se realiza periódicamente para verificar que la boquilla esta operando de acuerdo a los requerimientos del diseño. Cuando la boquilla se mueve, los orificios que deben checar a lo largo del codillo son: ensamble del fuelle, la cara y el cuerpo.

Las condiciones de los componentes de la boquilla determinan el ámbito y la extensión de cualquier preparación.

B. CAMPO DE INSPECCIÓN:

El servicio de boletín Westinghouse 37407 recomienda algunos criterios para el campo de inspección de la boquilla de combustión.

Los especialistas sugieren inspeccionar las fisuras de la cara de la boquilla, muescas, rallones severos, rebaba, erosión, también la distorsión en el área del orificio. Si cada una de estas condiciones existiera, la boquilla no deberá ser reconstruida en el campo, sino que se remitirá a Westinghouse para el trabajo y reparación necesarios con las condiciones del diseño original.

La boquilla de combustión será inspeccionada durante toda la inspección del combustor.

C. LUGAR DE INSPECCIÓN (TALLER):

El lugar de inspección provee al usuario con más detalles de la inspección de la boquilla de combustión. Esto incluye un chequeo dimensional, la evaluación de las condiciones, el grosor del codillo y un examen hidrostático del ensamble completo del fuelle. Fig. 5.7 y 5.8

Un ensamble completo de la boquilla incluye una añadidura a la boquilla de combustión del ensamble del disco de turbulencia, empotramiento de la boquilla y cañón (en el caso de boquilla de combustión dual o líquida). Generalmente el lugar de inspección y reparación, la boquilla de combustión junto con las partes adicionales del ensamble, sin embargo tenemos que mostrar el típico inspección de campo para el ensamble del disco de turbulencia.

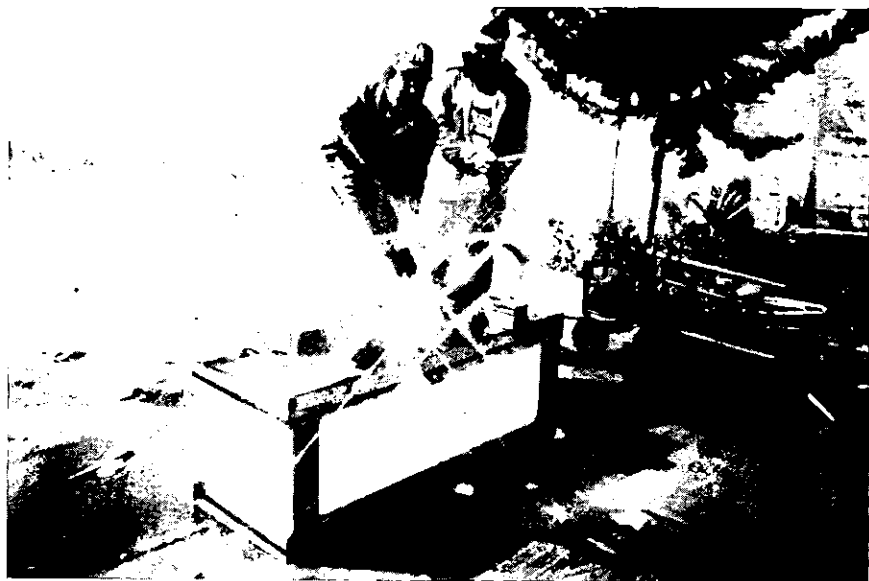


Fig 5.7 Se indican las pruebas que se realizan a los blocks de toberas de una canasta de combustión de bajo nox, con lo que cuenta la Central.



Fig. 5.8 Pruebas con agua para observar el flujo que se tiene en la canasta de combustión.

D. INSPECCIÓN TÍPICA Y REPARACIÓN DEL (CAMPO DE TRABAJO):

BOQUILLA DE COMBUSTIÓN.

Tabla 5.2

	Campo de Inspección	taller de inspección	taller de reparación
1.-	Recepción, registro del número de serie	x	x
2.-	Evaluación de reparación -si la agarradera de la boquilla tiene una rotura visible no se repare	x	
3.-	El examen de presión no debe ser menor a 200 psig (no mayor 325 psig)		x
4.-	Sumergir la boquilla completamente en un tanque de lavado para remover grasa, aceite y sustancias químicas.		x
5.-	Inyectar vapor limpio		x
6.-	Inspección profunda de la boquilla y registro de los defectos		x
7.-	Llevar a cabo la inspección dimensional con las especificaciones que incluyen: -los orificios internos y externos de la cámara -longitud total de la boquilla. -localización de la pestaña (prebordeador).		x
8.-	Soldar o reemplazar subcomponentes (cara de boquilla, rugido del ensamble) cuando se encuentren defectos exteriores del oem o el examen de presión presente una fuga de aire.		x

- | | | | | | |
|------|--|--|--|--|---|
| 9.- | Iniciar inspección de reparación y examen de reparación de la boquilla. | | | | x |
| 10.- | Inspección final dimensional de las especificaciones oem | | | | x |
| 11.- | Ocultar la cara de la boquilla y dibujar el lugar de las inspecciones | | | | x |
| 12.- | Tapar todos los agujeros de la cara de la boquilla con plásticos protectores | | | | x |
| 13.- | Inspección final de garantía y calidad. | | | | x |
| 14. | Preparar el embarque en contenedoras y enviarlo al cliente | | | | x |

ENSAMBLE DEL DISCO DE TURBULENCIA

- | | | | | | |
|-----|--|---|---|--|---|
| 1.- | Recibir e identificar por por numero de parte | x | | | x |
| 2.- | Evaluación inicial de reparación:
-campo contra lugar de reparación | | x | | x |
| 3.- | Limpieza por aspersión | | | | x |
| 4.- | Inspección profunda y trazo de los defectos | | | | x |
| 5.- | Soldar con las especificaciones oem o remplazar las hojas del ensamble | | | | x |
| 6.- | Inspección líquidos penetrantes | | | | x |
| 7.- | Inspección final de calidad y garantía | | | | x |

- 8.- Volver a montar en la agarradera de la boquilla ensamblada

x

OPCIONES:

- 1.- Conversión de la boquilla de combustión (líquido/gaseosa) a boquilla de combustión dual.
- 2.- Reemplazo del codillo de gas/ensamble de tubería.

5.8 MANTENIMIENTO DE TURBINAS DE GAS 1

Estos capítulos sobre el mantenimiento de las turbinas de gas tienen la función de ser una introducción a las necesidades y tareas básicas del mantenimiento. Las condiciones específicas para cada operación deben ser evaluadas por el ingeniero de instalación y/o mantenimiento, así como los programas de entrenamiento deben establecerse para todo el personal relacionado con la operación de la máquina. Es muy importante que las personas responsables de la operación y el mantenimiento de las turbinas de gas sean entrenadas en forma adecuada para llevar a cabo sus funciones específicas.

A. ENSUCIAMIENTO DEL COMPRESOR

La entrada de materiales "adhesivos" tales como vapor de aceite o petróleo, humo, brisa marina o vapores industriales, es la causa del ensuciamiento de los álabes del compresor. Estos contaminantes se encuentran generalmente como partículas en el rango de tamaño desde menos de una micra hasta 10 micras (0.0004 pulg). En el ensuciamiento reduce la eficiencia del compresor, baja su presión de descarga, y esto resulta en un rendimiento reducido para una temperatura de turbina entrada/descarga dada con una correspondiente reducción en el rendimiento del combustible. Por si sola esta es la causa más frecuente de la pérdida de rendimiento en las turbinas de gas. Se estima que aproximadamente un 70% de la pérdida de rendimiento total en una

turbina de gas se puede atribuir normalmente al deterioro del compresor debido al ensuciamiento de sus álabes. Fig. 5.9

B. RUIDO POR ARRASTRE CIRCULAR EN LAS PUNTAS DE LOS ÁLABES

Un fenómeno interesante que puede ocurrir es el llamado ruido causado por arrastre en las puntas de los álabes. Bajo ciertas velocidades y condiciones de operación el margen de ahogamiento llega a ser lo suficientemente serio como para provocar que los álabes en rotación cedan al doblamiento debido a la fluctuación excesiva del esfuerzo. Si los álabes sufren un doblamiento excesivo llegarán al contacto real con los álabes fijos del cuerpo del estator. A esto se le llama ruido por arrastre circular. El menor daño que sufran tanto los álabes móviles como los fijos tiende a reducir la eficiencia del compresor. En casos extremos los álabes móviles llegan a desprenderse completamente, lo cual trae como resultado un daño en el resto de la máquina.

C. IMPACTO EN LA TURBINA

El daño causado por la introducción de partículas extrañas en la turbina es en esencia el mismo que ocurre en el compresor, una falla inmediata. La única diferencia está en la causa que lo ocasiona. El impacto en el compresor es de un objeto extraño que es succionado. La fuente del impacto en la turbina es el equipo mal instalado o asegurado, o las fallas de tipo fractura que liberan partes en dirección de la succión de la turbina. El único remedio es el mantenimiento adecuado seguido de una inspección cuidadosa del sistema. Fig. 5.10

D. OBTURACIÓN DEL PASO DE AIRE DE ENFRIAMIENTO

La mala calidad del aire puede afectar también la sección de la turbina. El bloqueo de las vías internas de enfriamiento a los álabes, paletas y el rotor puede ser causado por la formación de elementos tan finos del orden de 5 micras (0.0002 pulg) de tamaño.



Fig. 5.9 Compresor Axial de turbina de gas. Mantenimiento mayor.

Sucio con residuos de aceite



Fig. 5.10 Álabes móviles rueda N° 1 y 2 de turbina de gas modelo W501-D5, después de 32000 horas de generación.

Este es un proceso gradual que puede no ser advertido, y ser descubierto sólo durante una reparación mayor. Este proceso acelera la fatiga térmica en las partes «frías» debido a un descenso del gasto de aire. Nuevamente, los requerimientos del filtrado de aire deberán basarse en los niveles de contaminación esperados en el entorno de la máquina

E. DAÑO EN EL COMPRESOR POR PARTÍCULAS EXTRAÑAS

El daño en el compresor causado por partículas extrañas se debe también a la mala calidad del aire de entrada. Este es más severo y hace fallar inmediatamente al compresor. Un objeto de tamaño suficiente para hacerlo perfectamente visible y capaz de filtrarse podría causar este daño. Además de una mala estrategia de mantenimiento, no hay ninguna otra razón para este tipo de falla en el compresor en las máquinas ajenas a las que se usan en los aviones. Este se ha presentado durante el vuelo, por ejemplo, cuando un avión ha volado entre una parvada de aves, y se considera un riesgo inevitable y poco frecuente durante el despegue y el aterrizaje. A altitudes arriba de unos cuantos miles de pies el aire es lo suficientemente limpio que no requiere filtrarse.

F. TRABADO DE LAS BASES DE LOS ÁLABES DE LA TURBINA

La causa del trabado de las bases de los álabes en la turbina puede ser la acumulación y depósito de polvo o residuos de corrosión en los claros. Algunos fabricantes argumentan que esto no es tan malo, mientras que otros exigen libertad para el movimiento de los álabes, lo que asegura una distribución de los esfuerzos y reduce las complicaciones de la vibración. Un filtrado adecuado del aire de entrada puede reducir las posibilidades de los problemas en esta área.

G. CORROSIÓN TÉRMICA

La corrosión térmica o sulfuración se aplica a todas las super aleaciones utilizadas en las turbinas de combustión de gas.

El grado de sulfuración esta directamente relacionado con la temperatura de la corriente de los gases, el nivel del rastro de elementos de sales tales como sodio, potasio, vanadio, y el avance presente del proceso de combustión y la temperatura y presión en la superficie del metal del álabe. La existencia de la corrosión térmica no es sólo sensible al nivel de azufre en el combustible, sino también a los niveles de sodio. Se ha demostrado claramente que hay aceleración de la corrosión térmica al incrementar los niveles de sodio. La mayoría de las autoridades en la materia concuerdan ahora en que una condición para que se dé la sulfuración, es que los álcalis metálicos de las sales deben estar en forma condensada y en contacto con la superficie del metal para producir un ataque agresivo de corrosión térmica.

H. FUEGO Y EXPLOSIONES

El fuego y las explosiones en la sección caliente de una turbina de gas tienen típicamente dos causas: extinción de flama y fallas en el sistema de manejo e inyección de combustible. Ambos pueden traer resultados desastrosos, estos pueden ser causados por un sistema defectuoso de control/monitoreo y los errores del mantenimiento, respectivamente. Si, por alguna razón, la flama se extingue durante la combustión (por lo general durante el arranque), el sistema de control/monitoreo debe parar el flujo de combustible muy rápidamente. De otra forma el flujo de combustible vaporizado puede autoencenderse en la cámara de combustión o la sección de la turbina en contacto con las partes calientes. Existe un tiempo de retardo de la ignición en el cual determinará la ubicación de la explosión conforme el combustible vaporizado avanza a través del sistema.

Es importante que el sistema de control sea correctamente instalado. Las fugas de combustible por deterioro de los conductos y tuberías puede causar fuego tanto en el arranque como en el paro de la máquina.

I. VIBRACIÓN

Toda máquina rotante genera vibración continua y completa. La frecuencia de la vibración es generalmente algún múltiplo de la frecuencia de rotación de la máquina. Por ejemplo, si una máquina se encuentra rotando a 3600 revoluciones por minuto (rpm), esto es 60 revoluciones por segundo, la frecuencia de vibración sería 60, 120 ó 180 ciclos por segundo. La siguiente tabla resume los principales tipos de problemas de vibración. La mayoría de las condiciones en la tabla son autoexplicitos. Sin embargo, da una ligera discusión al respecto.

TABLA 5.3 CAUSA Y CARACTERÍSTICAS DE LOS PROBLEMAS DE VIBRACIÓN

Causa	Frecuencia nominal
Común	de vibración
Desbalanceo*	Uno por revolución
Alineación incorrecta fig. 5.11	Dos por rev. y múltiplos menores
Cojinetes fig. 5.13	Altas frecuencias 4-85 por revolución
Engranés	Número de dientes por rpm
Flecha pandeada	Uno o dos por revolución
Pulidos	Alta frecuencia 30-65 por revolución
Soltura mecánica	Dos por revolución
Cordones de aceite	Menos de ½ de rpm de la flecha
Resonancia	A las velocidades «críticas» de la turbina

Diferentes tipos de cojinetes producirán diferentes frecuencias de vibración.

Una flecha o rotor pandeado puede ser el resultado de un enfriamiento inadecuado. Si la máquina no se mueve mientras la flecha se encuentra lo suficientemente caliente, el proceso natural de enfriamiento provoca que la flecha esté más caliente arriba que abajo y que la flecha se pandee hacia arriba. Esto producirá vibración sobre todo



Fig 5.11 Pruebas de alineamiento al rotor del excitador con respecto a su chumacera. "Cuadratura de flecha".



Fig. 5.12 Alineamiento de rotor de turbina y generador. Este alineamiento se realiza radialmente y axialmente. Este tipo de acoplamiento es rígido.

durante el arranque, la cual disminuirá durante la operación sólo si la unidad arrancará y acelerará continuamente sin escalonamientos. Un remedio es mantener la flecha rotando lentamente durante un periodo después del disparo .

Una situación conocida como cordón de aceite puede presentarse en los cojinetes de manguito cargados "ligeramente". Esta inestabilidad se refleja en frecuencias de vibración. El cordón de aceite es básicamente un problema del cojinete y se debe corregir en éste mismo.

La vibración debido a la resonancia puede llegar a ser un problema serio. Cada componente de la maquinaria de rotación tiene una frecuencia de resonancia. A ciertas velocidades, esas frecuencias entran en sincronía y el resultado es un alto nivel de vibración.

Estas se determinan como velocidades críticas y el nivel de vibración disminuirá con un decremento o aumento en la velocidad de la máquina.

Una turbina de gas nunca debe ser operada bajo una condición de velocidad crítica. Una o dos de esas velocidades críticas aparecen en el rango de la operación de diseño, el arranque o el disparo. Estas velocidades deben pasarse rápidamente para prevenir o reducir el daño causado a la máquina por vibración.

J. COMBUSTIBLES

Los combustibles usados en las turbinas de gas varían ampliamente en poder calorífico, composición, contenido de contaminantes, viscosidad, y otras propiedades físicas. Cada combustible se debe considerar por separado en términos del equipo disponible para su tratamiento y sus posibles efectos en el rendimiento de la máquina, disponibilidad, operación y mantenimiento. La siguiente tabla resume algunas propiedades de los combustibles y sus efectos.

TABLA 5.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS COMBUSTIBLES SELECCIONADOS PARA UNA TURBINA DE GAS.

Propiedad	Característica asociada
Poder calorífico	Consumo específico de combustible
Viscosidad	Bombeo, atomización de combustible, ignición, aligeramiento por altitud, emisiones en vacío
Punto de flasheo	Seguridad contra el fuego
Punto de congelamiento	Bombeo en condiciones de baja temperatura
Temperatura de destilación	Evaporación, ignición, aligeramiento por altitud, emisiones en vacío, carbonización.
Contenido de azufre	Corrosión, emisiones

Es muy común el uso de gas natural en las turbinas de gas industriales. Las máquinas que queman gas natural de alta calidad tendrán un comportamiento de operación invariablemente superior a las máquinas similares que usen combustible líquido. De acuerdo con las recomendaciones de la mayoría de los fabricantes, el gas debe estar libre de partículas, con el mínimo contenido de hidrógeno sulfurado, y debe estar seco. Adicionalmente, la mayoría de los vendedores reducen la variación en contenido de btu al $\pm 10\%$ del valor especificado. Las variaciones más allá de este nivel pueden requerir cambios en las válvulas de control del gas combustible y/o en los tamaños de los orificios de las toberas para asegurar una operación adecuada. La presión de gas combustible requerida a la entrada del sistema de control de combustible de la turbina será especificada por los fabricantes de las mismas.

Los problemas de operación y mantenimiento siempre surgen cuando no se siguen las especificaciones. Si hay rastro de álcalis metálicos de sodio u otras sales en el aire de

entrada, aún un pequeño rastro de azufre en el combustible, tan pequeño como una parte por millón (ppm), será suficiente para provocar la sulfuración. Sin embargo, limitando el contenido de contaminantes en el aire y aplicando capas anti-sulfurosas, se pueden tolerar niveles aún relativamente altos de azufre.

Cuando un enfriamiento del medio ambiente provoca la caída de la temperatura del combustible puede ocurrir la formación de hidratos en los combustibles gaseosos que contiene vapor de agua. Además, y especialmente en los meses fríos del año, esos hidratos pueden congelarse en las válvulas de control u otras áreas durante la ocurrencia de grandes caídas de presión.

En general, el mayor problema asociado con los combustibles gaseosos es la condensación de hidrocarburos líquidos, que son un resultado de un enfriamiento del gas por abajo de su punto de rocío, provocado por un enfriamiento del medio ambiente. Los sistemas de almacenamiento y manejo de combustible se deben diseñar tomando en cuenta estos aspectos.

La operación con combustibles destilados como el diesel generalmente no presentan mayor problema, aunque la vida del equipo de combustión es menor al quemar combustibles líquidos. La prevención contra la contaminación del combustible durante su manejo y almacenamiento debe ser de alta consideración.

En las aplicaciones en que se usan ambos tipos de combustible, diesel para el arranque y/o como respaldo en caso de emergencia, y gas como combustible principal, el aglutinamiento de diesel que permanece como un residuo en la tobera de combustible líquido, durante la operación con combustible gas, ha sido identificado como causante de problemas. Cuando esto ocurre la máquina no arrancará satisfactoriamente con combustible diesel. Este problema se soluciona suministrando un purgado continuo con gas o aire a la tobera de combustible líquido durante la operación con gas.

El petróleo crudo normalmente tendrá contaminantes como el sodio, potasio y vanadio, los cuales son altamente corrosivos para las super aleaciones de la turbina y se deben retirar mediante un lavado o inhibido adecuado del combustible con la adición de agentes químicos. El petróleo crudo al quemarse libera residuos de ceniza que combinados con los inhibidores, provoca depósitos fuertes en los componentes del lado caliente de la turbina de gas. Estos depósitos se deben retirar a intervalos regulares para evitar daños y pérdida en la potencia de salida de la turbina. Además, la mayoría de los combustibles crudos requieren un precalentado para reducir su viscosidad y permitirles su manejo y combustión. En comparación con las máquinas operadas con gas combustible, se acepta comúnmente que los costos de mantenimiento en las máquinas operadas con petróleo crudo son más altos en un factor de dos.

Debido a la necesidad de incrementar las inspecciones y el tiempo perdido en el lavado de la turbina, su disponibilidad será varios puntos menor en porcentaje que la de una turbina operada con gas.

TABLA 5.5 CAUSAS DE FALLAS EN LAS TURBINAS DE GAS

Tipo de falla o incidente	Porcentaje del total	Causas principales	
Fallas en los álabes	25.5	Fatiga de alta frecuencia (Vibración)	Dispositivo contenedor
Fuego y explosiones	16		
Fallas en los álabes del compresor	9.5	Fatiga de alta frecuencia (Vibración)	Ondeo u oleaje
Impacto por piezas sueltas	10.5	Contenedores de los álabes y otras partes	Herramientas olvidadas
Rodamientos, fallas de lubricación	8.5	Líneas de lubricación	Lubricación de emergencia bomba de lubricación principal
Desgaste de las puntas de los álabes	5.5	Ondeo u oleaje	Desensamble de partes fijas. Descarga accidental del sistema antifuego.
Fallas de flecha	4	Alineamiento inadecuado	
Fallas de toberas de turbina	3	Sitios calientes de la cámara de combustión	
Fallas de sellado	3		
Fallas en soportes de Cojinetes	3	Vibración del rotor	Fatiga térmica
Fractura de disco	2	Fatiga de ciclos bajos	
Falla en forro de la Cámara de combustión	2	Fatiga térmica	
Soldadura en cojinetes A presión	1	Ondeo u oleaje	
Otros	6.5		

En orden descendente están el fuego y explosiones en la cámara de combustión y las secciones de turbina. Los detectores de flama y sus tiempos de respuesta son factores importantes en este grupo de fallas. Todas las turbinas de gas deben contar con medidores de flujo de combustible para detectar interrupciones en las válvulas.

La mayoría de los incidentes por impacto se debieron a pequeñas piezas sueltas de la turbina. Solo 20% se debieron a herramientas olvidadas en las entradas, sin embargo, esos incidentes tendieron a ser muy costosos ya que las herramientas son normalmente pesadas y duras, y los álabes del compresor son extremadamente susceptibles de ser dañados. Una planeación adecuada de mantenimiento es la parte más importante /y más difícil) en la operación de una turbina de gas. Las partidas en la tabla anterior son solo causas de falla de los componentes. Por lo general no hay una manera conveniente de medir la pérdida de rendimiento o eficiencia debido al ensuciamiento del compresor, erosión, ruido menor de las puntas de los álabes, etc. no puede ser mayormente enfatizada la importancia de un buen programa de entrenamiento del personal y un adecuado mantenimiento.

K. LIMPIEZA DE LA MÁQUINA

La limpieza del compresor recibe más y más atención con un énfasis creciente puesto en la economía del combustible. (En el capítulo anterior se discutió la disminución del rendimiento debido a los depósitos de partículas en el compresor). Si la fuente de contaminación es una fuga de aceite, se deben tomar las medidas necesarias para corregir la fuga antes de limpiar el compresor. Si los depósitos se deben al contenido de partículas del aire, se debe revisar el sistema de filtrado del aire de entrada.

Idealmente, y en si provechoso, si una máquina es nueva el lavado del compresor debe comenzar por un lavado líquido. Así, los depósitos se retirarán antes de que tengan oportunidad de tostarse y endurecer. Se ha encontrado que si se inicia el tratamiento de lavado después de un proceso severo de depósito de partículas, hay mucha probabilidad de que el lavado con químicos/agua no surta el efecto esperado,

teniéndose que emplear métodos más agresivos.

Para depósitos de partículas difíciles de quitar en el compresor, abrasivos tales como chorros a base de cáscaras de nuez y huesos de melocotón se inyectan a cierta velocidad en la toma de la máquina en operación. Este método funciona muy bien retirando gran parte del polvo acumulado, pero también representa cierto riesgo. Las cáscaras deben ser cuidadosamente medidas y no deben contener agentes duros que pudieran dañar la máquina. Por otro lado, cada aplicación produce cierto desgaste en los claros de sellos en la etapa del compresor reduciendo ligeramente la eficiencia de la máquina. Se puede monitorear la efectividad de este método de limpieza observando la disminución de la temperatura en la entrada de la turbina ya que, normalmente, la máquina se encuentra en operación a la velocidad de diseño durante la aplicación del chorro de cáscaras. La aplicación del chorro ya no es necesaria cuando la temperatura se ha estabilizado.

En los casos en que se depositan residuos de sal en el compresor, debe existir la certeza de que la sal no se depositó en los álabes de la turbina debido al método de limpieza seleccionado. Para evitar esto se debe lavar la sección de turbina inmediatamente después de limpiar el compresor. Siempre se deben seguir las recomendaciones del fabricante a fin de prevenir el daño.

L. INSPECCIÓN POR BOROSCOPIO

La inspección por boroscopio proporciona un método de examinar las partes internas de la máquina sin desmantelarla. Estos son instrumentos ópticos de precisión disponibles en varios diámetros y longitudes con varias opciones. Contienen una guía de luz por fibra de vidrio para iluminar el objeto, mediante lentes y fibras de vidrio transmiten la imagen al observador.

El boroscopio es una herramienta especialmente valiosa en algunos problemas de paro de la turbina de gas. Puede ser usado para confirmar un defecto o para eliminar

aquella parte o área dentro de la lista de incertidumbre. Es útil también para examinar las partes de la sección caliente, sin desensamblar, al determinar el grado de deterioro o daño y en la programación de una inspección planeada o una reparación mayor.

M. PRUEBA DE AGRIETAMIENTO

Los métodos no destructivos de prueba de agrietamiento son penetración de tinta, partículas magnéticas, inspección por ultrasonido, radiografía y corriente parásita o de remolino. Fig. 5.13 y 5.14

La inspección por penetración de tinta depende de la habilidad de la tinta para penetrar en las grietas de la superficie. La parte limpia se sumerge o rocía con la tinta, permitiéndole escurrirse y después se lava con agua tibia para retirar la tinta de la superficie. Se deja secar y después se trata con un revelador que extrae la tinta fuera de cualquier grieta en la superficie.

La inspección por partículas magnéticas es algo diferente. la parte limpia se magnetiza ya sea colocándola en un campo magnético o haciendo pasar una corriente eléctrica a través de ella. Después se aplican partículas magnéticas muy finas en la parte examinada, normalmente en forma de polvo seco. Las grietas o imperfecciones causan una "fuga" del campo magnético resultando una acumulación de partículas magnéticas al lado del defecto de la superficie. Para continuar la inspección las partes no dañadas se limpian y desmagnetizan.

N. COJINETES

La mayoría de los cojinetes de una turbina de gas tienen un buen funcionamiento y una vida útil larga, siempre y cuando tengan un mantenimiento adecuado. Sin embargo, son partes críticas y pueden causar un gran daño si se descuidan. Los cojinetes de una turbina de gas pueden ser de esferas, de rodillos, o de tipo

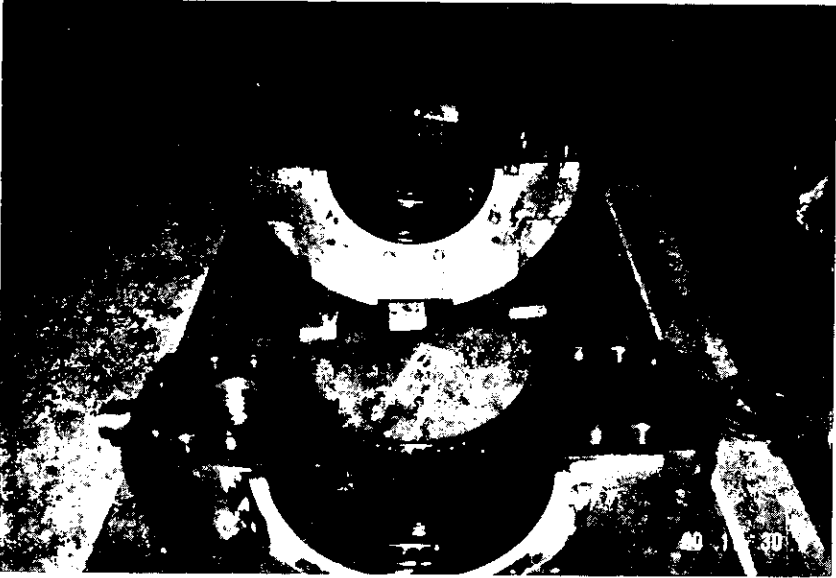


Fig 5.13 Pruebas de líquidos penetrantes a chumaceras de turbina, generador y excitador.

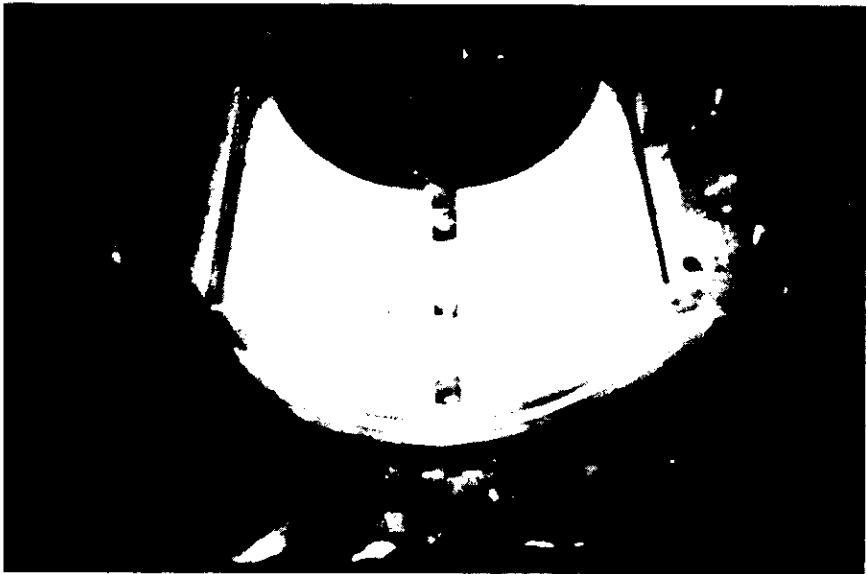


Fig. 5.14 Pruebas con revelados a chumaceras de turbina, generador eléctrico y excitador.

chumacera.

Un cojinete se diseña en tal forma que la carga es soportada, o se desliza sobre una película delgada de aceite que fluye continuamente removiendo el calor de fricción generado por el (los) elemento (s) del cojinete, debido a que la película de lubricante puede ser de un espesor tan pequeño como 0.001 a 0.003 de pulgada, las especificaciones del aceite son extremadamente importantes para asegurar un funcionamiento adecuado.

La mayoría de las inspecciones sobre las condiciones de los cojinetes se limitan a checar que no haya partículas de metal en el aceite o filtro, ya que las condiciones por lo general no se observan excepto en una reparación mayor. Entre tanto, el alcance de todo daño determina el curso de acción correctiva. Fig. 5.15 y 5.16

O. TOBERAS DE COMBUSTIBLE

Las toberas están sujetas a la funcionalidad de su sección decreciente debido a los problemas causados por la contaminación que da origen a la erosión o el bloqueo, carbonización a partir de una mala combustión y desalineado o fallas de ensamblado. La inspección debe incluir las pruebas de flujo, presión y fugas. Como un doble chequeo se puede usar una prueba de rocío adecuado después de la limpieza e inspección.

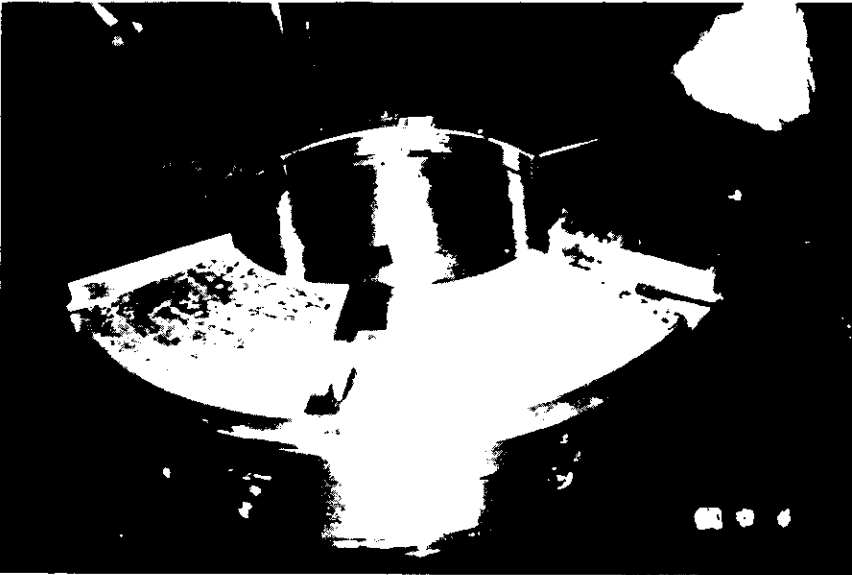


Fig 5.15 Se indica las partes que componen una chumacera de empuje de una turbina de vapor.



Fig. 5.16 Se puede observar las dos caras de trabajo que tiene una zapata de una chumacera de empuje de una turbina de gas y vapor.

TABLA 5.6 PROBLEMAS COMUNES EN COJINETES.

Problema	Evidencias antes de la falla
Contaminación del aceite	Escoria o ralladuras
Baja presión de aceite/ flujo bajo de aceite/ falla del enfriador de aceite	Soldaduras o encamisados debido a temperaturas más altas de lo normal
Vibración del rotor	Descascado o falla en la superficie del metal
Desalineado	Uso no continuo

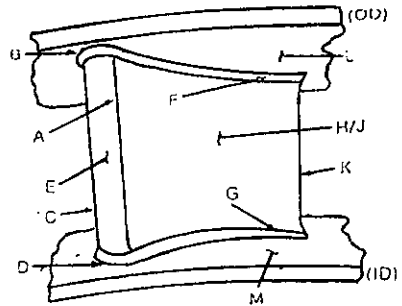
P. FILTROS

En la mayoría de los filtros se indica algún tipo de caída de presión (ap). La inspección y/o el reemplazo deben llevarse a cabo siempre que este empieza a acercarse al límite permitido. La inspección de los residuos en el filtro puede servir a menudo como un aviso de posibles problemas (tal como una falla del cojinete).

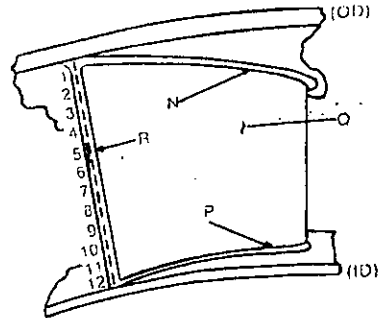
5.9 CRITERIOS DE APLICACIÓN PARA ÁLABES MÓVILES DE COMPRESOR Y TURBINA, ASÍ COMO SEGMENTOS DE VENA. FIG. 5.17, 5.18, 5.19, 5.20, 5.21, 5.22 Y 5.23

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DE UN SEGMENTO DE VENA PARA TURBINAS DE GAS MODELO W501D24 Y D5

Leída en el borde lado de presión.
de flujo de aire cara convexa.



Leída en el borde lado succión
de flujo de aire lado convexo.



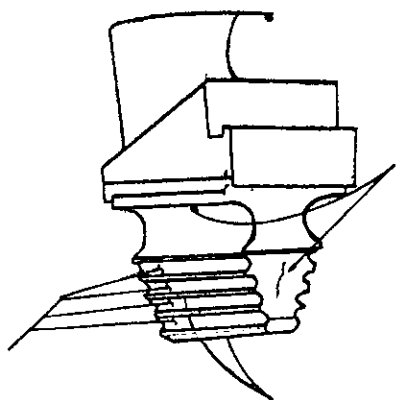
DESCRIPCIÓN Y TIPO DE INDICACIONES		ACEPTABLE
A - LEÍDA EN BORDE CÓNCAVO DE FLUJO DE AIRE	-IN.	0.5
B - LEÍDA EN EL BORDE CÓNCAVO DIÁMETRO EXTERIOR	-IN.	0.5
C - LEÍDA EN EL BORDE CONVEXO DE FLUJO DE AIRE	-IN.	0.5
D - LEÍDA EN EL BORDE DEL DIÁMETRO INTERIOR	-IN.	0.5
E - LEÍDA EN EL BORDE DEL ÁREA AGRIETADA	-IN.	0.5
F - DIÁMETRO EXTERIOR DEL CRUCE DE FLUJO DE AIRE	-IN.	2.0
G - DIÁMETRO INTERIOR DEL CRUCE DE FLUJO DE AIRE	-IN.	2.0
H - SUPERFICIE DE FLUJO DE AIRE CÓNCAVO AGRIETADA	-IN.	2.0
J - AGRIETAMIENTO A TRAVÉS DE H.	-IN.	0.5
K - BORDE COLGANTE CÓNCAVO DE FLUJO DE AIRE	-IN.	0.5
L - DIÁMETRO EXTERIOR AGRIETADO	-IN.	3.0
M - DIÁMETRO INTERIOR AGRIETADO	-IN.	3.0
N - CRUCE DEL FLUJO DE AIRE EXTERIOR	-IN.	2.0
P - CRUCE DEL FLUJO DE AIRE INTERIOR	-IN.	2.0
Q - AGRIETAMIENTO EN LA SUPERFICIE CONVEXA DEL FLUJO DE AIRE	-IN.	2.0
R - BORDE COLGANTE CONVEXO DE FLUJO DE AIRE	-IN.	0.5

Fig. 5.17

LIMITE DE DESBASTE EN LA RAIZ EN ALABES DE TURBINAS DE GAS

Fig. 5.18

En los dientes de tierra y la base del desbaste de las fracturas y los defectos no deben exceder una profundidad de 0.020 In. Muestras pequeñas e impactos menores de 0.020 In de profundidad, no necesariamente se requiere el suministro de un desbaste sobresaliente metálico que es limpiado de la muela.

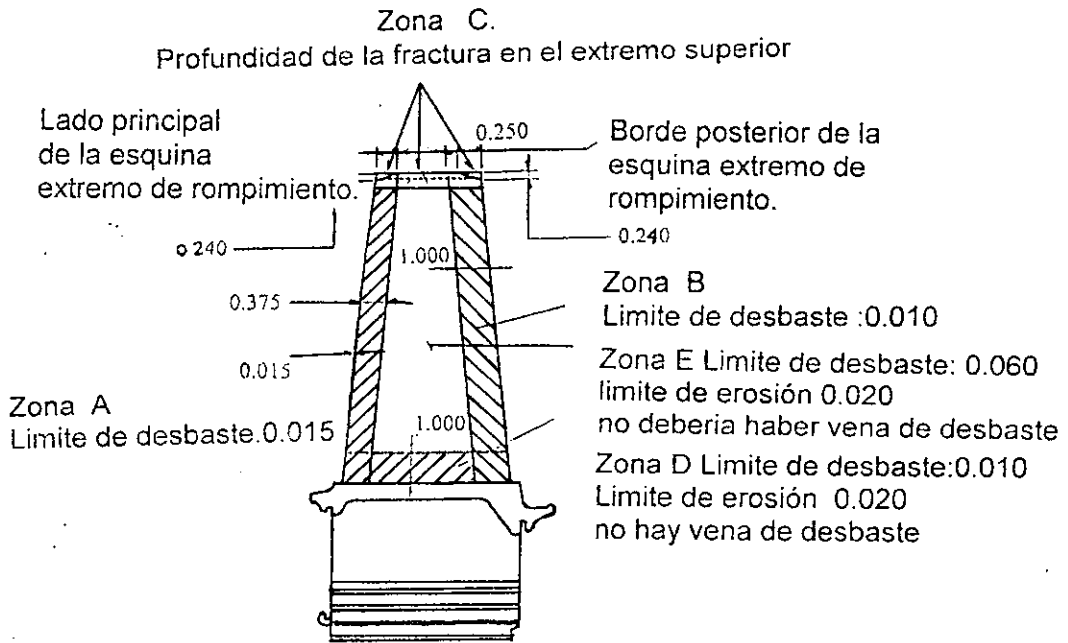


No se permiten defectos en radio dentados no poner al día el desbaste Debera estar completo.

Para defectos de fracturas sobre la plataforma y el fin será a 0.030 IN de profundidad máxima. Muesca o impacto menor que 0.030 IN y profundidad de 1/16 IN. Fuera del dentado, el radio de la plataforma y la cuña, no son requeridos los desbastes. Entonces, es requisito de la inspección que este documento sea seguido.

**LIMITE DE DESBASTE EN EL FLUJO DE AIRE DE
LOS ALABES MOVILES RUEDA Nº 2 W501D24 Y
W501D5, 501F/701F.
EN PULGADAS**

El total del desbaste de la profundidad no debe exceder el 25 % del espesor de la placa.



Nota: Los agujeros de enfriamiento no pueden permanecer tapados o bloqueados.

Fig. 5.19

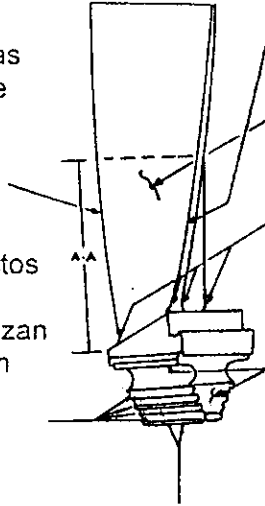
DETALLES DEL DESBASTADO DE ACEPTACIÓN POR ALABES DE TURBINA SIN ENFRIAMIENTO.

Superficie de álabes en su parte media interna, espesor máximo de 0.020 in.:
Pequeños defectos de rupturas.

Borde principal fuera de rupturas, defectos hasta 0.040 in de espesor máximo.

Borde colgante fuera de defectos en rupturas a una profundidad que no excedan 0.060 in.

No se permiten defectos en los radios de los dientes. No se actualizan (Desbastado), pueden ser hechos



Tratamiento crítico para filetes y para plataforma entre los radios y los álabes (ambos lados), con precaución.

Pequeños defectos finales con profundidad máxima de 0.010 in

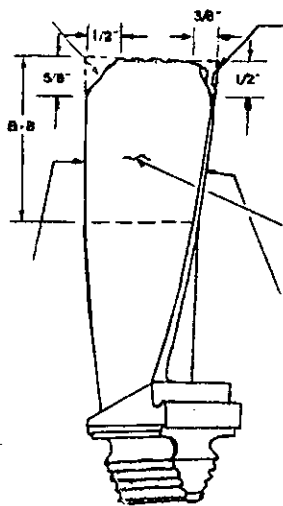
Defectos de ruptura en las plataformas y los extremos de raíz, con una profundidad de 0.030 in. máximo, las muescas y los impactos son menores de 0.030 in. De profundidad y 1/16 in. Desde el dentado, el radio de la plataforma y las cuñas, no necesariamente requieren desbastado.

En la base del dentado y la raíz, se desbastan las rupturas y los defectos que no exceden un espesor de 0.20 in. Para muescas e impactos pequeños, no necesariamente se requieren que se les suministre un desbastado sobresaliente.

Fig. 5.20

DETALLES PARA LA ACEPTACIÓN DE UN ÁLABE DE TURBINA SIN ENFRIAMIENTO

Extremo de álabe reparado, lado colgante libre de rupturas, rasgaduras, entre los límites mostrados



Extremo de álabe reparado lado principal. Desbaste de fracturas o extremo mutilado entre los límites mostrados

Para remover las fracturas y los defectos la porción del perfil pueden ser desbastada hasta 1/2 de la longitud original del perfil remanente.

Lado colgante libre de fracturas con defectos de hasta 0.090 " de espesor Máximo.

En la parte de afuera de la superficie media del álabe (ambos lados), se pueden desbastar hasta 0.030 " . De espesor máximo, para remover los defectos de fractura.

Lado principal, libre de rupturas, con defectos de hasta 0.060 " . Máximo espesor.

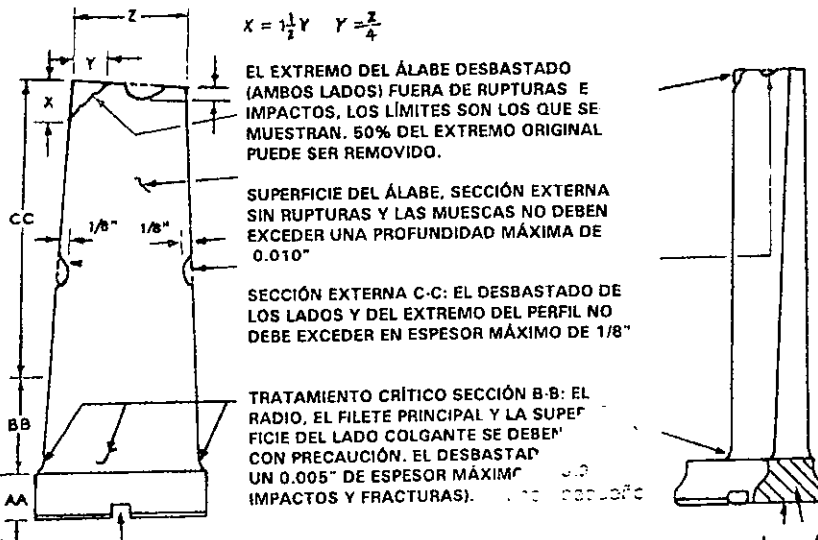
Fig. 5.21

DETALLES DE DESBASTADO PARA LA ACEPTACIÓN DE UN ALABE DE COMPRESOR ROTATIVO.

Fig. 5.22

Nota: En los marcos usen una cerradura T menor para un pasador tradicional de seguridad de los alabes del compresor. No se presente el desbastado de ninguna manera en la raíz, ni en el área de los alabes, incluyendo la base y el extremo final.

Nota: No se aceptan desbastados que exceden un 25 % de profundidad del espesor del alabe.



No se permiten defectos de fractura o impactos en el borde de la muesca (o ranura). No se permite desbastado.

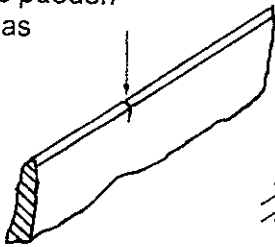
En la base y en el extremo final libre de fractura. Los defectos con un espesor máximo de $\frac{11}{32}$ ", pequeñas muescas e impactos deben ser menores de $\frac{11}{32}$ 2 de espesor para ser aceptables.

Nota: Se muestran las instrucciones de desbastado en la base y los extremos finales a esta figura,

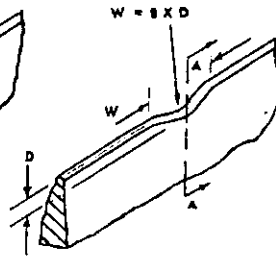
5.19 DETALLES DEL DESBASTE

Desbastado de rupturas,
defectos de los bordes
de los alabes

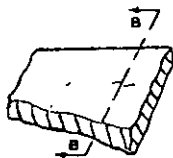
Las rupturas pueden
ser removidas



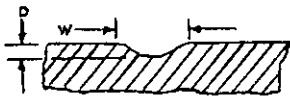
Ruptura removida



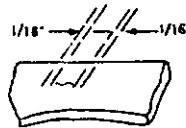
El borde redondo



Ruptura removida



Continuación de
desbastado en $1/16''$ más
alla del extremo de la ruptura



Desbastado de ruptura, muesca
de la superficie del alabe.

Fig. 5.23

5.10 PROCEDIMIENTO PARA REHABILITAR LOS ÁLABES MÓVILES L-1 Y L-0 DE LA TURBINA DE VAPOR UNIDAD 3 DE LA CENTRAL CICLO COMBINADO TULA.

CAMBIO DE ESTELITAS:

A. LIMPIEZA.

Se deben retirar las estelitas dañadas calentándolas con flama oxiacetilénica neutra a una temperatura no mayor de 700°C. Una vez que empieza a fluir la soldadura de plata se pueden retirar las estelitas con un desarmador plano y pinzas.

Los residuos de la soldadura de plata del álabe y de las estelitas de repuesto obtenidas de álabes similares, se eliminan con piñas de carburo de tungsteno, puntas montadas, discos abrasivos y limas. Se verifica el buen asiento de la estelita en la ranura del álabe.

Limpiar las superficies de la ranura del álabe y de la estelita con solvente-acetona, alcohol desnaturalizado o tricloroetileno, trapo limpio y aire comprimido.

B. SOLDADURA DE LA ESTELITA CON EL ÁLABE.

Untar una capa basta de fundente a la ranura del álabe y a la superficie de la estelita. Fijar la estelita al álabe con pinzas de presión, figura 5.24. Posicionar el álabe con la cara convexa hacia arriba, figura 5.25. Precalentar el álabe y la estelita. Iniciar el depósito de soldadura en el filo de entrada del álabe en la unión de la estelita con la ranura del álabe desde el interior, cerca del alambre superior, hacia la punta del álabe. Continuar el depósito de soldadura iniciando en la unión interior de la estelita con la ranura del álabe, cerca del alambre superior, hacia la punta del álabe. Verificar la temperatura con un pirómetro de contacto que no sobrepase los 650°C.

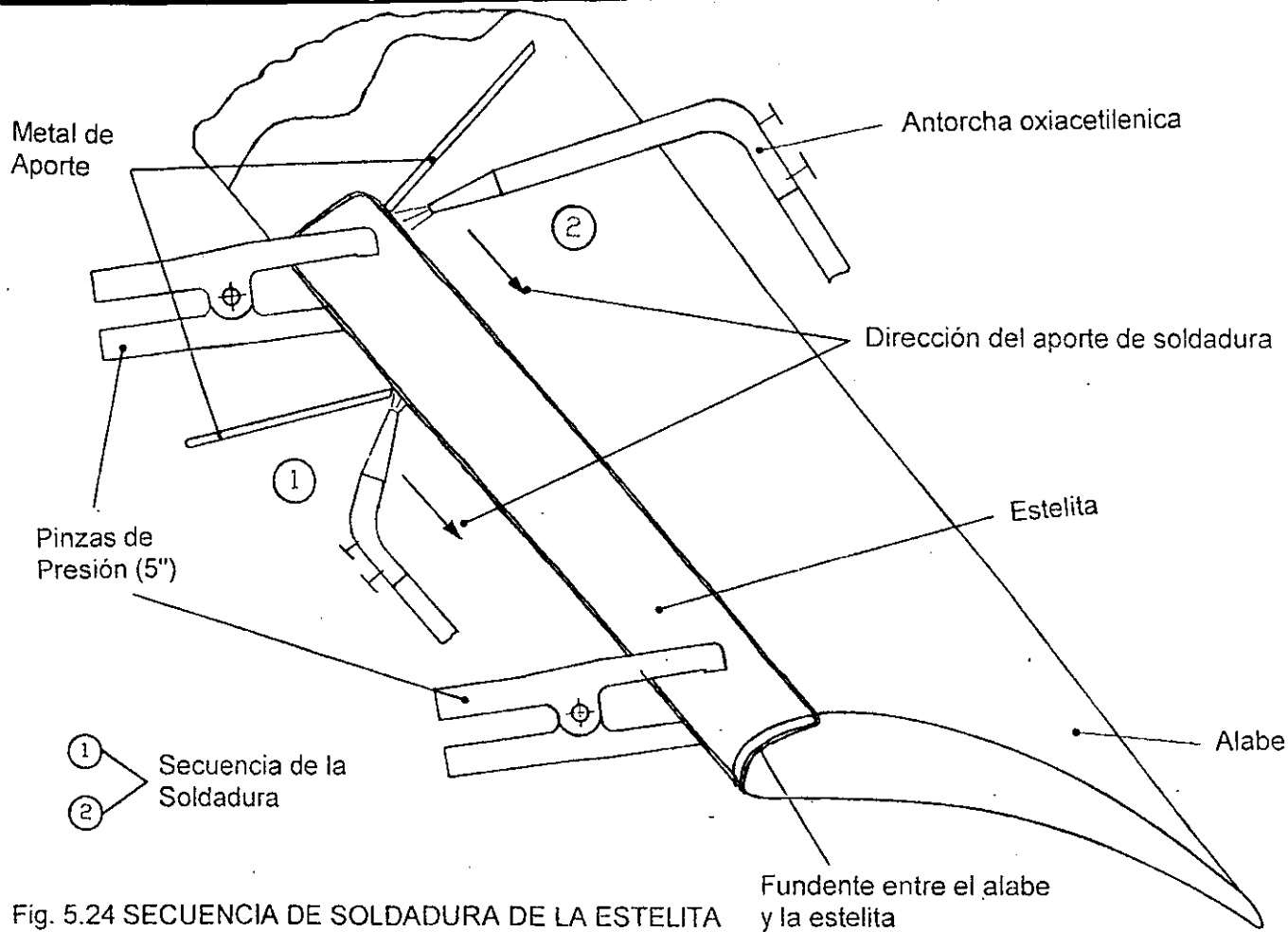


Fig. 5.24 SECUENCIA DE SOLDADURA DE LA ESTELITA

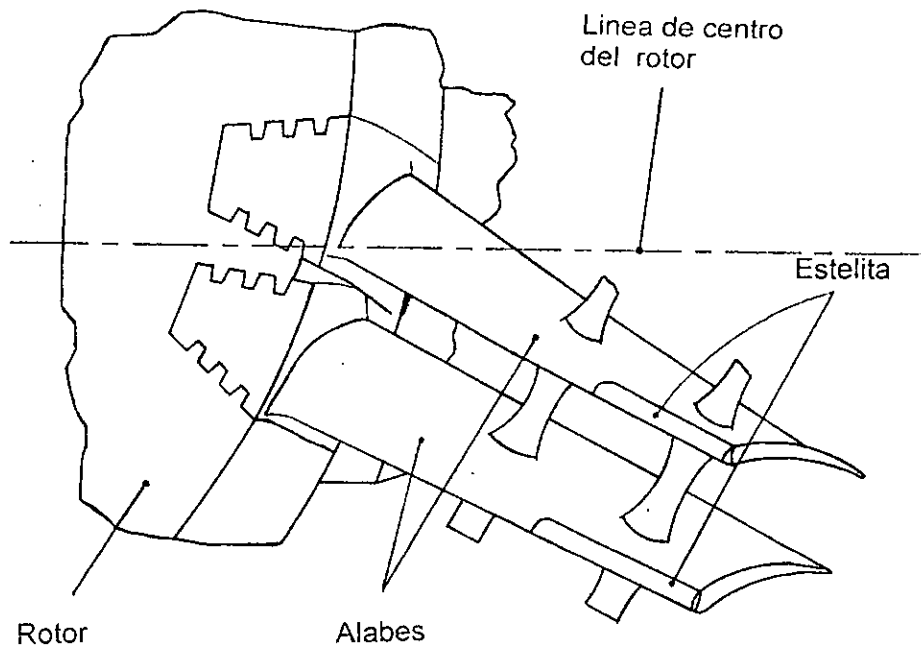


Fig. 5.25 Posición de los alabes para la soldadura de la estelita.

La soldadura de plata estará de acuerdo con las especificación AWS A5.8 Bag-1 con una composición química en porcentaje de:

Ag	Cu	Zn	Cd	Fundente
Balance	14.5	16.5	24.0	Aga 2800

La soldadura tiene estas características: temperatura de fusión 618 a 760°C, diámetro de aporte 1.6 mm, fluye por capilaridad y se utiliza una flama carburante.

C. TERMINADO DE LA SUPERFICIE

Se elimina el exceso de soldadura de plata con piñas de carburo de tungsteno, puntas montadas y discos abrasivos, hasta obtener una superficie lisa y continua libre de poros e irregularidades.

D. PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS

Realizar pruebas no destructivas a la unión de la estelita a la ranura del álabe con líquidos penetrantes, partículas magnéticas, ultrasonido o rayos X.

ENDEREZADO DE PUNTAS DOBLADAS.

A. CALENTAMIENTO DEL ÁLABE

Se calienta la punta doblada del álabe con flama oxiacetilénica carburante a una temperatura de 500 a 600°C, color rojo mate. La temperatura se verifica con un pirómetro de contacto.

B. ENDEREZADO DE LA PUNTA DEL ÁLABE.

Caliente el extremo doblado del álabo se coloca la cara plana de un martillo sobre la superficie convexa del álabo, se apoya un extremo de una barra de bronce o cobre en el extremo doblado y el otro extremo de la barra se golpea con un martillo hasta obtener el perfil del álabo. El perfil se verifica con un escantillón.

C. PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS

Realizar pruebas no destructivas a la punta enderezada del álabo con líquidos penetrantes y partículas magnéticas.

SOLDADURA EN LA PALETA DEL ÁLABE

A. LIMPIEZA

Se prepara la superficie del álabo a recuperar por soldadura con piñas de carburo de tungsteno, dejando una superficie lisa libre de muescas o fuerte irregularidades. Se limpia la superficie preparada del álabo, el respaldo de cobre y el alambre de aporte con solvente, acetona, alcohol desnaturalizado o tricloroetileno. Fig. 5.26 y 5.27

B. COLOCACIÓN DEL RESPALDO DEL COBRE

Se posiciona el respaldo de cobre en la superficie cóncava de la paleta del álabo fijándolo con pinzas de presión. El álabo que se va a recuperar se coloca en posición horizontal.

C. SOLDADURA EN LA PALETA DEL ÁLABE

El proceso de soldadura es manual de arco con tungsteno y gas inerte (GTAW) utilizando un electrodo no consumible del 2% de torio tungsteno. Utilizar gas argón

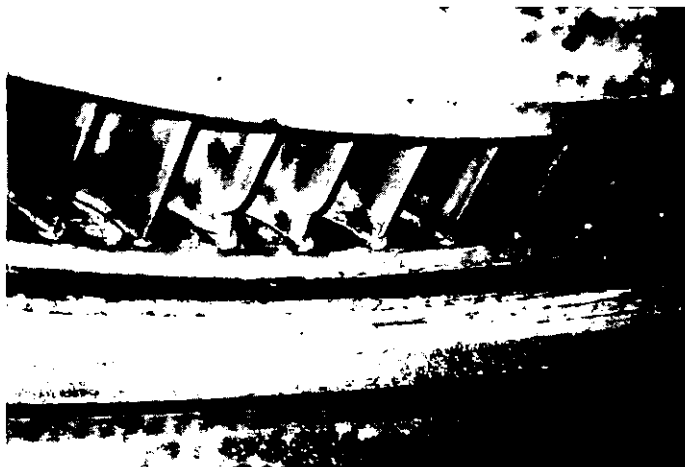


Fig. 5.26 Se observan daños en la rueda L - 2 , alabes fijos paso II de una turbina de vapor, despues del desprendimiento de un alabe.

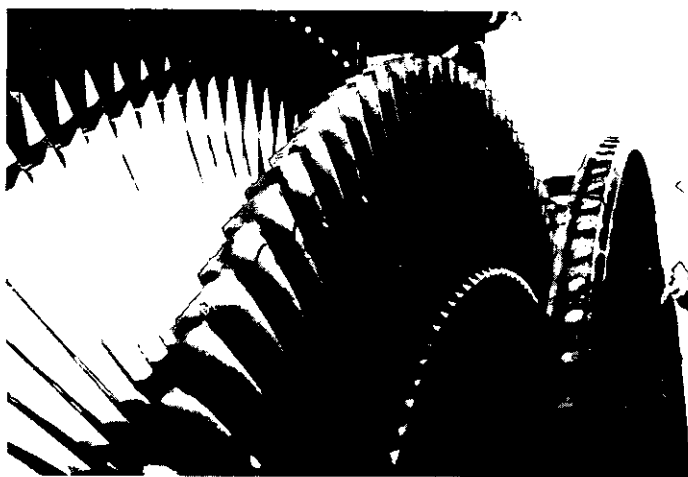


Fig. 5.27 Rueda L - 1 movil de una turbina de vapor en donde se pueden observar daños de los alabes producidos por impactos de partes de un alabe al desprenderse de la raiz del anillo del rotor.

con una pureza del 99.9% con un flujo de 10 l/min. Las temperaturas de precalentamiento y de interpaso serán de 200°C. Fig. 5.28 y 5.29

El material de los álabes es un acero inoxidable AISI S17400 o ASME SA 564(630) que tiene una composición química, en porciento de:

C	Cb	Cr	Cu	Mn
0.07	0.15-0.45	15.5-17.5	3.0-5.0	1.0
Ni	P	S	Si	
3.0-5.0	0.04	00.03	1.0	

El metal de aporte debe estar conforme a la especificación ASME SFA 5.9 ERG630 que tiene una composición química, en porciento de:

C	Cr	Cu	Mn	Mo
0.05	16.0-16.75	3.25-4.05	0.25-0.75	0.75
Ni	P	S	Si	Cb+Ta
4.5-5.0	0.04	0.03	0.75	0.15-0.30

El diámetro del metal de aporte será de 1.6mm y será adquirido en cajas selladas con etiquetas de identificación en cada alambre. Debe incluir información para verificar número de colada, número de lote y propiedades físicas. Los alambres de aporte que no cuenten con identificación no deben ser utilizados.

D. TRATAMIENTO TÉRMICO

El relevado de esfuerzos se realizará a una temperatura de 600°C durante 30 minutos. La figura 5.30 y 5.31 muestra el esquema para efectuar el tratamiento



Fig. 5.28 Reparación de alabes fijos de la rueda L - 2 de una turbina de vapor la cual fue reparado en esta central.



Fig. 5.29 Se observa la reparación de los alabes de la rueda L - 1 de una turbina de vapor, despues de sufrir daños por impactos de partes de un alabe desprendido.



Fig. 5.30 Reparación terminada de los alabes dañados de la rueda móvil L- I de una turbina de vapor. rueda N° 12.

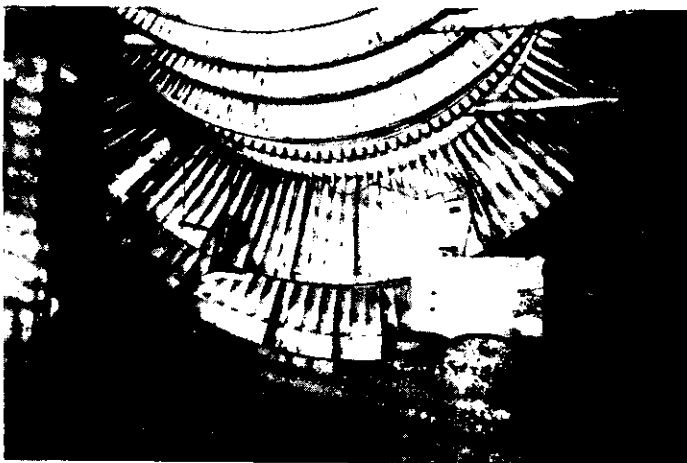


Fig. 5.31 Después de la reparación de un alabe dañado se realiza el tratamiento termico del area reparada del alabe móvil de una turbina de vapor, rueda L - I.

térmico. Cada álabe individualmente se sumergirá en plomo. Terminado el relevado de esfuerzos el álabe se debe cubrir con tela de asbesto. Para medir la temperatura se sumerge un termopar en el plomo y se controla acercando o alejando la flama.

E. TERMINADO DE LA SUPERFICIE

El terminado de la superficie recuperada se obtiene con piñas de carburo de tungsteno, puntas montadas, discos abrasivos y limas. La continuidad del perfil del álabe se verifica con una regla metálica o con un escantillón.

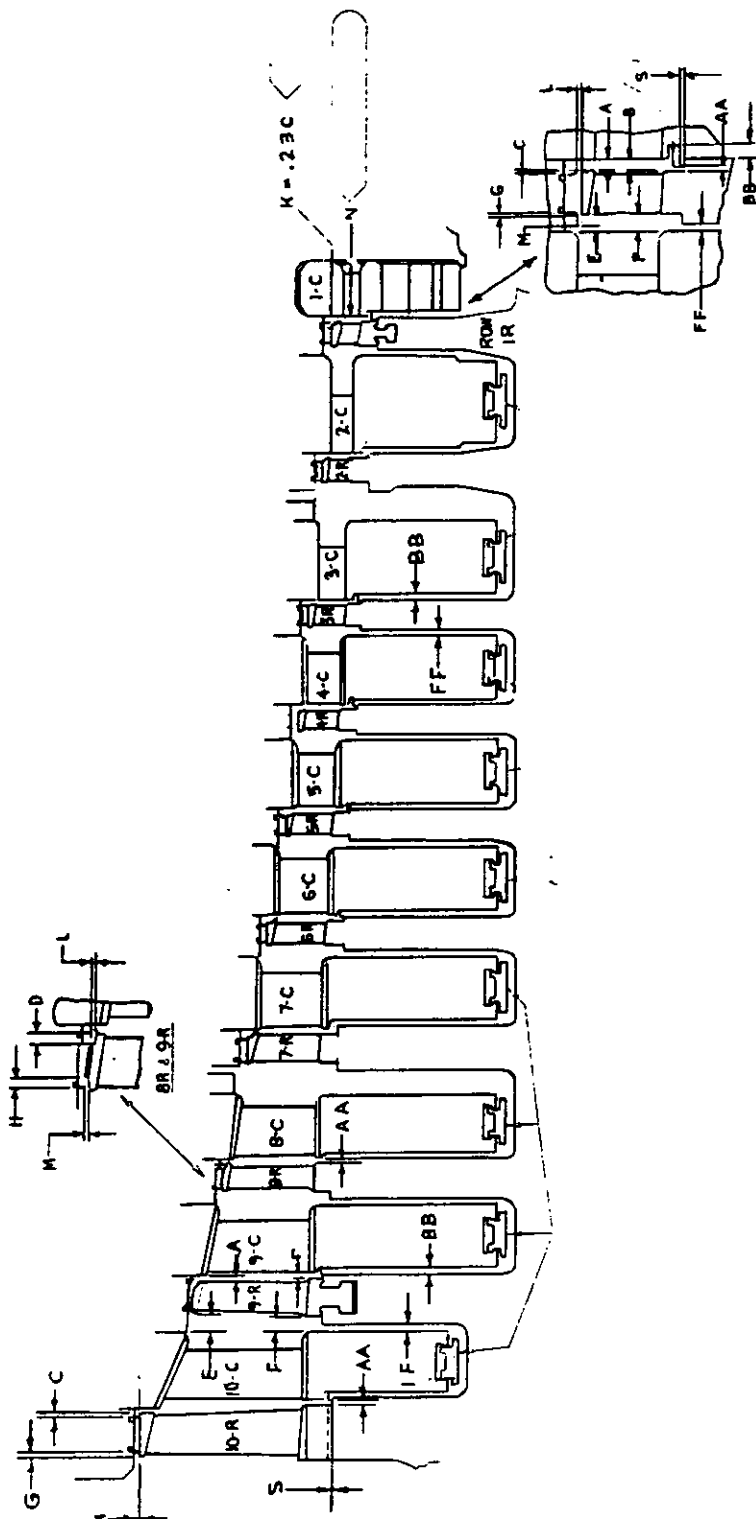
F. PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS

Se realizan pruebas no destructivas sobre la superficie recuperada con líquidos penetrantes y partículas magnética.

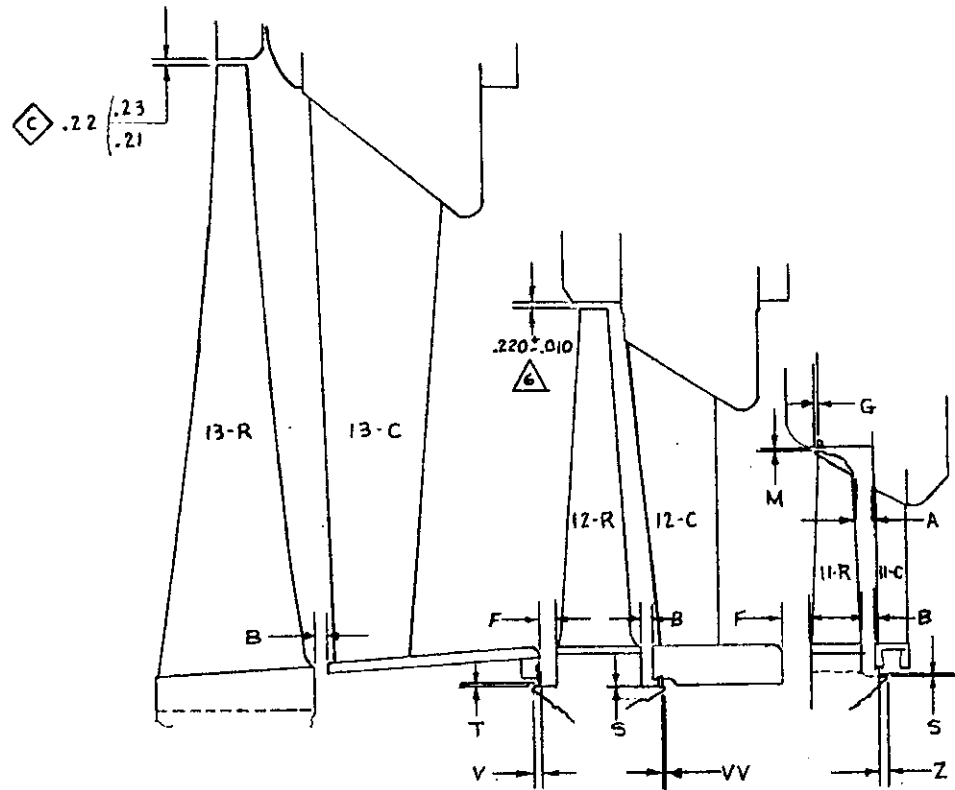
5.11 PRUEBAS DE ENSAMBLE DE UNA TURBINA DE VAPOR

La secuencia del ensamble de una turbina de vapor se describe en el capítulo IV, por lo tanto, al ir realizando cada uno de los pasos mostrados en dicho programa se realizan las siguientes pruebas a los diferentes componentes de una turbina de vapor. Cada uno de los componentes deberá de quedar instalado de acuerdo a un plano que da el fabricante, en donde se verifican que cada componente esté dentro de las tolerancias "dimensiones" de armado. Lo que será verificado por el ingeniero encargado de este mantenimiento. N° de plano 754J202, 1 de 2 y 2 de 2.

Es realizado un reporte en formatos especiales de cada uno de los componentes que se van instalando. El resultado de todas las dimensiones obtenidas al ensamblar cada parte deberá de estar dentro de las tolerancias marcadas en el plano fig. 5.32 y 5.33. En caso de que alguna parte al ser ensamblada no cumpla con lo esperado, se inspeccionará totalmente para el problema y así dar solución para poder continuar con el ensamblado.

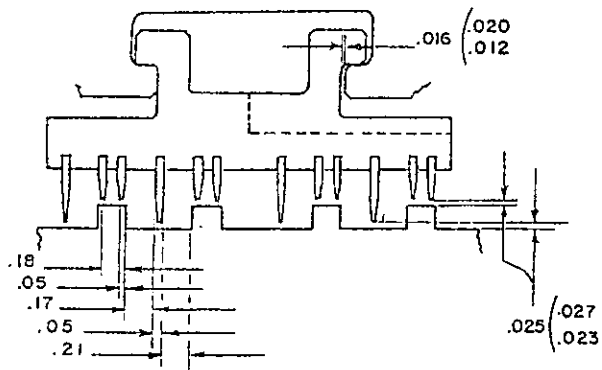


Plano No. 754J202 Turbina de vapor

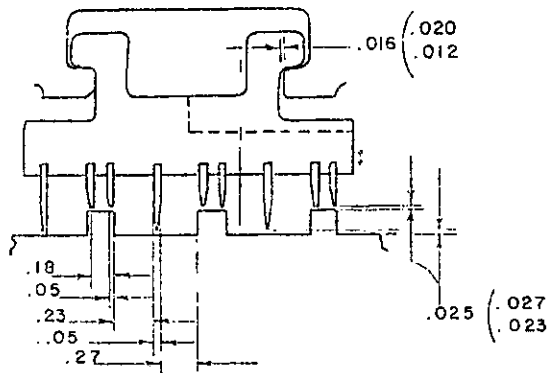


Escape

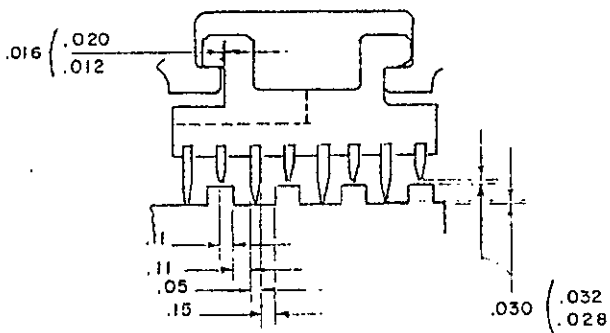
Plano No. 754J202 Turbina de vapor



V I S T A - F

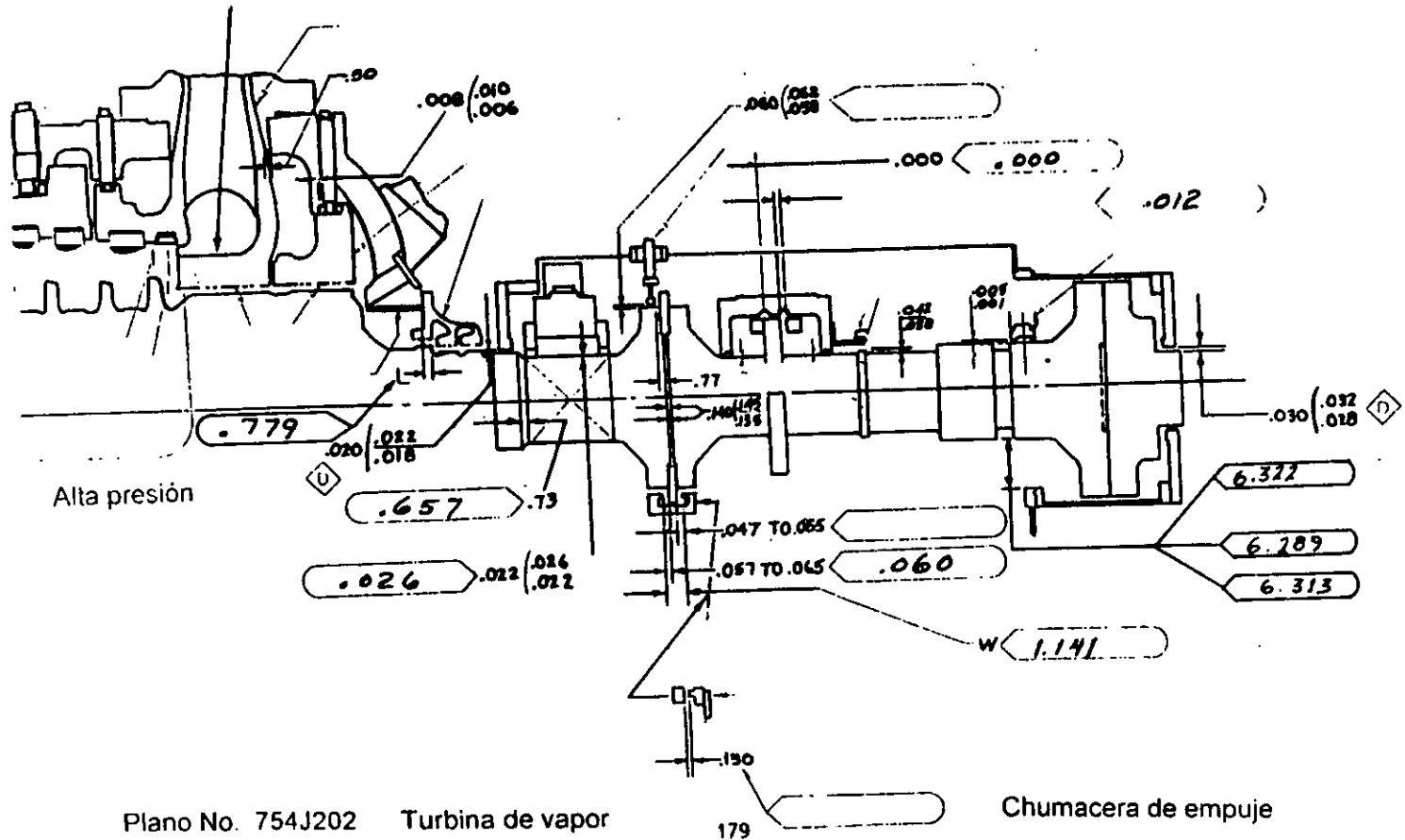
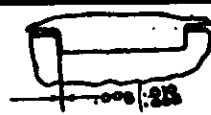


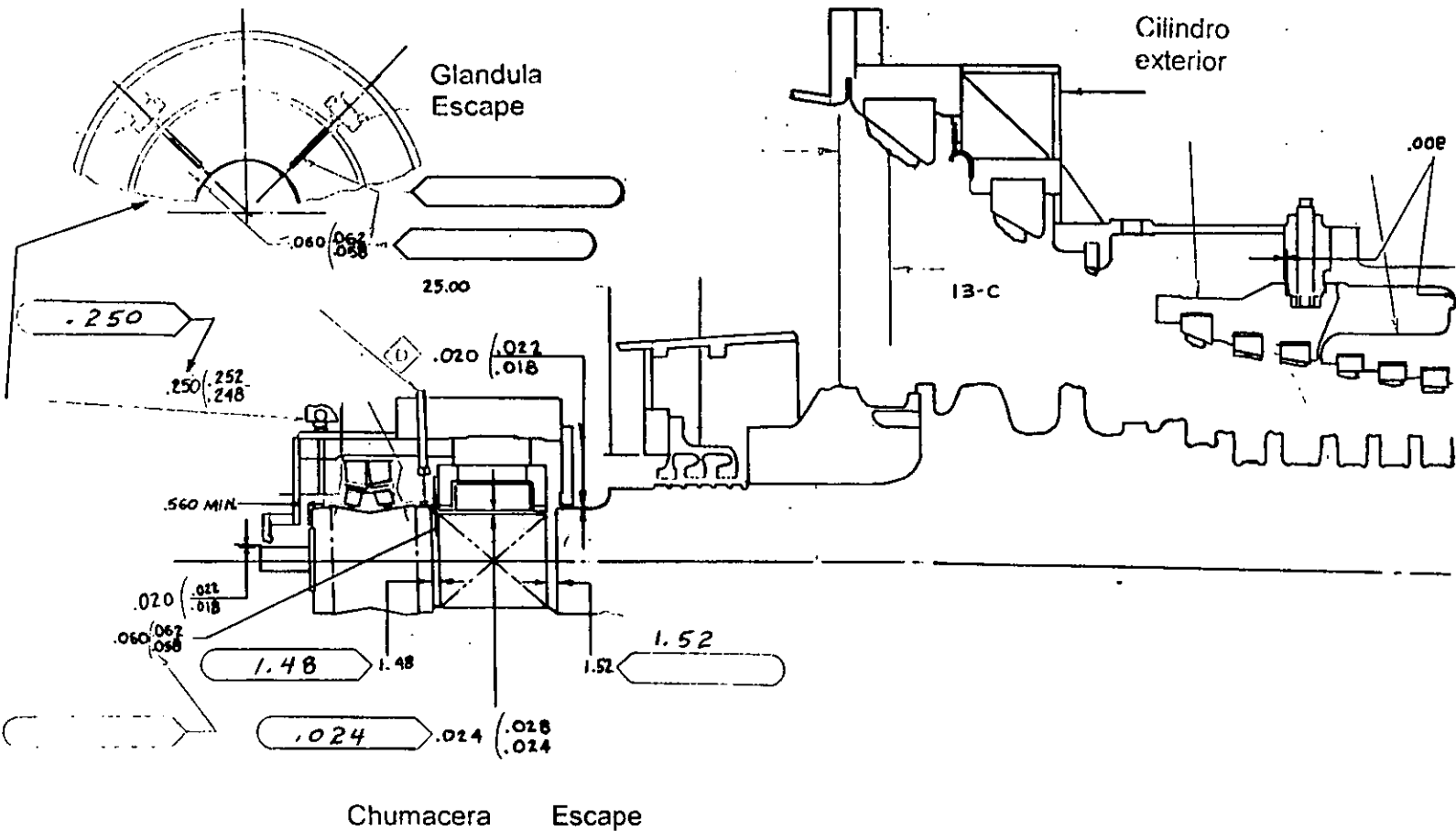
V I S T A H



V I S T A J (T I P I C O)

Plano No. 754J202 Turbina de vapor





Plano No. 754J202 Turbina de vapor

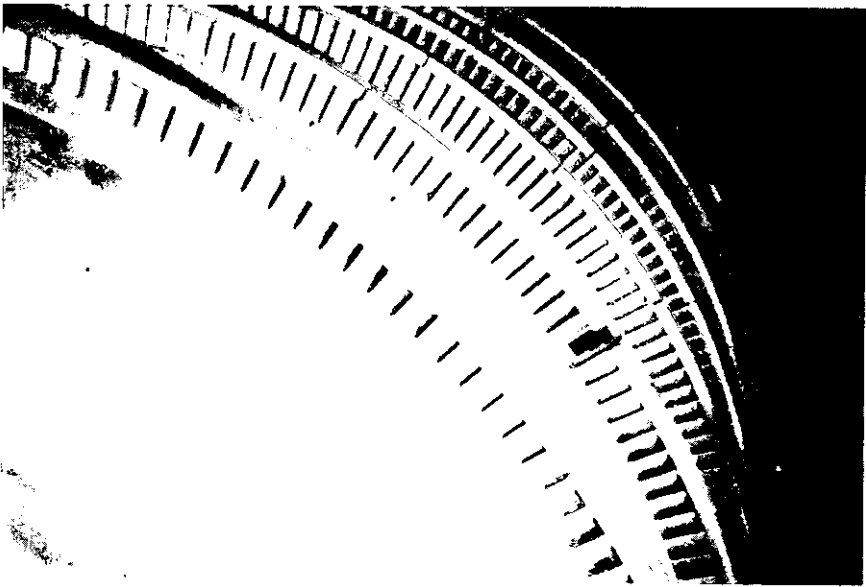


Fig 5.32 Álabes móviles de las ruedas N° 1, 2,3,4,5,6,7,8,9 y 10 de la turbina de vapor

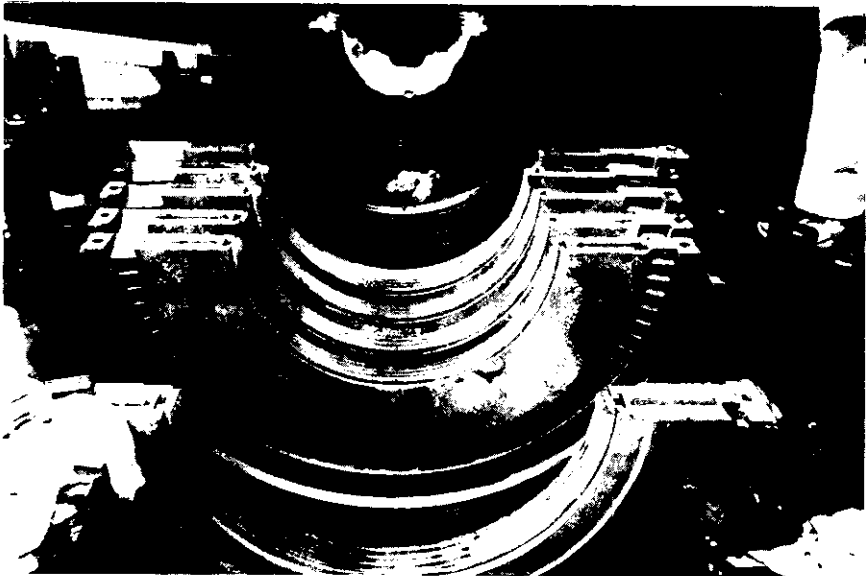


Fig. 5.33 Diafragmas inferiores de la turbina de vapor ya instaladas en su carcasa.

Las pruebas que se realizan por procedimiento al hacer el montaje de un turbo generador fig. 5.34, 5.35, 5.36, 5.37, son: buen alineamiento de diafragmas, sellos radiales, centrado correcto del rotor, "posición de rodado **posición k**", nivelación correcta de chumaceras, ajuste correcto de carrera del rotor, montaje correcto de carcasa dummy ring, apriete de tornillería con la elongación correcta, colocación de carcasa exterior, así como sus tuberías de equilibrio, colocación de válvulas de gobierno, pruebas a válvulas de apertura y cierre, pruebas al sistema de aceite hidráulico, pruebas de limpieza al sistema de lubricación.

Al terminar los trabajos de ensamble del turbo generador se realizan pruebas de puesta en servicio de cada uno de los equipos, y así poner en servicio nuevamente el turbo generador. Después del mantenimiento, verificando los parámetros de operación para comprobar los resultados de mejoras obtenidos después del mantenimiento.

RECOMENDACIONES:

Debido a que el mantenimiento de cualquier equipo representa un punto elemental en la seguridad de operación y mayor tiempo de vida útil de los componentes. El campo completo de reparaciones o reemplazos que se realizan no solo depende de los componentes, sino también del fabricante. en forma similar, los tópicos tales como la dimensión de los chequeos, la alineación, el chequeo de arranque.

Estos capítulos son para familiarizar al estudiante con la importancia de un programa adecuado de mantenimiento.

Una persona de mantenimiento alerta siempre notará cualquier cambio en las emisiones de escape, estado del aceite de lubricación, ruido anormal de la máquina o de cualquier otra señal que pudiera ser un problema inminente.

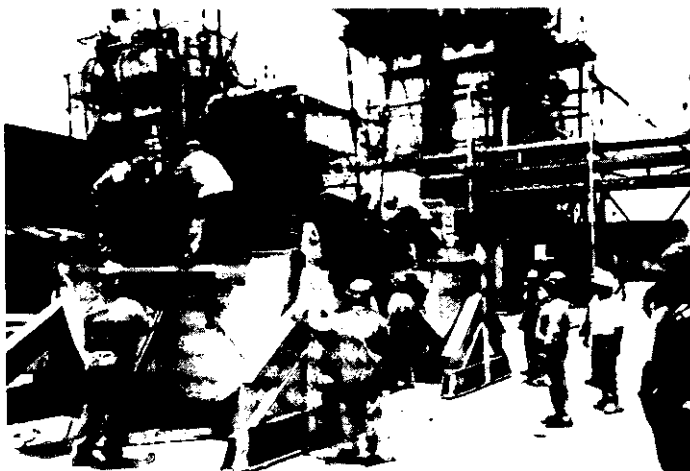


Fig 5.34 Maniobras que se realizan con el rotor de una turbina de vapor antes de realizar su montaje final.



Fig. 5.35 Maniobras que se realizan con el rotor de una turbina de vapor antes de realizar su montaje final

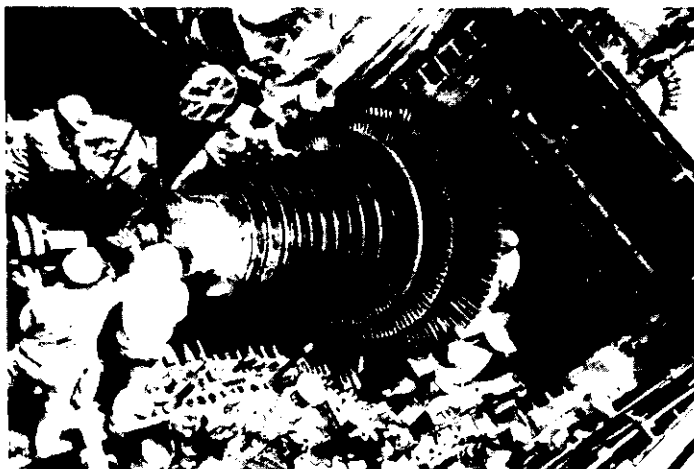


Fig 5.36 Se observa el rotor de una turbina de vapor de una capacidad de 110 mw, en el momento del montaje del rotor en la carcasa inferior, turbinada 13 ruedas de álabes, 10 de alta presión y 3 de baja presión



Fig. 5.37 Muestra el montaje de la chumacera de empuje de una turbina de vapor

5.12 PRUEBAS DE MONTAJE DE PARTES DE TURBINA DE GAS.

Las pruebas de montaje que se realizan a cada uno de los componentes de las turbinas de gas están basados en los planos de montaje del fabricante, en el cual indica los huelgos, claros, % de contacto en chumaceras, alineamiento, etc. fig. 5.38 y 5.39, dichas dimensiones son verificadas en cada una de las partes, ya que esto garantizará la calidad del ensamble y confiabilidad de operación del turbo generador.

La secuencia de montaje que se realiza de cada una de las partes es verificada por el ingeniero responsable que revisa cada uno de los componentes del turbo generador al ser ensamblados. Llevando un reporte de ensamble en el cual se toman las lecturas necesarias para corroborar la correcta instalación respecto a las tolerancias indicadas en los planos de montaje.

Si en alguno de los casos cualquier componente tuviera algún detalle para su instalación, en ese momento se suspende el montaje hasta corregir el problema y posteriormente continuar con el montaje. Estos detalles se deberán de resolver en un tiempo mínimo que no afecte el programa de ensamble final fig. 5.40 y 5.41

Las pruebas que se realizan por procedimiento son:

Montaje correcto de diafragmas de compresor, segmentos de vena y blade ring de la turbina, montaje correcto de los álabes de turbina y compresor, ya que en las turbinas de gas son retirados la totalidad de los álabes para poder inspeccionar álabe por álabe, y el rotor también es inspeccionado por separado. Después de instalar los álabes en el rotor, posteriormente son colocadas las chumaceras niveladas correctamente.

Al rotor ya instalado se realiza la prueba de centrado "posición de rodado" verificando los claros axiales y radiales de los álabes con respecto a la carcasa. Fig. 5.42, 5.43, 5.44, 5.45, 5.46 Y 5.47

CLAROS "HUELGOS" DE BLADE RING DE UNA TURBINA DE GAS
W501 D24

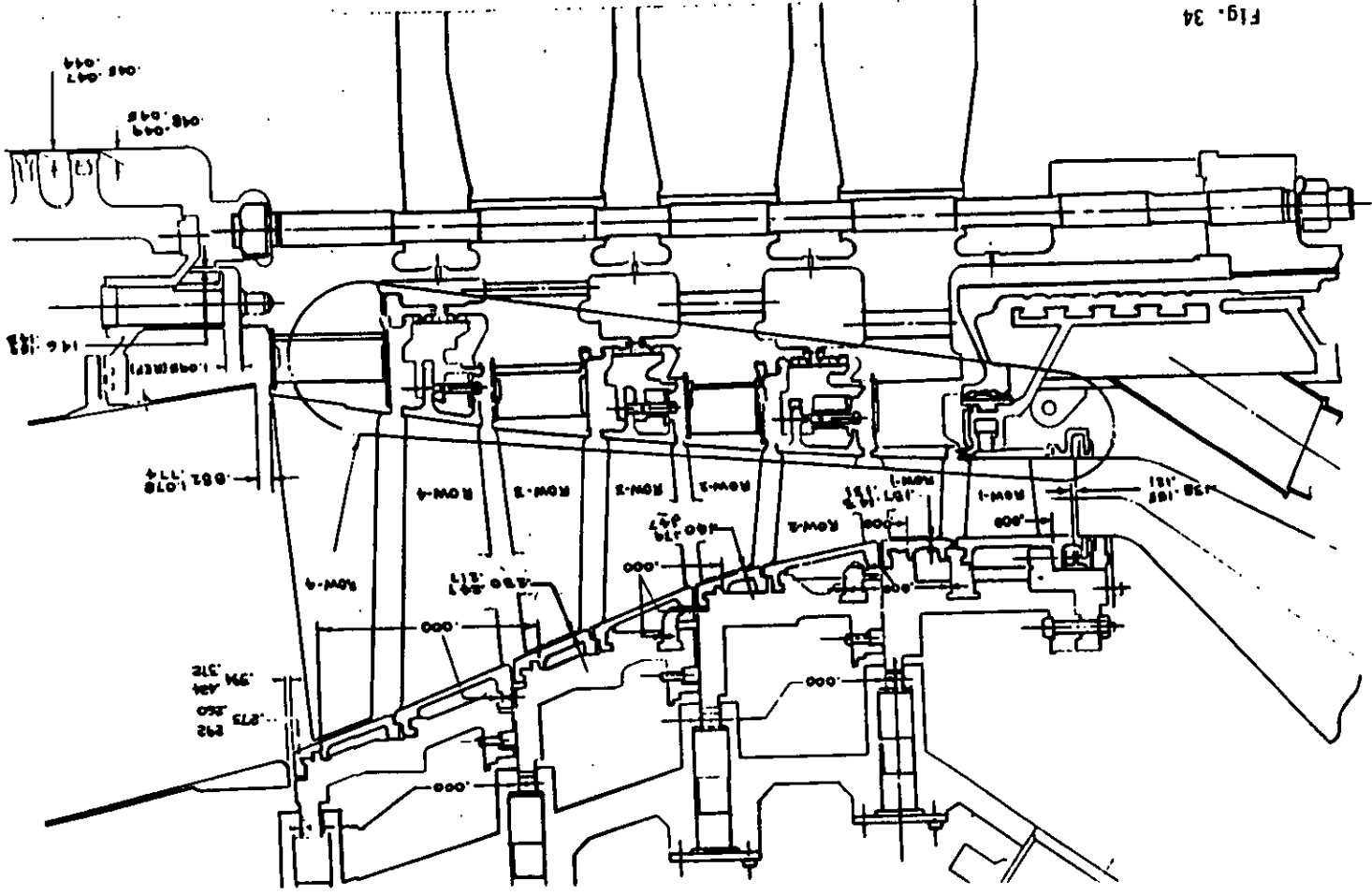
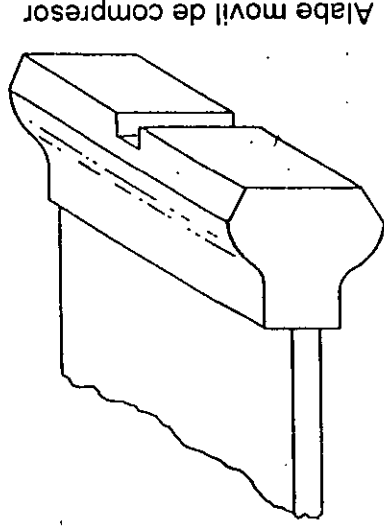
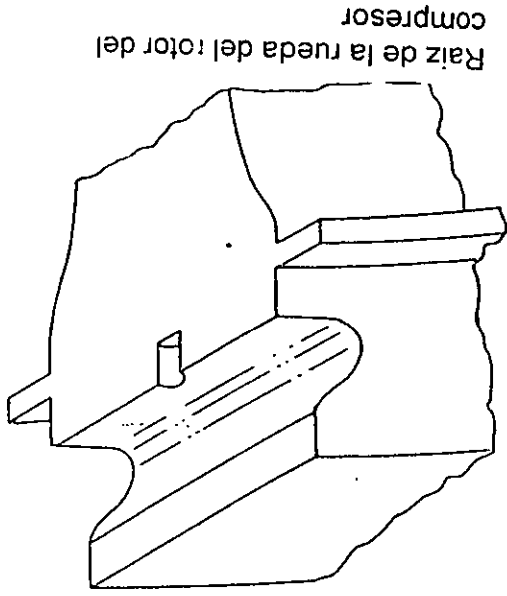


Fig. 34



Seguro y resorte instalado

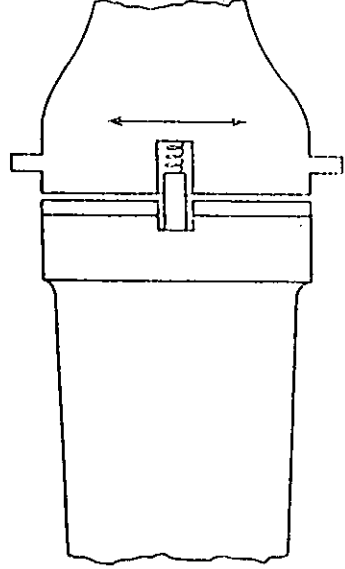


Fig. 5.41
189

SE OBSERVA EN DETALLE LA INSTALACIONDE LOS ALABES MOVILES DE TURBINA, ASI TAMBIEN CADA UNO DE SUS ACCESORIOS PARA EL MONTAJE DE CADA ALABE MOVIL.

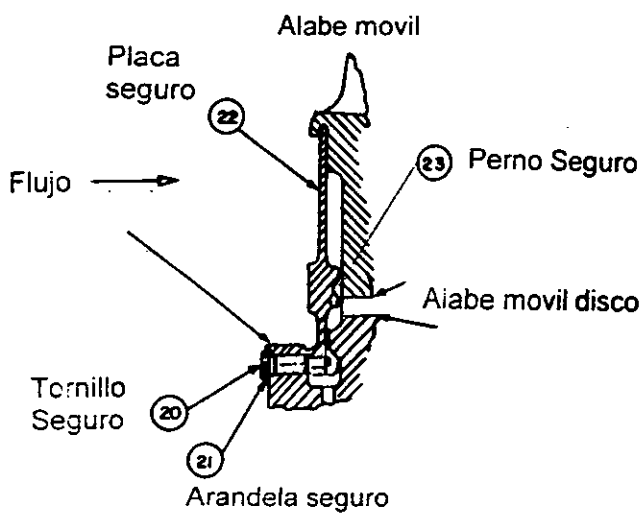
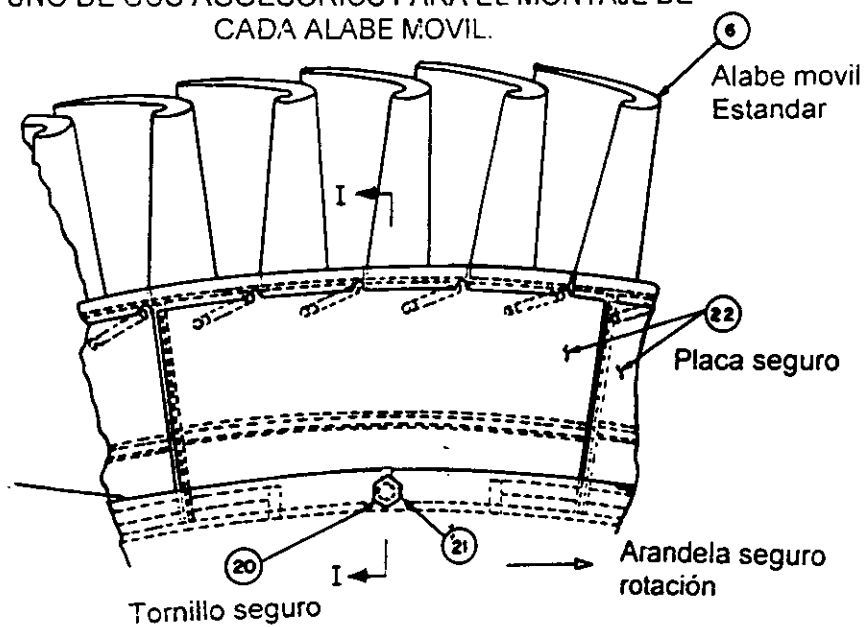


Fig 5.42.

**INSTALACION DE SEGUROS DE LOS ALABES
MOVIBLES DE TURBINAS DE GAS MODELO W 501
D24 Y D25**

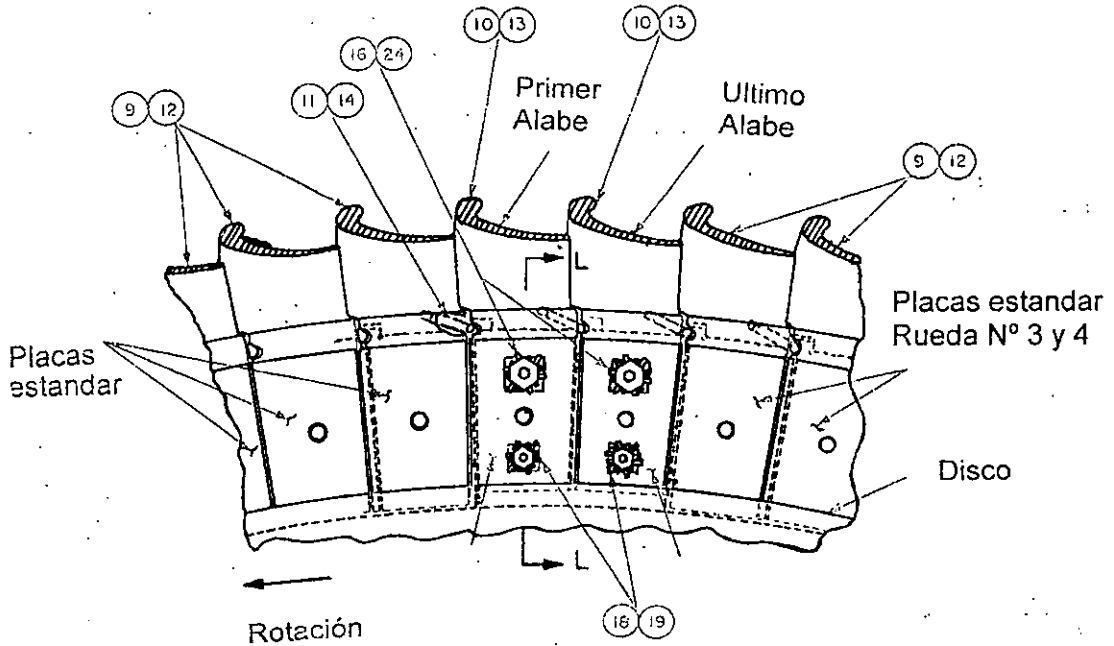
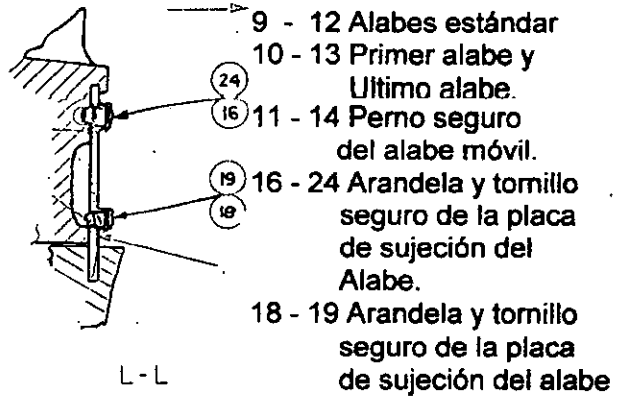


Fig. 5.43

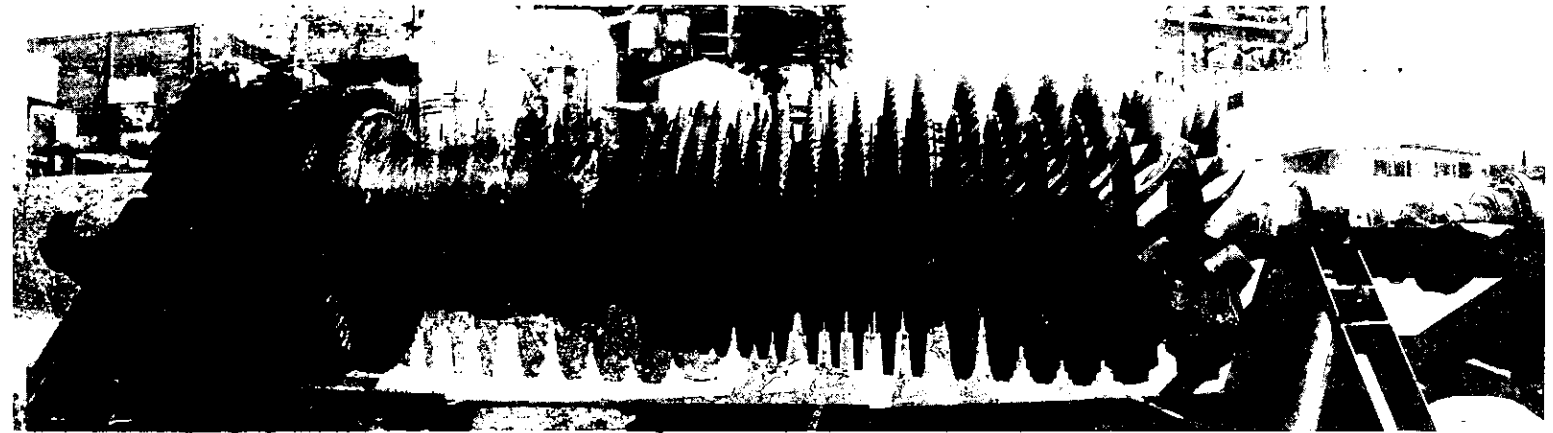


Fig. 5.44 Rotor de turbina de gas modelo W501-D5. Está compuesto por 19 ruedas de álabes móviles de compresor y 4 ruedas de álabes móviles de turbina. Este rotor cuenta con un total de 1479 álabes del compresor axial y 260 álabes de la turbina.

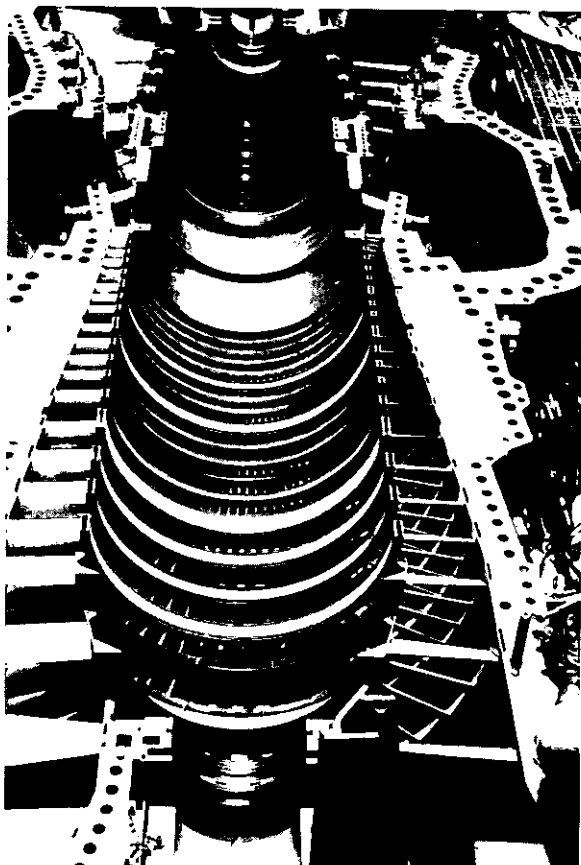


Fig. 5.45 Carcasa inferior de una turbina de gas con una capacidad de 100 mw en la cual se observan los álabes fijos o diafragmas del compresor axial.

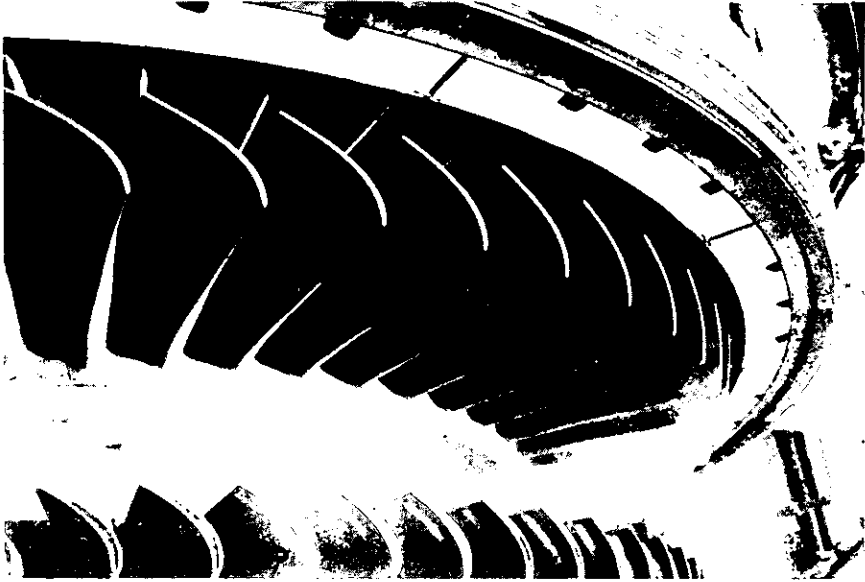


Fig 5.46 Alabes móviles de una turbina de gas marca Westinghouse. Se indica la rueda N° 2 y 3.

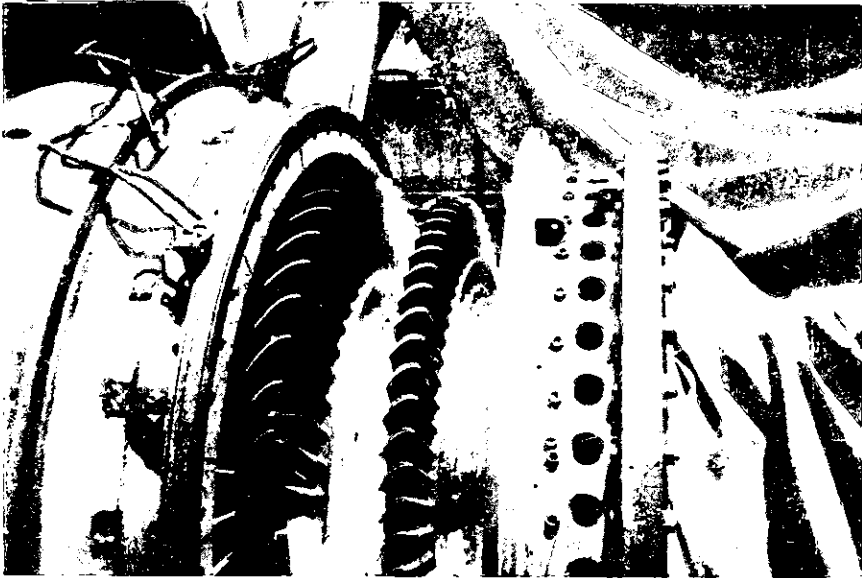


Fig. 5.47 Se indica la colocación de los segmentos de vena fijos y la instalación de los alabes móviles rueda N° 2 y 3

Al colocar las carcasas se verifica que la tornillería esté correctamente apretada para evitar fuga de gases calientes.

Al realizar el montaje de las partes de cámara de combustión se verifica el alineamiento de canasta con el ducto para que trabajen correctamente y no se tengan fracturas por desalineamiento.

Al terminar el armado del turbo generador se realizan pruebas de limpieza al sistema de lubricación de aceite de sellos, pruebas de hermeticidad al generador eléctrico para poder iniciar la puesta en servicio del turbo generador.

**5.13 CRITERIOS DE VIDA ÚTIL PARA COMPONENTES DE TURBINA DE GAS
W.501D**

COMPONENTES	HORAS DE OPERACIÓN	OBSERVACIONES
Álabes móviles de turbina rueda N° 1 y 2	32,000	Los álabes de material undimet 520 son regenerables al término de las 32,000 horas
Álabes móviles de turbina rueda N° 3 y 4	80,000	
Álabes fijos de turbina rueda N° 1 y 2	32,000	
Álabes fijos de turbina rueda N° 3 y 4	48,000	
Ductos de transición	16,000	
Canastas de combustión	16,000	
Toberas de combustión dual (gas y diesel)	32,000	
Tubo cruce de flama	8,000	
Álabes móviles de compresor	80,000	
Diafragmas de compresor (ruedas críticas) R1-R2-R4-R5	64,000	
Diafragmas de compresor ruedas normales	80,000	

5.14 MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA TURBINA DE GAS.

1.- Componentes de cámara de combustión. Fig. 5.48, 5.49, 5.50, 5.51 y 5.52

E q u i p o	M a t e r i a l
Canasta de combustión	Hastelloy "X"
Ducto de transición	Inconel 617 Hastelloy "X"
Toberas dual gas/diesel	Acero inoxidable 304
Tubos cruce de flama	Acero inoxidable 304

Temperaturas de operación en la cámara de combustión es de 2000°F (1090°C)

2.- Álabes móviles turbina de gas

Rueda N° 1 U520

Rueda N° 2 U520

Rueda N° 3 U520

Rueda N° 4 INCO 750X

5.15 SISTEMA DE LUBRICACIÓN DE ACEITE PRINCIPAL DE TURBINA DE GAS Y VAPOR.

A. LIMPIEZA DEL SISTEMA DE LUBRICACIÓN.

Para una mejor inspección del generador-turbina, los sistemas de aceite del generador y turbina pueden ser limpiados. Esta limpieza puede ser similar a la limpieza original, pero puede ser menos extensiva.

La cantidad de la limpieza recomendada depende de la extensión en la inspección de la turbina-generador. Por ejemplo: si únicamente las turbinas de baja presión están

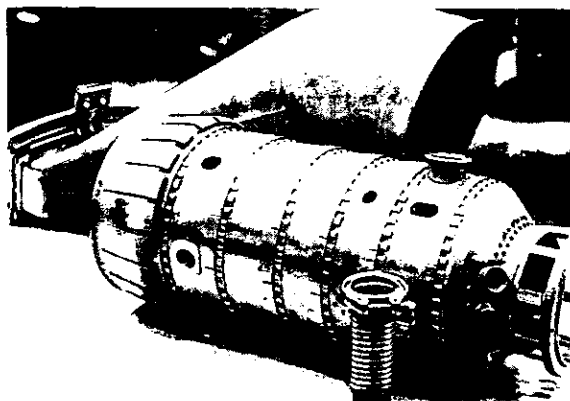


Fig 5.48 Muestra el ducto de transición, una canasta de combustión y un tubo de cruce de flama de la cámara de combustión de turbina de gas modelo W501-D5,de una capacidad de 100 mw.

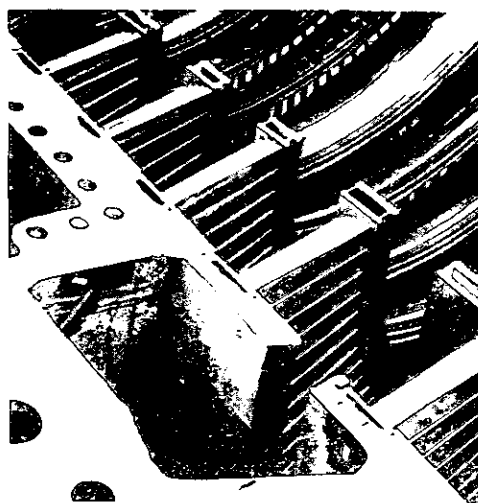


Fig. 5.49 Se muestra el arreglo de la instalación de los diafragmas del compresor de flujo axial de una turbina de gas W501-D5 con una capacidad de 100 mw.

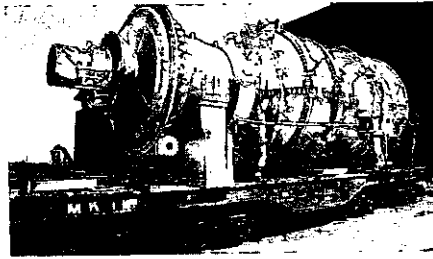
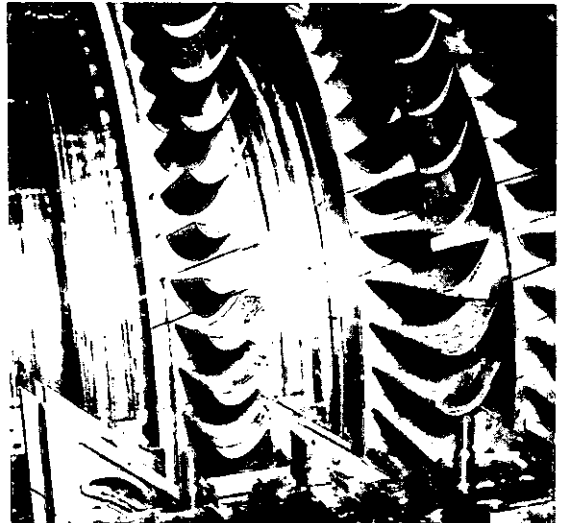
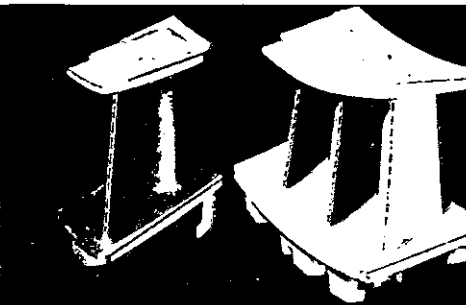


Fig. 5.50

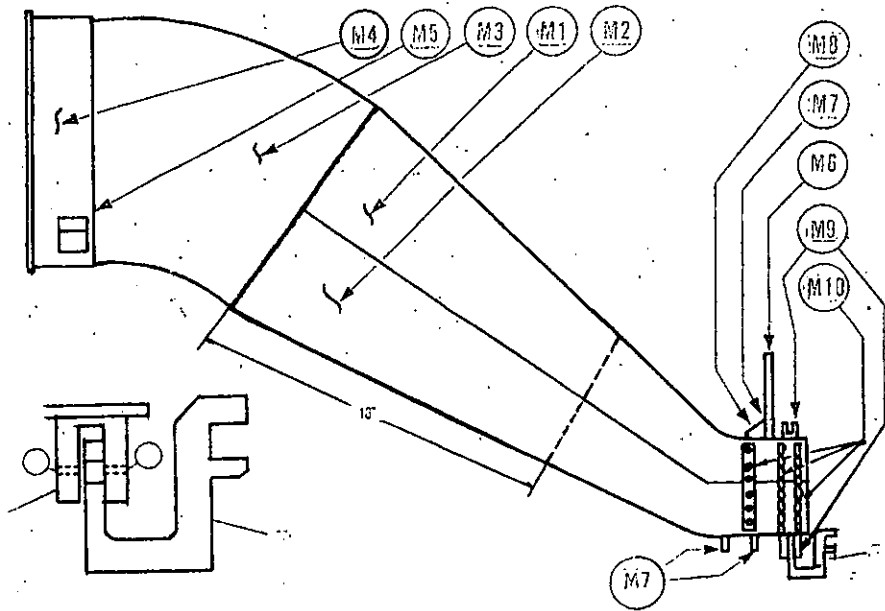
Turbina de gas modelo W501-D5
Capacidad 100 mw

Segmentos de vena rueda N° 1
y segmentos de vena rueda N°
2, de una turbina de gas.



Álabes móviles de una turbina de gas ruedas N° 1 y 2 en la que se observan los orificios de enfriamiento del álabe.

**LISTA DE MATERIALES QUE CONFORMAN EL
DUCTO DE TRANSICIÓN PARA TURBINAS DE GAS
MODELO W501 D24 Y D25**



M1 - INCONEL 617
 M2 - INCONEL 617
 M3 - INCONEL 617
 M4 - HASTELLOY "X"
 M5 - HASTELLOY "X"

M6- HASTELLOY "X"
 M7- HASTELLOY "X"
 M8 - HASTELLOY "X"
 M9- HASTELLOY "X"
 M10- HASTELLOY "X"

Los ductos de transmisión están sujetos a las siguientes condiciones de operación:

Temperatura promedio : 1959 ° F
 Presión: 140 PSIG.

Composición química en porcentajes

Hastelloy alloy X 3

8. En el punto "S" el conjunto de aceite de sellos para regular una alta presión diferencial en orden para abrir la válvula. Cerrar manualmente todas las válvulas con los switch de presión y los manómetros sobre la armadura, para que la circulación sea abierta.

9. Punto "H" en el generador adicionar temporalmente un tubo de ajuste de manguera del suministro de la línea de aceite de sellos; en el lado de hidrógeno, drenar en el punto "D". Después de una pequeña limpieza, llevar temporalmente el tubo de ajuste en el punto "G" y limpiar separadamente cada conexión a la línea "G".

10. Punto "T" abrir la caja de enchufe del lado de hidrógeno, drenar la válvula mecánica.

11. Punto "E", colocar temporalmente el tubo de ajuste de manguera directamente sobre la línea de drene en el punto "A".

12. Las válvulas de los enfriadores pueden estar abiertas.

13. Las válvulas de drene del aceite lubricante de los filtros, limpiar por el lado de las válvulas y el lado sucio de las válvulas puede estar cerrado. La válvula de venteo puede estar completamente abierta. Fig. 5.53

14. Las muestras deben ser tomadas después de cuatro horas de circulación. Las muestras en las válvulas pueden ser tomadas cuando se llega al estado estacionario, dejando 5 galones para la descarga en un cubo o balde colocado ante el aceite en el filtro muestra (241T386). Descargar 5 galones sobre la puntilla del filtro muestra. Checar para partículas magnéticas, arenas y otros materiales parecidos.

Después del análisis de la muestra limpiar la pantalla antes de la toma de la siguiente muestra. Checar el aceite lubricante de filtros en servicio para su limpieza. Circular aceite adicional durante periodos de una hora con muestras hasta que el aceite esté

limpio. Reemplazar el aceite lubricante de filtros después de que se complete la circulación.

15. Limpieza de líneas: No se puede demostrar durante la circulación que exista una reducción positiva y continua en el número de partículas duras. Se analizan los residuos para determinar si o no estos materiales encontrados son de origen eterno, o si son el resultado típico del procedimiento empleado (material extraído en tubería y/u otros dispositivos). Si esto es normal, reiniciar y circular únicamente si el sistema esta limpio. Si la basura es anormal, localizar y remover la fuente antes de continuar el procedimiento de circulación.

16. Las partículas dañinas que se remueven durante la circulación consisten de:

- a) Partículas de gran escala, moho, gota de soldadura y escoria de soldadura.
- b) Arenas, piedras, concreto o vidrio.
- c) Astillas metálicas de alguna especie, incluyendo varillas soldadas.
- d) Partículas grandes de tela, plásticos y otros materiales, los cuales no son tomados en cuenta en la operación normal, pero que pueden impedir el flujo de aceite sobre los tubos o restringir las aberturas.

17. El sistema de limpieza es aceptable si las partículas duras no están cerca de 0.010 inch.

18. Algunas partículas que pueden exceder el tamaño de 0.010 inch. pero son blandos, y no se consideran como dañinos son: pelusa, papel, aserrín, tabaco, asbesto y algunos otros materiales blandos que puedan fácilmente convertirse en polvo entre los dedos.

5.16 SISTEMA DE RESTAURACIÓN

1. Es importante, después de que el sistema pueda ser juzgado como limpio, se debe tener cuidado en la puesta en operación de la unidad. Si algunos contaminantes entran al sistema después de este tiempo podrán ser removidos mecánicamente. entonces no hay circulación anterior a la operación de la unidad.
2. Drenar y limpiar el reservorio de aceite y la tubería del tanque de aceite, únicamente si se encuentran condiciones de extrema suciedad, reinicie a las condiciones originales.
3. Reemplace todos los filtros de cartucho usados en la circulación.
4. Reinicie las tuberías a las condiciones originales.
5. Después de que el reservorio fue llenado, las líneas sensibles de sangrado pueden ser requeridas. El colocar inadecuadamente los elementos sensibles puede provocar rupturas, hasta que todo el aire sea abierto, hasta entonces, diremos que hemos hecho una buena limpieza.

5.17 METODOLOGÍA PARA REALIZAR EL ANÁLISIS DE IMPUREZAS EN EL ACEITE ELECTROHIDRÁULICO DE TURBINA.

a). PRINCIPIO:

El principio en que se basa el análisis es completamente físico, en dos etapas, primero la muestra se hace pasar a través de un filtro millipore (memerama) de 0.8 mm de porosidad para captar las partículas contenidas en el aceite y luego la membrana se encapsula en porta objetos para evitar contaminación con partículas del ambiente y altere los resultados. La segunda etapa consiste en la observación y conteo de las partículas con la ayuda de un microscopio, el que debe contar con una escala con dimensiones en micras.

b). PROCEDIMIENTO:

Todo el material a utilizar para captar las partículas contenidas en la muestra del aceite, debe ser lavado perfectamente, primero con bastante agua exenta de sólidos (agua desmineralizada), y luego se le enjuaga con un poco de benceno, finalmente el material se escurre y deja secar.

Material utilizado:

- 1.- Embudo porta membrana de acero inoxidable Millipore.
- 2.- Portaobjetos de vidrio de 26 mm x 76 mm
- 3.- Pinzas de acero inoxidable
- 4.- Matraz kitazato con alargadera walter de 500 m
- 5.- Cinta con pegamento (scotch)
- 6.- Probeta de 100 ml.

Equipo utilizado

- 1.- Bomba para hacer vacío
- 2.- Pistola de aire frío y caliente
- 3.- Microscopio con escala micrométrica

Respecto al lavado de los portaobjetos, se requiere de un cuidado especial para su preparación, ya que deben de ser lavados perfectamente con agua y detergente, seguido con un enjuague exhaustivo con agua y una solución desengrasante, terminado finalmente con un enjuague abundante con agua. Terminado esto, se procede de inmediato a secarlos mediante una pistola de aire expulsando aire caliente, debiendo quedar los portaobjetos sin manchas. Cada encapsulado requiere de 4 piezas portaobjeto y se unen por pareja (2 pz), y por los extremos.

Una vez preparado lo anterior, se coloca la membrana millipore en el embudo, tomando la membrana con las pinzas y el embudo se coloca en el matraz kitazato y este se conecta a la bomba de vacío mediante un tramo de manguera.

Se miden 100 ml de muestra de aceite con la probeta y se le agregan de 10 a 15 ml de benceno y luego se vacía en el embudo, tapando el embudo con papel aluminio y poniendo en berrillo la bomba de vacío y se espera hasta haberse filtrado toda la muestra y después se le agregan 15 ml de benceno directamente a la membrana. Este último benceno se mide con la misma probeta de la muestra procurando darle un enjuague a la misma. Se espera a que la presión de vacío baje de 40 cm. A 10 cm. De kg. de vacío, debiendo quedar la membrana completamente seca. Concluida la filtración se retira la membrana del embudo con las pinzas y se coloca sobre un par de portaobjetos, procurando hacer coincidir la parte media con la línea de unión de los dos portaobjetos. Colocada la membrana se cubre con el otro par de portaobjetos y luego se unen entre sí, quedando por último la membrana encapsulada. En esta situación el manejo de la misma resulta más fácil, colocándose en la platina del microscopio para efectuar la determinación. El aceite filtrado que queda en el matraz se desecha.

Una vez colocada la muestra (membrana encapsulada) en el microscopio, se asegura de tal manera que no se corra hacia los lados con el fin de no perder la posición correcta, durante su inspección.

Primero se inspeccionan y cuentan las partículas de 50-100 μ m. Efectuando un barrido con el microscopio, realizándolo hemisferio por hemisferio, y tomando siempre puntos de referencia. La escala micrométrica está colocada con el objeto, el cual tiene un giro completo de 360° ; por lo que pueden centrarse perfectamente las partículas dentro de la escala, no importando la colocación de la partícula.

Terminado el conteo de las partículas anteriores, se procede luego a contar las partículas de 5-15; 16-25 y 26-50 micrómetros, para esto se dibuja un rectángulo sobre

el cristal de la membrana con un color bien identificable al microscopio. El rectángulo debe de ser de 5 x 4 cuadros correspondientes a la membrana. Después de dibujado el rectángulo la muestra se vuelve a colocar en el microscopio y se efectúa la inspección y conteo de las partículas ya efectuado el barrido, tomando como referencia las líneas dibujadas del rectángulo y siempre dentro del mismo.

La lente del microscopio, mediante la cual se observan las partículas tienen los siguientes datos.

Relación 10:1 170 - 0.18 mca. Jrosa.

C. CÁLCULOS:

Las partículas detectadas de 50 - 100 y mayores de 100 micrómetros se toman en el número tal y como se encontraron, pero para las partículas menores, el número encontrado debe de ser multiplicado por un factor de 15.4, es decir, la representación final del análisis de las partículas quedaría:

Tamaño de partícula mm

5	-	15	partículas encontradas x 15.4 =	total de partículas
16	-	25	partículas encontradas x 15.4 =	total de partículas
26	-	50	partículas encontradas x 15.4 =	total de partículas
50	-	100	partículas encontradas	= total de partículas
>		100	partículas encontradas	= total de partículas

Para determinar el grado del aceite en cuanto a número de partículas encontradas se refiere, se consulta la tabla anexa que corresponde a la norma **NAS**, el grado límite máximo del aceite es de 5 y el grado del aceite analizado será el mayor que resulte entre los diferentes tamaños.

5.18 AJUSTE Y ALINEAMIENTO EN SOPORTE DE COJINETE DE DIÁMETRO INTERIOR ESFÉRICO (OPERACIÓN EN CAMPO).

Procedimiento I

1. Instálase la mitad inferior del cojinete con las caras verticales perpendiculares a la línea central de la unidad.
2. Verifíquese la instalación por medio de la comprobación de la concentricidad con sonda entre la flecha y los segmentos inferiores del cojinete en los extremos del gobernador y generador con el rotor en posición, y comprobando que las juntas horizontales de la envuelta del cojinete (anilla) estén paralelas a las juntas horizontales del alojamiento del cojinete.
3. Instálase y ajústese los mecanismos de retención axial que se muestran en el dibujo del cojinete, en la forma requerida, para sujetar al cojinete en la localización determinada durante las operaciones subsecuentes.
4. Con la cuña que va en el orificio de aceite ármese las otras 4 cuñas con sus laines respectivas para proveer un ajuste apretado en el alojamiento del cojinete y proveer el asentamiento requerido del rotor.
5. Limese o escrepese e impréguese con azul de prusia las cuñas con el objeto de obtener un 75% de contacto mínimo con el soporte del cojinete o con el alojamiento del mismo.
6. Reemplace los calzos colocados bajo las cuñas inferiores por calzos sólidos con el espesor adecuado para obtener la colocación correcta con el rotor de acuerdo al diagrama de huelgos.

7. Con letras y números de golpe márchese el espesor y localización de los calzos en la envuelta del cojinete.
8. Límese o escrepese la cuña que va en el orificio de aceite para proveer de un contacto uniforme con el soporte 0.500" alrededor del orificio de aceite.
9. Para chumaceras o cojinetes que tengan el orificio de aceite en la parte de abajo deberá utilizarse un calzo sólido con orificio para dejar un huelgo de 0 a 0.002" entre la cuña y el soporte.
10. Estámpese o márchese con letras y números de golpe la localización de los espaciadores en la envuelta del cojinete.
11. Para cojinetes con la cuña instalada en el orificio de entrada de aceite en la parte superior de la envuelta agréguese un calzo (con barreno) para dar una interferencia de 0.003" entre la cuña y el soporte o el alojamiento del cojinete.
12. Agréguese calzos en las dos cuñas superiores para obtener un ajuste de interferencia de 0.003" entre la cuña y el soporte o alojamiento del cojinete.
13. Con las dos cuñas superiores quitadas (donde sea aplicable) midase la dimensión "a" en dos lugares como se muestra en el dibujo apropiado.
14. Ensamble la chumacera con los resortes quitados (donde sea aplicable) y quítese los pernos temporales.
15. Con una cabilla o redondo de bronce insertado a través de los barrenos para introducir el micrómetro de profundidad, dé golpes ligeros para estar seguro de que el pasador y el calzo interior está firmemente tocando sus respectivos fondos y tómese lecturas micrométricas en dos lugares (donde sea aplicable).

16. Jállese los segmentos superiores a asentar en la carcasa por medio de los tornillos temporales y repítase hasta que se obtengan lecturas consistentes.

17. Las diferencias entre las lecturas obtenidas y la dimensión medida "a" deberán ser tabuladas para el tamaño del cojinete y las revoluciones por minuto de la unidad.

18. Cuando el huelgo de diseño no se obtenga, los calzos interiores serán reajustados (claro demasiado pequeño) o un calzo interior nuevo (suministrados con el cojinete) tendrá que ser ajustado (claro demasiado grande) por esmerilado en los alojamientos de los segmentos superiores con objeto de obtener un 75% de contacto en la superficie "x" y será dimensionado para dar el claro tabulado 12" ø 3600 rpm. Fig. 5.54

$$\begin{array}{r} 0.002" \\ \underline{0.020"} \\ 0.024" \end{array}$$

19. Todas las trazas de pasta de esmeril deben ser removidas.

20. Verifique los claros. Fig. 5.55

21. Los pernos temporales tendrán que ser removidos en el armado de campo final y reemplazados con tapones instalados a paño con la superficie de la envuelta o abajo de la misma.

22. Después de armarse los anillos de sello de aceite y retenes insértese un redondo en los agujeros correspondientes y muévase los anillos para saber que éstos están libres.

23. Después del armado del cojinete los retenes de los sellos de aceite tendrán que estar concéntricos con la flecha del rotor con ninguna apertura en la junta horizontal.

24. Los tornillos de retención axial tienen que ajustarse a un contacto cerrado 0.000" en la superficie de los lados de la envuelta del cojinete, y no alterar el ajuste mencionado.

25. Punteé con soldadura los tornillos de ajuste en posición.

26. No se intente desmontar o removerlo de su soporte sin aflojar o remover los mecanismos de retención axial.

Nota: Para mismas aplicaciones la retención axial se logra por medio de tornillos en los agujeros previstos en el soporte del cojinete, que serán fijados en posición usando rondanas de presión y tuercas. Para este caso hay que hacer referencia al dibujo de la chumacera.

Procedimiento II

Fabricación de cojinetes de segmentos inclinables en donde la configuración de la envuelta y carencia de dispositivos de sujeción apropiado prohíbe el maquinado del diámetro interior después del armado de los segmentos en la envuelta.

1. Ajuste de los alineadores y pasadores

2. Inspección

3. Donde los alineadores exteriores no son usados.

4. Escrepese los segmentos para obtener un área mínima del 80% en el mandril.

5. Lápese los pasadores dentro de sus alojamientos de la mitad inferior de la envuelta para obtener un área de contacto mínima del 75% en la superficie de los pasadores (superficie "y") y alinie los segmentos a la línea central de la envuelta.

6. Tome con micrómetro la dimensión "a" en ambas localizaciones de la mitad superior de la envuelta.

7. Ármese el cojinete en el mandril omitiendo los pasadores de la mitad superior del cojinete.
8. Con la mitad inferior del cojinete armado sujete los segmentos firmemente contra el mandril (0.000" calor en todos los segmentos) tómesese la dimensión micrométrica "b".
9. Calcúlese el espesor del pasador a la dimensión "c" como sigue $c = b - a$
10. Esmerílese los pasadores a la dimensión $C + 0.001$ y lápese como en la operación 5.
11. Después del ajuste remuévase todas las trazas de la pomada de esmeril.
12. Lo mismo para el procedimiento I, operación 7.
13. Donde se usen alineadores exteriores.
14. Escrepese los segmentos para obtener un área de contacto mínima del 80% en el mandril.
15. Lápese los calzos interiores en sus alojamientos de la mitad inferior de la envuelta para obtener un área de contacto del 75% mínima en la superficie del alineador (superficie "y")
16. Esmerile los dos calzos interiores (superficie "z") en el fondo del cojinete para hacer que los segmentos del fondo estén concéntricos con la envuelta del cojinete y alinear los segmentos a la línea central de la envuelta del cojinete.
17. Tómesese la dimensión micrométrica "a" en dos orificios de los alineadores para la mitad superior del cojinete.

18. Ármese el cojinete sobre el mandril omitiendo los alineadores exteriores superiores, esté seguro que los segmentos están en contacto total con el mandril y que no hay abertura en la junta horizontal de la envuelta.

19. Sujete los segmentos superiores firmemente contra el mandril (0.000" de huelgo en todos los segmentos) tómesese la dimensión micrométrica "b".

20. Calcule el espesor del alineador exterior como sigue :

$$T = "b" - "a"$$

21. Esmerile los alineadores exteriores a la dimensión $t + 0.001"$ y lapese en su alojamiento como en la operación 1.2.3 ("A" y "B") no son necesariamente las mismas para cada uno de los dos alineadores exteriores.

22. Después del ajuste remuévase toda las trazas de pomada de esmeril.

Procedimiento III

Ajuste de los cojinetes de segmentos inclinables al soporte del cojinete. Este procedimiento se aplica a los cojinetes.

1. Posiciónese a la mitad inferior del anillo soporte del cojinete, de tal manera que esté seguro y a nivel con la junta horizontal paralela al piso y asiente las bridas horizontales sobre paralelas.

2. Desármese el cojinete, aíslese el anillo del cojinete interior, compruébese las marcas gemelas o coincidentes en el anillo, segmentos, pasadores y alineadores y remárquese si no son fácilmente distinguibles.

3. Impréguese de azul de prusia el anillo interior inferior contra las áreas no relevadas

del anillo soporte del cojinete, con objeto de obtener un mínimo de área de contacto del 30% con el anillo soporte del cojinete. El área de contacto debe de estar bien distribuido sobre las superficies de las proyecciones.

4. Arme la parte inferior del anillo interior a la mitad inferior del arillo soporte del cojinete.

5. Posiciónese a la mitad superior del anillo interior sobre la mitad inferior y localicela correctamente en relación a la mitad inferior. Omite los segmentos, pasadores y alineadores.

6. Tome con un micrómetro la dimensión desde el fondo del agujero escariado del pasador diagonalmente opuesto. Hágase esto para ambos agujeros (dimensión "e"). anótese estas dimensiones.

7. Con el anillo interior aún en su lugar ármese la mitad superior del anillo soporte del cojinete y apriétese los pernos de sujeción.

8. Repita la operación 3 para las proyecciones del anillo interior superior con objeto de obtener 10% de área de contacto bien distribuido.

9. Repítase la operación descrita en el número 6 y otra vez anótese las dimensiones.

10. El ajuste del anillo interior al soporte del cojinete debe ser de 0.001" a 0.004" de apriete o interferencia. Esto se comprueba calculando el apriete que es la diferencia positiva obtenida, sustrayendo por la diferencia obtenida de la operación 9 de la misma dimensión de la operación 6 si la diferencia no está entre 0.001" y 0.004", el arillo interior se apretará hasta que se obtenga.

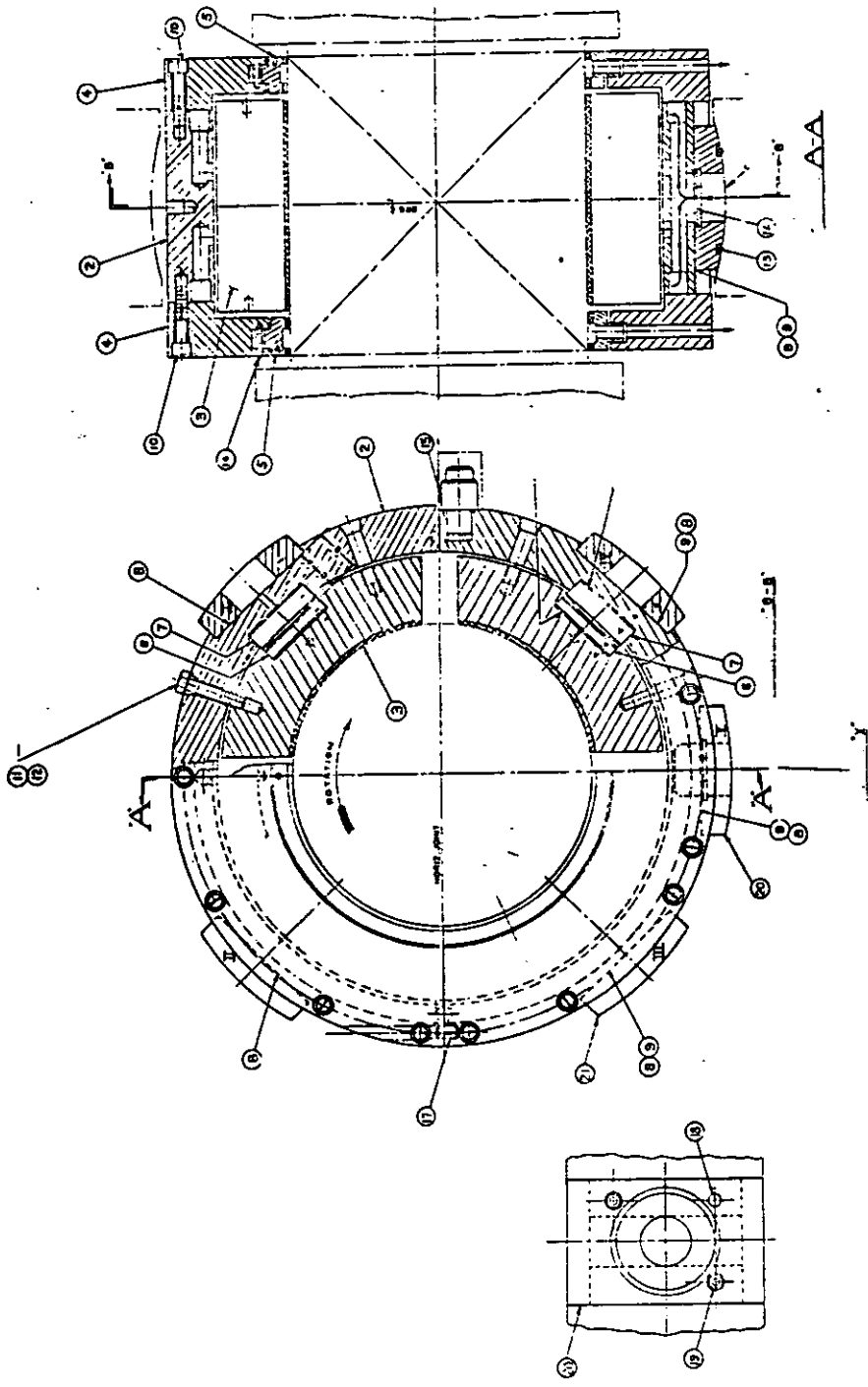


Fig. 5.54
 218

PARTES DE UNA CHUMACERA DE SEGMENTOS INCLINABLES

- 1.- Boluta de la chumacera
- 2.- Segmento inclinable de la chumacera
- 3.- Retenedor del sello de aceite
- 4.- Sello de aceite
- 5.- Lainer plano
- 6.- Lainer cara cónica y cara plana
- 7.- Lainas de ajuste
- 8.- Tacón
- 9.- Tornillos sujetadores del retenedor del sello
- 10.- Tornillo temporal para verificar el claro de aceite
- 11.- Tapón
- 12.- "O" Ring parte inferior
- 13.- Seguro del retenedor de aceite
- 14.- Perno seguro
- 15.- Placa de orificio de entrada de aceite
- 16.- Guía de ensamble de chumacera
- 17.- Guía del tacón
- 18.- Tornillo del tacón
- 19.- Cuña

CONCLUSIÓN

La presente Tesis tiene la finalidad de mostrar algunas de las experiencias obtenidas durante 15 años laborando en el Sector Eléctrico, mostrando con ello, la importancia de realizar adecuadamente los mantenimientos predictivos, preventivos, programados y correctivos.

Así también poner al alcance del lector de esta Institución educativa algunos de los sistemas que muchas veces no se logra tener contacto durante la formación profesional.

BIBLIOGRAFIA

- * DIVISIÓN DE TURBINAS DE VAPOR
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
LISTA DE PARTES
JUNIO 1988

- * LIBRO DE INSTRUCCIONES DE WESTINGHOUSE
VOLUMEN V LIBRO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
TURBINAS DE VAPOR
JUNIO 1988

- * OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TURBINAS DE GAS
VOLUMEN V, LIBRO I
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
JUNIO DE 1988

- * PROCEDIMIENTO DE INSPECCION
TURBINAS DE COMBUSTION W501D5
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
MARZO 1997

- * INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
UNIDAD DE INFORMACION TECNOLOGICA
PROCEDIMIENTO PARA REPARACION DE
ALABES TURBINA DE VAPOR
ABRIL 1997