



INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE TUXTLA GUTIÉRREZ



SUBSECRETARIA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA INSTITUTO
TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

DE LOS SANTOS ARREOLA MARCO ANTONIO

NOMBRE DEL PROYECTO:

ELABORACIÓN Y CORRECTA APLICACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO
CORRECTIVO, PREVENTIVO Y PREDICTIVO DE COMPRESORES DE LA UNIDAD DE
EQUIPOS DINÁMICOS Y SISTEMAS AUXILIARES.

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO-DICIEMBRE 2013

Tabla de contenido

II JUSTIFICACIÓN.....	6
III GENERALIDADES.....	6
IV OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	6
CAPITULO I.....	8
ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA.....	8
1 ANTECEDENTES.....	9
1.1 UBICACIÓN DE LA EMPRESA.....	9
1.2 ORGANIZACIÓN.....	11
1.2 EVOLUCIÓN Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	12
1.3 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN LA REGIÓN SUR.....	12
1.4 DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN PETROLERA.....	13
1.5 ESPLENDOR PETROLERO.....	14
1.6 POLÍTICAS Y REGLAS.....	16
1.7 GIRO DE LA EMPRESA.....	16
1.8 MISIÓN Y VISIÓN.....	17
CAPITULO II.....	18
CONCEPTOS BÁSICOS DE MANTENIMIENTO.....	18
2.1 Introducción al Mantenimiento.....	19
2.2 Definición de Mantenimiento.....	19
2.3 Tipos de Mantenimiento.....	19
2.3.2 Mantenimiento Predictivo.....	19
2.3.3 Mantenimiento Preventivo.....	20
2.3.4 Mantenimiento Correctivo.....	20
2.3.5 Mantenimiento Productivo Total.....	20
2.4 Estrategias Para la Elaboración del Mantenimiento.....	22
2.4.1 Mantenimiento Programado.....	22
2.4.2 Mantenimiento Predictivo.....	22
2.4.3 Operar Hasta la Falla.....	22
2.4.4 Mantenimiento de Oportunidad.....	23
2.4.5 Rediseño por Obsolescencia.....	23

2.5 Técnicas de Monitoreo de Condiciones.....	23
2.5.1 Los Sentidos Humanos.	23
2.6 Técnicas Ópticas.	23
2.6.1 Técnicas Térmicas.	24
2.7 Técnicas de Medición de Vibraciones.....	25
2.7.1 Medición Global.	25
2.7.2 Detección de Fallas en Rodamientos.	26
2.7.3 Análisis de Espectro.....	26
2.7.4 Monitoreo de Corriente.	27
2.7.5 Monitoreo de Lubricantes.....	27
2.7.6 Monitoreo de la Corrosión.....	27
2.8 El Plan o Programa de Mantenimiento.....	27
2.9 Planificación del Mantenimiento.....	29
CAPITULO III.....	31
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN Y DE TURBOCOMPRESORES.....	31
3.1 BATERÍA DE SEPARACIÓN.....	32
3.1.1 Pozos Productores.....	32
3.1.2 Líneas de Descarga.....	32
3.1.3 Cabezal Primario.	32
3.1.4 Sistemas de Separación.....	33
3.1.5 Cabezal Secundario de Recibo de Líquidos.....	33
3.1.6 Cabezal de Recibo de Gas.....	33
3.1.7 Sistema de Rectificación del Gas.....	33
3.1.8 Sistemas de Medición de Gas.....	33
3.1.9 Sistema de Medición de Líquidos.....	33
3.1.10 Sistemas de Bombeo.....	34
3.2 Estación de Compresión.....	34
3.2.1 Operación de una Planta Deshidratadora.....	34
3.2.2 Operación de una Planta de Inyección de Agua.	34
3.3 GENERALIDADES SOBRE LAS TURBOCOMPRESORAS.....	35
3.4 COMPONENTES Y SISTEMAS PRINCIPALES DE LA TURBOCOMPRESORA.....	36
3.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TURBO MAQUINARIA.....	36

3.4.2 TURBINA DE GAS	36
3.5 FUNCIONAMIENTO DE LA TURBINA.	37
3.5.1 SISTEMA DE AIRE DE LA TURBINA	37
3.5.2 AIRE DE PRES IONIZACIÓN DE SELLOS DE ACEITE.	37
3.5.3 AIRE DE ENFRIAMIENTO DE LA TURBINA.	37
3.5.4 SISTEMA DE CONTROL DE BOMBEO EN EL COMPRESOR DE LA TURBINA.....	38
3.5.5 SISTEMA DE AIRE DE PURGADO.....	38
3.5.6 SISTEMA DE ÁLABES.	39
3.6 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES.	40
3.6.1 CONJUNTO DE IMPULSIÓN DE ACCESORIOS.....	40
3.6.2 CONJUNTO DE ENTRADA DE AIRE.....	41
3.6.3 CONJUNTO DEL COMPRESOR DE LA TURBINA.....	42
3.6.4 CONJUNTO DE LA TURBINA DEL PRODUCTOR DE GAS.	43
3.6.5 CONJUNTO DE LA TURBINA DE POTENCIA.	44
3.6.6 SISTEMA DE ÁLABES VARIABLES.	45
3.6.7 UNIDAD DE ENGRANAJES.....	46
3.7 COMPRESOR DE GAS.	46
3.7.1 COMPRESOR C168.....	46
3.7.2 COMPRESOR C284.....	47
CAPITULO IV	49
FUNCIONAMIENTO DEL TURBOCOMPRESORES	49
4.1 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL TURBOCOMPRESOR.	50
4.2.1 SISTEMA NEUMÁTICO DE ARRANQUE.	50
4.2.2 FUNCIONAMIENTO.....	50
4.2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES.....	51
4.3 SISTEMA DE COMBUSTIBLE.	53
4.3.1 FUNCIONAMIENTO.....	53
4.3.2 COMPONENTES DEL GAS COMBUSTIBLE.	55
4.4 SISTEMA DE CONTROL TURBOTRONIC.	63
4.4.1FUNCIONAMIENTO.	63
4.4.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL.....	63
4.5 SISTEMA DE CONTROL ELÉCTRICO.	64

4.5.1 FUNCIONAMIENTO.....	64
4.5.2 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.....	64
4.5.3 VISUALIZACIÓN.....	65
4.5.4 CONTROL DE RESPALDO.....	65
4.5.5 INSTRUMENTOS Y DISPOSITIVOS DE CONTROL.....	65
4.5.6 FUENTE DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE CONTROL.....	66
4.5.7 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA LAS VIBRACIONES.....	66
4.5.7 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y EXTINCIÓN DE INCENDIOS.....	66
4.5.8 SISTEMA DE DETECCIÓN DE GAS.....	66
4.6 SISTEMA DE ACEITE.....	67
4.6.1 SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE.....	67
4.6.2 SISTEMA DE ACEITE HIDRÁULICO.....	67
4.6.3 SISTEMA DE SERVO ACEITE.....	67
4.6.4 ACEITES LUBRICANTES.....	67
4.6.5 FUNCIONAMIENTO.....	67
CAPITULO V.....	69
DESARROLLO DEL PROYECTO “PROGRAMA DE MANTENIMIENTO”.....	69
5 Introducción.....	70
5.1 Mantenimiento Predictivo.....	70
5.2 Mantenimiento Preventivo.....	72
5.3 Carta de mantenimiento.....	73
5.4 Procedimiento de Mantenimiento general.....	79
5.5 Desmontaje e Instalación de Accesorios.....	79
5.6 Limpieza.....	79
5.7 Desengrase.....	80
5.8 CONCLUSIÓN.....	82
5.9 Glosario.....	83
5.10 BIBLIOGRAFÍA.....	88

I INTRODUCCIÓN.

La ingeniería de mantenimiento ha evolucionado desde sus inicios sufriendo grandes cambios a lo largo del desarrollo industrial a través del tiempo; proviniendo desde una cultura reactiva de preservación de la integridad del activo enfocado en la atención de correctivos, hasta convertirse en uno de los pilares estratégicos de los negocios mostrándose como una inversión que en corto, mediano o largo plazo implicarán una rentabilidad financiera mayor al optimizar la condición de los activos garantizando así un incremento en la producción de bienes o servicios reduciendo los costos fijos existentes.

Es debido a este nuevo concepto que actualmente Ingeniería de Mantenimiento es uno de los pilares en los que se basa la estrategia del negocio cambiando paradigmas y conceptos que nos permitirán llegar a grandes innovaciones.

El dejar de lado esta visión moderna del mantenimiento es poner en riesgo y atentar contra los objetivos del negocio, pudiendo de alguna manera generar pérdidas incalculables o finalmente llevar a la quiebra a la empresa y a la pérdida del empleo.

Es por ello que el desarrollo del presente proyecto tiene como objetivo presentar una metodología diseñada para disminuir las posibles fallas existentes de los equipos y sistemas incrementando su disponibilidad y confiabilidad.

II JUSTIFICACIÓN.

Debido a la gran competencia del mercado y a las fallas inesperadas del equipo, se tiene la necesidad de implementar un programa de mantenimiento para la Estación de Compresión Cinco Presidentes, incrementando así la rentabilidad del activo eliminando riesgos que representa al operar Estaciones en mal estado.

Muchas empresas invierten grandes cantidades de dinero en programas de mantenimiento, aplicando de técnicas sofisticadas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, tratando de mejorar la confiabilidad en los equipos. El principal propósito es obtener el máximo producto con el mínimo de costo.

De ahí la necesidad de realizar la implementación de un programa de mantenimiento basado en condición de los compresores centrífugos utilizados en el Activo de Compresión 5 Presidente.

III GENERALIDADES.

1. En este proyecto se implementaran sistemas de programa de mantenimiento para un mejor desempeño del proceso.
2. Mejorará el rendimiento de los equipos al tener un buen programa de mantenimiento (MPPC), que permitirá cumplir con los estándares requeridos por PEMEX.
3. Optimizara los antiguos sistemas por modernos programas de MPPC.
4. Se contara con disponibilidad de equipo para tener relevo en caso de emergencia.
5. Se optimizara el equipo para asegurar la continuidad de la operación por probable incremento de gas proveniente de los campos de explotación

IV OBJETIVOS DEL PROYECTO.

Objetivo general.

Implementar un programa de mantenimiento basado en el análisis y estudio de las bitácoras de trabajo de los equipos en operación y de los programas de mantenimientos actuales.

Objetivo específico.

1. Recopilar la información necesaria acerca de las características de diseño y las condiciones de funcionamiento de los turbos-compresores.

2. Identificar las técnicas aplicables para el monitoreo de condición de turbocompresores.
3. Realizar un análisis técnico del funcionamiento de los turbo-compresores.
4. Investigar cuales deben ser los índices o variables de desempeño de los turbocompresores.
5. Determinar cuáles pueden ser las fallas funcionales, modos de falla y sus posibles efectos y consecuencias en los sistemas y subsistemas de los turbocompresores.
6. Mostrar beneficios técnicos de la implementación del análisis de mantenimiento.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA



1 ANTECEDENTES.

La estación de Compresión Cinco Presidente 1 pertenece al sector Cinco Presidente-San Ramón del Activo de Producción Cinco Presidente de la Región Sur de PEMEX Exploración y Producción.

La instalación inicio su operación en el año de 1965 y ocupa una superficie aproximada de 11,172 m² en terreno del ejido Ley Federal de la Reforma Agraria, Municipio de Cárdenas, Estado de Tabasco, México.

La función principal de la Estación de Compresión Cinco Presidentes 1 es recolectar y comprimir el gas natural proveniente de las Bateria de Separación Rodador, Cinco Presidentes 1 y 2 para posteriormente enviarlo a la Red de bombeo Neumático y al Complejo Procesador de Gas la Venta (C.P.G.L.).

Actualmente la instalación maneja un volumen total de 36 MMPCD de gas. Hoy en día es importante tener en cuenta todas las herramientas disponibles para poder ser una empresa competitiva, entre estas herramientas destacan los beneficios de un programa de mantenimiento, ya que con el podremos competir en un mundo donde la tendencia es la globalización y para poder entrar, se necesita ser productivo a el menor costo posible y uno de esos puntos es evitar lo mayor posible las fallas y con esto evitar los tiempos muertos producidos por circunstancias que pudieron ser evitadas.

El mantenimiento en cualquiera de sus etapas, predictivo, Preventivo y correctivo; es una herramienta que nos ayudara a poder tener una Mayor Confiabilidad Operacional para tener menos paros inesperados ya sea en una línea de producción o el abastecimiento constante de una situación de confort entre otras muchas más.

Es por eso que el tema de esta residencia es enfocada a los diferentes Mantenimientos aplicables a los Equipos, Predictivos, Preventivos, Correctivo como una gran herramienta que nos ayudara a lograr una mayor eficiencia, se mostrara las ventajas y beneficios que tiene al ser implantado un programa de mantenimiento el cual en un plazo determinado, su resultado será redituado en ahorro de tiempo y dinero.

1.1 UBICACIÓN DE LA EMPRESA.

La estación de compresión dentro del proceso de explotación de los hidrocarburos es donde confluye el gas proveniente de las centrales de Recolección para elevarle su presión y así enviarlo como primer punto hacia las redes de bombeo neumático para suministrar energía a los hidrocarburos líquidos y estos puedan ser extraídos de los pozos productores y como segundo punto a los centros de proceso.

Las Estación de compresión Cinco Presidente No. 1 se encuentra localizada en terrenos del ejido Ley federal de la Reforma Agraria, Municipio de Cárdenas del Estado de Tabasco, sus coordenadas de ubicación son: latitud Norte 18°12'12.30, longitud Oeste 94°0'38.42", ocupa una superficie de aproximadamente 11,172m².

La instalación se encuentra situada a 60 kilómetros de la cabecera del Activo Integral 5 Presidente por carretera privada y a 36 kilómetros del poblado Villa La Venta, Tabasco; cuyo origen es el km 10+000 de la carretera Villa Benito Juárez – Villa Coronel Andrés Sánchez Magallanes, Tabasco. El helipuerto más cercano se encuentra 1.0 km., De distancia, ubicado en la Planta de Inyección de Agua 5 Presidente. Las Estación de compresión Cinco Presidente No. 1 se encuentra localizada en terrenos del ejido Ley federal de la Reforma Agraria, Municipio de Cárdenas del Estado de Tabasco, ocupa una superficie de aproximadamente 11,172m².

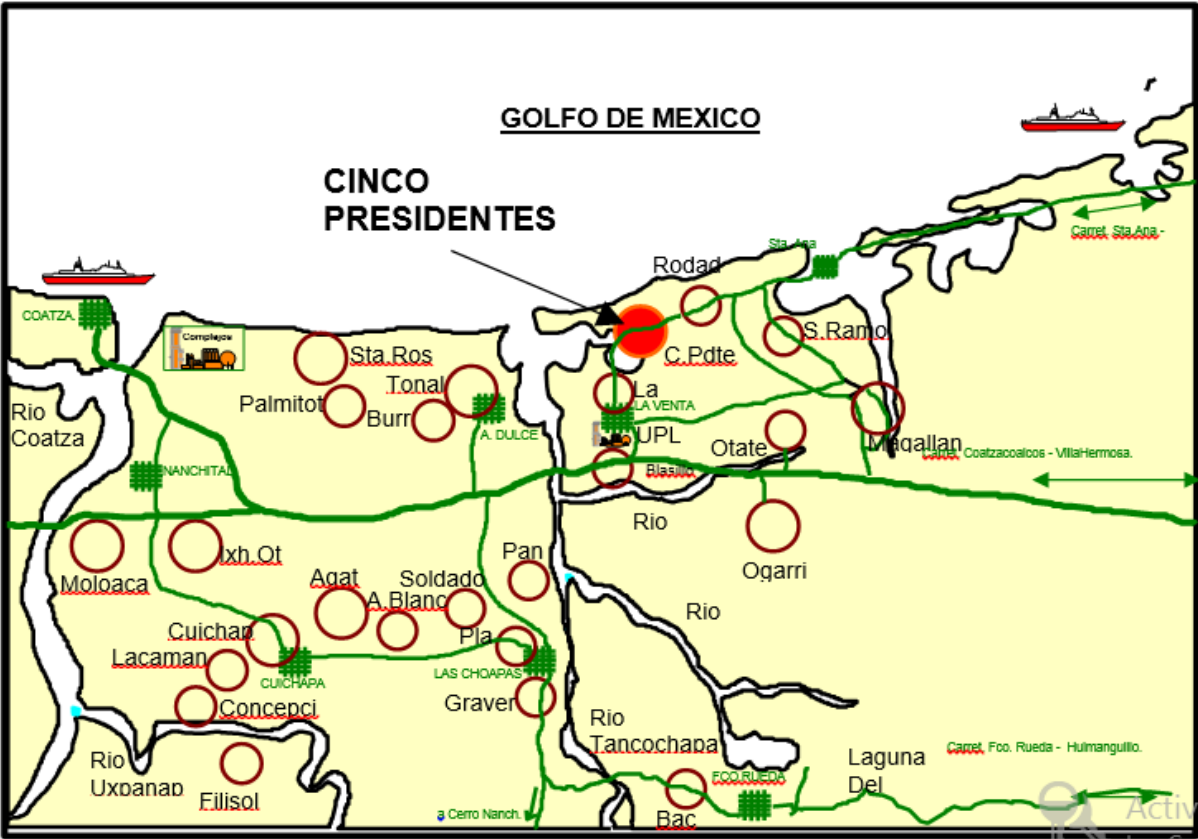
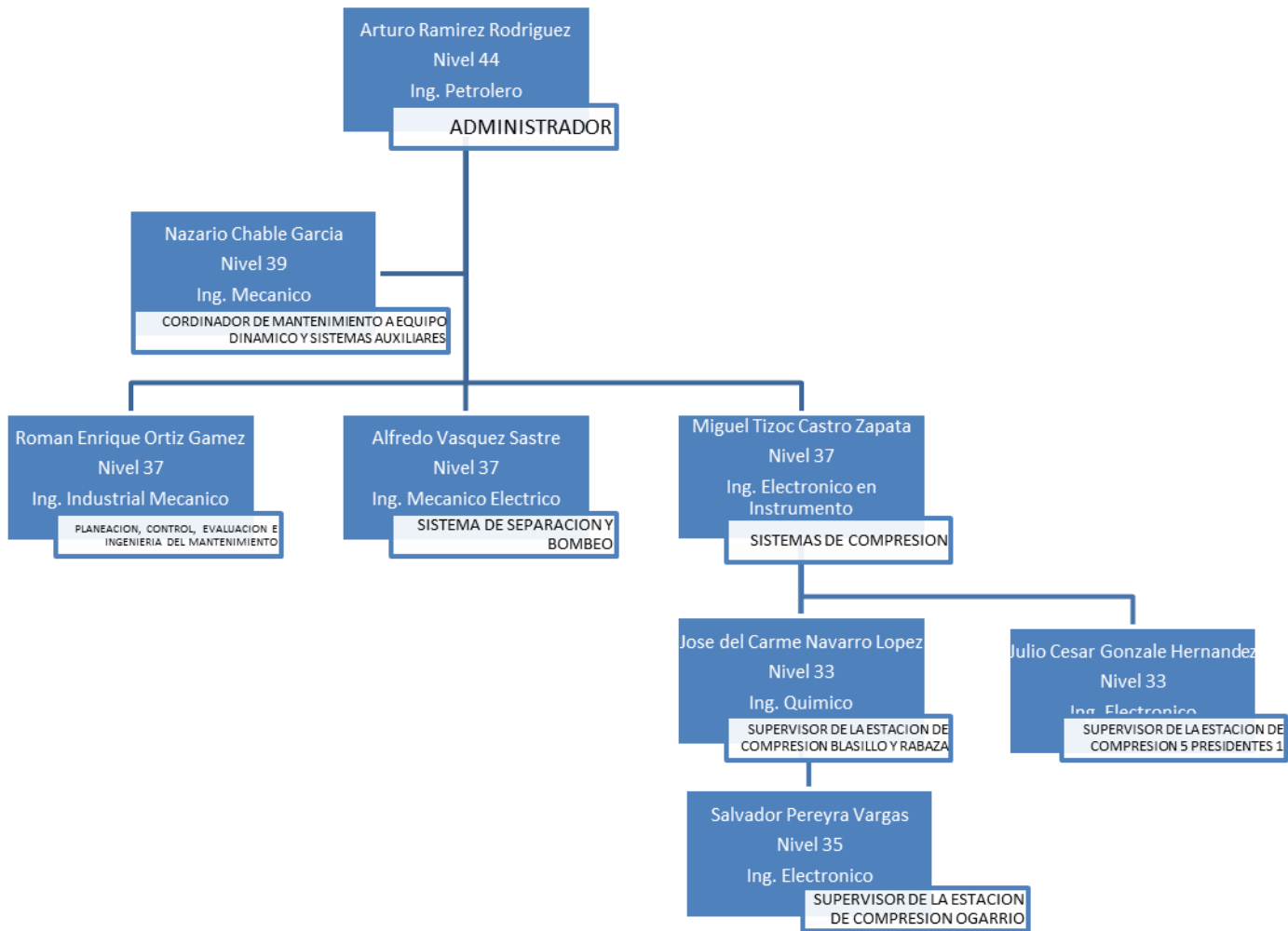


Figura 3: ubicación de la Estación de Compresión 5 Presidente

1.2 ORGANIZACIÓN.

La Coordinación de Mantenimiento a Equipos Dinámicos y Sistemas Auxiliares está conformada de la siguiente manera.



1.2 EVOLUCIÓN Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.

Lo que hoy denominamos Región Sur, se originó a partir del interés comercial de los yacimientos petrolíferos en el sur de la República Mexicana. Por tanto, su evolución organizacional se ha dado en función de la localización geográfica de las actividades de exploración y producción. La primera localidad importante, desde donde se dirigieron operaciones de exploración, desarrollo y explotación de campos, fue Coatzacoalcos.

Posteriormente, gracias al gran atractivo de los yacimientos petrolíferos descubiertos en tierras tabasqueñas, se inició en los años sesenta un proceso migratorio hacia el sureste del territorio mexicano, con la creación de los distritos Comalcalco y Cd. Pemex, y la constitución de la Gerencia de Zona Sureste, que se convertiría en la Coordinación de Región Sur en 1989, para luego ser denominada Subdirección de Región Sur, a partir de la nueva estructura de Pemex Exploración y Producción establecida en la Ley Orgánica del 16 de julio de 1992.

1.3 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN EN LA REGIÓN SUR.

La exploración en busca de hidrocarburos en la porción sur y sureste de nuestro país, prácticamente se inició desde fines del siglo pasado, cuando en 1863 el sacerdote Manuel Gil y Sainz descubrió lo que llamó la Mina de San Fernando, cerca del poblado de Tepetitán en el estado de Tabasco, e inclusive envió diez barriles de aceite que obtuvo, a la ciudad de Nueva York para su análisis.

En 1883, el Dr. Simón Sarlat, gobernador de Tabasco, perforó un pozo 27.4 metros de profundidad en el anticlinal denominado con el apellido de él mismo, Sarlat, y en 1886 estableció una pequeña producción de aceite ligero que no llegó a explotarse comercialmente.

Durante 1905, las compañías extranjeras que operaban en México descubrieron producción de aceite en forma comercial en el campo denominado Capoacán, en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Ver.

En 1911, se descubrió producción de aceite en la estructura denominada Ixhuatlán; en 1928, en la de Concepción; en 1929, en la de Tonalá-El Burro; y 1931, en la llamada El Plan. Todas ellas situadas también en el sur de Veracruz. Los dos últimos campos mencionados fueron los de mayor importancia debido a su producción proveniente de arenas del Mioceno Inferior, Medio, Superior y Plioceno; asociadas a domos salinos o masas de sal existentes en el área.

1.4 DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN PETROLERA.

La conformación de los campos petroleros está condicionada directamente por las estructuras geológicas susceptibles de contener hidrocarburos y la localización geográfica de los yacimientos; el área donde se realizan las actividades de explotación de hidrocarburos y su tratamiento primario, determina lo que se ha dado a llamar “espacio del petróleo”. En Tabasco, este espacio empezó a configurarse en 1940, con el descubrimiento del campo Progreso, ubicado al sureste de Villahermosa.

Después, en 1949, se descubrió el yacimiento de hidrocarburos de La Venta, cuyo primer pozo entró operación en 1954, con una producción de 125 barriles de aceite diarios y una densidad de 36 API, que lo caracterizó en aceite ligero y que constituiría una de las mejores calidades en la producción nacional de crudo.

Paralelamente, en 1950 entraron en operación los campos Fortuna Nacional y Sarlat en Macuspana y, aunque en esta época la falta de una red carretera al interior del estado dificultaba las comunicaciones y limitaba la actividad exploratoria, se perforaron pozos en los municipios de Cárdenas, Macuspana y Huimanguillo, pertenecientes a las áreas de Comalcalco-Terciario, Cd. Pemex y Comalcalco-Cretácico.

Durante los años cincuenta, con la llegada del ferrocarril del sureste y la construcción del tramo carretero Coatzacoalcos-Villahermosa, se facilitó la construcción de algunos caminos por parte de Pemex, para realizar exploraciones en los municipios de Cárdenas, Huimanguillo, Teapa, Jalapa, Macuspana y Tenosique, que culminaron con la perforación, en 1951, del pozo José Colomo y el descubrimiento de los campos Cantemoc y Bitzal, todos los productores de gas localizados en el municipio de Macuspana.

La importancia de estos descubrimientos motivó el establecimiento de la planta de absorción de gas de gas licuado en Cd. Pemex, inaugurada el 3 de marzo de 1958, que fue la primera localización industrial petrolera en Tabasco. En ese año se inició también la construcción del gasoducto Cd. Pemex-Minatitlán, por donde sería enviada la producción gasera al Bajío y centro-oeste del país, para abastecer a la industria de aquellas regiones.

Hasta finales de los años cincuenta, las principales zonas petroleras se localizaron al oriente del estado, en lo que corresponde al actual sector operativo Cd. Pemex, que comprende parte de los municipios de Macuspana, Jonuta y Centla. Por otro lado, la exploración en la margen derecha del Río Tonalá, al poniente de la Chontalpa, permitió el descubrimiento de otros yacimientos: Cinco Presidentes, Sánchez Magallanes, Ogarrio y Central.

Durante la década de los sesenta, el aumento de la demanda nacional de crudo, gas natural, líquidos de absorción, productos derivados del gas natural y productos petroquímicos, provocó una expansión moderada del espacio petrolero en Tabasco, favorecida en parte por

la construcción de la red carretera. Se inició entonces la construcción de la planta de absorción. La Venta en 1963, y explotación de los campos Samaria, Tamulté, Crisol, Carrizo y Platanal en las cercanías de Villahermosa. Asimismo, se intensificó el desarrollo de los campos de gas natural de los municipios de Centla, Jonuta y Macuspana; y con ello fue ampliada la planta petroquímica de Cd. Pemex, que entro en operación en 1967.

En 1965, la producción acumulada de crudo alcanzó la cifra de 104 mil barriles por día y la de gas llegó a 596 millones de pies cúbicos por día. Entre este año y 1972 se intensificó la exploración en el distrito Comalcalco-Terciario, que condujo a una expansión de la frontera petrolera, con la puesta en operación de los campos Tupilco, el Golpe y Mecoacán del mismo distrito. En este período, el espacio petrolero de Tabasco estaba configurado por dos grandes zonas de explotación: Macuspana y La Venta, unidas por medio de ductos que permitían enviar hidrocarburos a la zona Coatzacoalcos-Minatitlán.

1.5 ESPLENDOR PETROLERO.

En 1972, se inició una nueva etapa en la producción de hidrocarburos en esta porción del país, con los descubrimientos de los campos que corresponden al área mesozoica de Chiapas-Tabasco. La crisis mundial de los energéticos que propició el aumento drástico de los precios del petróleo, llevó a un replanteamiento del papel de la industria petrolera en el conjunto de la economía nacional.

Los hidrocarburos dejaron de ser un rubro más dentro de la estructura productiva para convertirse en una de las actividades económicas fundamentales del país. Con este salto cualitativo en la importancia nacional adjudicada al petróleo, la explotación de los yacimientos en las formaciones del mesozoico en el área Chiapas-Tabasco, permitió la expansión de la industria petrolera a partir de 1974.

Un factor importante en esta expansión fue la posibilidad de asumir los costos de producción por el alza en los precios del petróleo, en virtud de que hasta entonces la explotación de los yacimientos del área cretácica, cuya exploración se había iniciado desde mediados de los años sesenta, requería la perforación de pozos con más de 3 mil 500 metros de profundidad y demandaba fuertes inversiones.

Para 1977, el Gobierno Federal asignó a la industria petrolera el carácter de prioridad nacional y eje conductor del crecimiento económico del país, por lo que el mayor volumen de inversiones se canalizó hacia el desarrollo de esta industria.

Este año marcó también la absorción plena de Tabasco en el programa de expansión petrolera. El distrito Comalcalco se consolidó como área productiva con la explotación de los

recursos de esa zona, cuyo potencial justificó el incremento de los equipos de perforación, de 36 que había en 1972 a 46 en 1974; para 1977 la cifra llegó a 50, y con la contratación de compañías perforadoras se logró incrementar el número de equipos hasta 134 en 1980, lo cual significó que en ese año se utilizaran en el estado de Tabasco y en el área adyacente a Reforma, Chis., casi la mitad del total de equipos de perforación disponibles en el país.

El desarrollo de los campos Cactus, Sitio Grande, Níspero, Samaria y Cunduacán, dio como resultado un incremento notable en la producción de crudo y gas. La producción anual del primero en el distrito Comalcalco fue de 92 mil barriles por día en 1973 y de 370 mil barriles por día en 1975.

Con el desarrollo de los nuevos campos Paredón, Oxiacaque y Girdaldas, entre los principales, el volumen de producción en 1979 llegó a 1 millón 163 mil barriles por día. Por su parte, la producción de gas creció de 701 millones de pies cúbicos por día en 1972 a mil 328 millones de pies cúbicos por día en 1975; producción que se duplicó en 1981, cuando los distritos Comalcalco y Cd. Pemex obtuvieron 2 mil 600 millones de pies cúbicos por día.

Paralelamente, entre 1973 y 1981 se fueron construyendo las líneas de conducción necesarias para interconectar las diversas instalaciones de procesamiento y transformación: Cd. Pemex con Cactus, Cunduacán con Samaria, Paredón con Cactus, y el complejo marítimo Akala con la terminal de Dos Bocas. En ese período se tendieron alrededor de 4 mil 500 km. de ductos para estos fines, que incluyen el troncal del Sistema Nacional de Gas (gasoducto de 48" de diámetro Cactus-Reynosa) puesto en operación en 1978, con 77.6 km. de ductos que atraviesan el municipio de Huimanguillo de oriente a poniente.

A principios de los ochenta, se descubrieron nuevos campos como Cárdenas, Mora y Bellota, que resultaron productores en estructuras del Cretácico Inferior y Jurásico Superior. En los cinco años siguientes, se encontraron en la parte norte y occidental de la región, los yacimientos más significativos de esta década: Puerto Ceiba, Caparroso, Sen, Luna, Pijije y Cardo.

La suma de la producción comercial de los campos Sen en 1984, Luna en 1985, Pijije en 1986 y otros campos petroleros adscritos a la zona norte de la Región, permitieron integrar un conjunto de campos petroleros en un complejo de producción al que se denominó "Ing. Miguel A. Zenteno Basurto". Gracias a los trabajos de desarrollo en este complejo, se compensó entonces la declinación natural de los campos en explotación.

En la década de los ochenta, figuran dos campos que por su producción destacan entre los más grandes de la Región: el Jujo y el Tecominoacán, ambos pertenecientes al distrito Cárdenas.

El campo Jujo fue descubierto en 1980 con la perforación del pozo Jujo 2-A, a 5,786 m de profundidad, en la formación Kimerigiano del Jurásico Superior, obteniendo una producción inicial de 4,428 barriles por día. Actualmente, es el primer campo productor de la Región, con 78,240 barriles por día de aceite y 108.1 millones de pies cúbicos diarios de gas, aportando un ingreso total de 1 millón 278 mil dólares diarios.

1.6 POLÍTICAS Y REGLAS.

- Impulsar una gestión gerencial basada en criterios de eficiencia y rentabilidad, orientada a la maximización del valor económico de nuestros activos.
- Coadyuvar a la descentralización de responsabilidades y a la toma de decisiones operativas en los centros de resultados.
- Promover la integración de equipos multidisciplinarios alrededor de los procesos sustantivos
- Propiciar una alta priorización de los activos más importantes en los programas de operación y mantenimiento.
- Favorecer la asimilación de nuevas tecnologías en la exploración y explotación de yacimientos.
- Pugnar por la reducción de costos operativos en toda la cadena productiva de la Región Sur.
- Mantener una relación armónica con los gobiernos estatales y municipales donde operamos.
- Propiciar un clima laboral que satisfaga las necesidades humanas de los trabajadores y motive su autorrealización.
- Impulsar el desarrollo de prácticas operativas más limpias que afecten lo menos posible el equilibrio de los ecosistemas.

1.7 GIRO DE LA EMPRESA.

PEMEX Exploración y Producción Sur está comprometido a mantener un estricto programa de seguimiento al mantenimiento predictivo y preventivo derivado de la vigilancia a las instalaciones y del control de la corrosión; se llevan a cabo las acciones requeridas ya que la protección a los asentamientos humanos aledaños al derecho de vía y al medio ambiente, es uno de sus principales objetivos.

1.8 MISIÓN Y VISIÓN.

MISIÓN.

Mantener las instalaciones, ductos y equipos en condiciones operativas y de seguridad y promover el desarrollo del recurso humano para maximizar la confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad de la planta productiva; aplicando la normatividad vigente y respetando la legislación de la Administración Pública Federal en armonía con la comunidad y el medio ambiente, para satisfacer con calidad las necesidades de nuestros clientes.

VISIÓN.

Ser un proceso de negocio líder y sustento para la operación, con índices de calidad, confiabilidad, disponibilidad y rentabilidad de acuerdo a estándares internacionales para incrementar la eficiencia de las instalaciones, ductos y equipos, utilizando la tecnología adecuada, con personal calificado, cumpliendo con la legislación de la Administración Pública Federal y normas vigentes de seguridad y protección al medio ambiente.

CAPITULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE MANTENIMIENTO

2.1 Introducción al Mantenimiento.

Se entiende como mantenimiento, todo el trabajo necesario para mantener en buen estado de funcionamiento todo tipo de bienes, como edificios y las maquinas.

Se puede decir que el mantenimiento nació con los primeros hombres. Desde el momento en que el hombre busca cubrir su cuerpo de las inclemencias del tiempo, está haciendo mantenimiento, el de propia persona. Cuando el hombre busco materias grasas para engrasar los ejes de sus carretas, echo andar las bases de los métodos que actualmente se usan.

Una definición de mantenimiento podría ser la siguiente: todas las actividades desarrolladas con el fin de conservar las instalaciones y equipos en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y económico.

2.2 Definición de Mantenimiento.

La palabra mantenimiento se puede expresar como una serie de actividades para prevenir, corregir o tener en buenas condiciones un elemento o máquina.

Conjunto de actividades, que se utilizan para conservar en buen funcionamiento de operación.

Es necesario explicar algunos conceptos respecto al verdadero significado de mantenimiento. Generalmente no se hace distinción entre las diferentes clases de mantenimiento.

Popularmente, se conocen solamente tres tipos: predictivo, preventivo y correctivo, puede decirse que la diferencia entre ambos es la misma que existe entre “tener” que hacer una actividad de reparación y el realizarla “cuando esta se desea”.

2.3 Tipos de Mantenimiento.

2.3.2 Mantenimiento Predictivo.

El mantenimiento predictivo es un tipo de mantenimiento que relaciona una variable física con el desgaste o estado de una máquina. El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación. A tal efecto, se define y gestionan v alores de pre-alarma y de actuación de todos aquellos parámetros que se considera necesario medir y gestionar.

La información más importante que arroja este tipo de seguimiento de los equipos es la tendencia de los valores, ya que es la que permitirá calcular o prever, con cierto margen de error, cuando un equipo fallara; por ese el motivo se denominan técnicas predictivas.

Las técnicas predictivas que habitualmente se emplean en la industria y en el mantenimiento de edificios son las siguientes:

- Análisis de vibraciones, que es la estrella de las técnicas predictivas.
- Baroscopios.
- Termografías.
- Análisis de aceites.
- Control de espesores en cuerpos estáticos.
- Inspecciones visuales.
- Lectura de indicadores.

2.3.3 Mantenimiento Preventivo.

Es el conjunto de actividades que se llevan a cabo en un equipo, instrumento o estructura, con el propósito de que opere a su máxima eficiencia, evitando que se produzcan paradas forzadas o imprevistas. Este sistema requiere un alto grado de conocimiento y una organización muy eficiente. Implica la elaboración de un plan de inspecciones para los distintos equipos de la planta, a través de una buena planificación programada, control y ejecución de actividades a fin de descubrir y corregir deficiencias que posteriormente puedan ser causa de daños más graves.

2.3.4 Mantenimiento Correctivo.

Es el conjunto de actividades que se deben llevar a cabo cuando un equipo, instrumento o estructura ha tenido una parada forzada o imprevista. Este es el sistema más generalizado, por ser el que menos conocimiento y organización requiere. Cuando se hace mantenimiento preventivo dentro de un sistema correctivo, se le llama "Mantenimiento Rutinario". Cuando se hace mantenimiento correctivo en sistema preventivo, se le llama "Corrección de Falla". En la práctica, no es posible diferenciar totalmente ambos sistemas.

2.3.5 Mantenimiento Productivo Total.

El TPM (mantenimiento productivo total) surgió en Japon gracias a los esfuerzos del Japon Institute of Plant Maintenance (JIPM) como un sistema destinado a lograr la eliminación de las seis grandes pérdidas de los equipos, a los efectos de poder hacer factible la producción

“Just in Time”, la cual tiene como objetivos primordiales la eliminación sistemática de desperdicios.

Estas seis grandes pérdidas se hallan directa o indirectamente relacionadas con los equipos dando lugar a reducciones en la eficiencia del sistema productivo en tres aspectos fundamentales.

- Tiempos muertos o paro del sistema productivo.
- Funcionamiento a velocidad inferior a la capacidad de los equipos
- Productos defectuosos o malfuncionamiento de las operaciones en un equipo

El TPM es en la actualidad uno de los sistemas fundamentales para lograr la eficiencia total, en base a la cual es factible alcanzar la competitividad total. La tendencia actual a mejorar cada vez más la competitividad supone elevar al insumo y en un grado máximo la eficiencia en calidad, tiempo y coste de la producción y para lograr esto es importante involucrar a la empresa en el TPM.

El resultado final que se persigue con la implementación del mantenimiento productivo total es lograr un conjunto de equipos e instalaciones productivas más eficaces, una reducción de las inversiones necesarias en ellos y un aumento de la flexibilidad del sistema productivo.

El TPM consiste un nuevo concepto en materia de mantenimiento, basado este en los siguientes cinco principios fundamentales:

1. Participación de todo el personal, desde la alta dirección hasta los operarios de planta. Incluir a todos y cada uno de ellos permite garantizar el éxito del objetivo.
2. Creación de una cultura corporativa orientada a la obtención de la máxima eficacia en el sistema de producción y gestión de los equipos y maquinarias. De tal forma se trata de llegar a la Eficacia Global.
3. Implantación de un sistema de gestión de las plantas productivas tal que se facilite la eliminación de las pérdidas antes de que se produzcan y se consigan los objetivos.
4. Implantación del mantenimiento preventivo como medio básico para alcanzar el objetivo de cero pérdidas mediante actividades integradas en pequeños grupos de trabajo y apoyado en el soporte que proporciona el mantenimiento autónomo.
5. Aplicación de los sistemas de gestión de todos los aspectos de la producción, incluyendo diseño, desarrollo, ventas y dirección.

Entre los objetivos principales y fundamentales del TPM se tienen:

- Reducción de averías en los equipos.
- Reducción del tiempo de espera y de preparación de los equipos.
- Utilización eficaz de los equipos existentes
- Control de la precisión de las herramientas y equipos

- Promoción y conservación de los recursos naturales y economía de energéticos.
- Formación y entrenamiento del personal.

2.4 Estrategias Para la Elaboración del Mantenimiento.

Para llevar a cabo cualquiera de los tres tipos de mantenimiento mencionados, modernamente se consideran cinco estrategias diferentes. Una combinación de estas puede ser la estrategia óptima para llevar a cabo la conservación y mantenimiento de la planta de tratamiento.

2.4.1 Mantenimiento Programado.

Las acciones llevadas a cabo mediante esta estrategia se realizan a intervalos regulares de tiempo o cuando los equipos se sacan de operación. Este tipo de actividad requiere sacar de funcionamiento el equipo y solo puede ser bien planificada cuando la falla es dependiente del tiempo de operación. Eso no es lo común en nuestras plantas de tratamiento. Las actividades que son siempre factibles de programar son la lubricación y la limpieza. Para llevarlas a cabo, los fabricantes de los equipo indican la frecuencia con que se requieren. Con esta información se puede establecer la programación correspondiente.

2.4.2 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo no es dependiente de la característica de la falla y es el más efectivo cuando el modo de falla es detectada por monitoreo de las condiciones de operación. Se lleva a cabo en forma calendario y no implica poner fuera de operación los equipos. Entre las técnicas usadas en esta estrategia están las inspecciones, la revisión de condiciones y análisis de tendencias.

2.4.3 Operar Hasta la Falla

Esta estrategia no requiere planes por adelantado o ningún otra actividad más que la de asegurar que al momento de la falla se contara con los hombres, las herramientas y los repuestos necesarios para atender la emergencia en el menor tiempo posible. Desde todo punto de vista, esta es la estrategia menos deseable si se empleara como única por seguir.

2.4.4 Mantenimiento de Oportunidad.

Esta es una manera efectiva de dar mantenimiento. Se hace uso de los tiempos de parada de los equipos por otras estrategias empleadas o por paradas en la operación de la planta. Se hace uso de los tiempos muertos. El esfuerzo desplegado en aplicar esta estrategia puede ser muy efectivo desde el punto de vista económico.

2.4.5 Rediseño por Obsolescencia.

Esta es la mejor alternativa cuando las fallas son demasiado frecuentes y la reparación o los repuestos son muy costosos. Si se ejecuta bien, es una actividad de un solo tiempo; todas las demás son actividades repetitivas.

2.5 Técnicas de Monitoreo de Condiciones.

La facilidad de hacer mediciones es el principal criterio que influencia la selección de la técnica para el monitoreo de condiciones. Las técnicas de medición que requieren detener la maquinaria para efectuar las mediciones se llaman métodos invasivos (off load) y aquellos métodos que no requieren la parada de la maquina se llaman no invasivos (on load). Naturalmente, se escogerán como técnicas aquellas que no requieran detener la operación de los equipos medidos. A continuación se definen las técnicas más comunes de monitoreo de condiciones.

2.5.1 Los Sentidos Humanos.

Tocar, ver, oler y oír son actividades generalmente olvidadas cuando se escribe la lista de los métodos para monitorear condiciones de operación. Posiblemente esto ocurre porque estos sentidos siempre están presentes en nuestras acciones. Es muy frecuente, en mantenimiento, que una apreciación subjetiva, usando nuestro sentidos, inicie un análisis objetivo y exhaustivo de un problema.

El decir “No es sé muy bien” es muy importante y esta ventaja del cuerpo humano se refleja en la gran variedad de parámetros que puede detectar: ruido, vibración, temperatura, luz y olores.

2.6 Técnicas Ópticas.

Ya se ha mencionado el uso de la visión y para esto existe una amplia gama de técnicas que amplían la potencia del ojo humano. Se puede obtener amplificación extra con el uso de

lupas o de otros instrumentos ópticos. A veces el objeto que se quiere inspeccionar no se encuentra accesible, por lo que se requiere equipo especializado para alcanzarlo. Otros veces, el objeto no está quieto o se encuentra viajando a baja velocidad, por lo que es necesario utilizar técnicas para simular que está detenido.

a) Amplificación

La amplificación puede lograrse mediante el uso de lupas o de microscopios de baja potencia. Existe una gran variedad de pequeños microscopios de mano que pueden ser muy valiosos para inspecciones en situaciones de deterioro de superficies o de análisis de virutas en los aceites. Se pueden usar también cámaras de video o de fotografía en los equipos de laboratorio para almacenar los resultados.

b) A menudo el objetivo que va a ser inspeccionado se encuentra dentro de la máquina. Para evitar este inconveniente se tienen varias técnicas:

- Sondas, que son fuentes de luz flexibles y que pueden usarse en conjunto con espejos y varillas.
- Baroscopios, que son objetos especialmente diseñados para el trabajo de inspección. Consiste en un líquido o una fibra óptica con los que se ilumina y visualiza el objeto por inspeccionar. Pueden ser rígidos o flexibles, y tener diferentes opciones de cabezas de inspección. Además, pueden tener amplificación incorporada.

2.6.1 Técnicas Térmicas.

Las técnicas de monitoreo por calor se puede emplear para medir fluidos en un sistema o para superficies de componentes mecánicos como las cajas de rodamientos o muñoneras. Para la medición de condiciones térmicas, se utilizan dos tipos de sensores:

a) Sensores de Contacto.

Los sensores de contacto son aquellos que toman la temperatura del cuerpo con el cual está en contacto y luego la transmiten como si fuera la suya propia. La precisión y el tiempo de respuesta se ven afectados por los mecanismos de sujeción. Un buen contacto térmico es esencial para su funcionamiento. El tiempo de respuesta se ve afectado por la inercia térmica, por lo que las temperaturas que varían muy rápidamente se deben medir con sensores pequeños (bajo volumen).

Algunos tipos de sensores son los siguientes:

- De expansión líquida como alcohol o mercurio en vidrio.
- De expansión bimetalica, que son muy robustos pero inconvenientes para medir temperaturas en superficies.

- Pinturas, crayones y perdigones conforman un método simple de medición en superficies al cambiar de color o forma con la temperatura.
- Termo cúpulas. Son los dispositivos más pequeños y adaptables usados en detección térmica. Pueden ser usados con pequeños medidores portátiles, pero tienen el inconveniente de que no puede repetirse la medición por su pobre superficie de contacto.

b) Sensores sin Contacto.

La energía radiante desde un cuerpo varía con la temperatura absolutamente del cuerpo y la emisión de la superficie de radiación de acuerdo con la ley Boltzmann. Esto nos permite deducir la temperatura de la superficie a partir de la energía radiante sin estar en contacto con ella. Para esto, se usan dos tipos de instrumentos:

- Pirómetros de radiación, los cuales se pueden seleccionar en una amplia gama de temperatura; por ejemplo, 0 °C y 2.500 °C.
- Cámaras infrarrojas de rastreo, que despliegan la temperatura del cuerpo en forma directa.

2.7 Técnicas de Medición de Vibraciones.

La medición de vibraciones ha demostrado ser una técnica muy versátil y se han desarrollado muchas formas de utilizar para determinar las condiciones de la maquinaria. Su éxito depende de que sea un método muy preciso, simple de aplicar y no invasivo.

2.7.1 Medición Global.

La técnica más simple utilizada global de vibraciones con aceleración, velocidad y desplazamiento. Este método cuantifica la cantidad de vibración y la compara con normas preestablecidas y aceptadas, con sus niveles correspondientes de alarmas, según requiera.

Las medidas de aceleración son particularmente sensitivas a las altas frecuencias, por lo que son muy útiles para detectar fallas en rodamientos o en piñones de cajas de reducción de velocidad. Las medidas de velocidad son muy útiles para la detección de fallas, tales como desbalance, desalineamientos y apoyos flojos. El desplazamiento se utiliza para vibraciones de baja frecuencia y se utiliza en equipos de baja velocidad. Las mediciones globales dan un grado de diagnósticos bueno, pero no son lo suficientemente específicas en la mayor parte de los problemas.

2.7.2 Detección de Fallas en Rodamientos.

La vida de los rodamientos es aleatoria dentro de ciertos límites. Esto le provoca al ingeniero de mantenimiento un problema que puede resolver con determinada frecuencia de reemplazo. La aplicación de los métodos de medición de vibraciones para indicar daños en los rodamientos ha tenido un gran desarrollo. Estos métodos se concentran en la vibración de alta frecuencia que los elementos rodantes producen dentro del rodamiento. La falla en los rodamientos generalmente comienza con formación de defectos en la superficie. Este golpeteo con los defectos produce residuos abrasivos que provoca desgaste interno en rodamiento. Los impactos causados por los elementos rotatorios que colisionan con estos defectos producen vibración de muy alta frecuencia entra rodamiento y su caja.

Se ha probado que el daño en los rodamientos puede detectarse en una etapa temprana, con lo que se evitan paradas inesperadas. Los métodos desarrollados incluyen:

- a) Análisis de envoltente. La compleja señal de salida por rodamiento de bolas dañado se acondiciona y luego se filtra para eliminar cualquier dato vibración no deseado. El espectro resultante da una indicación bien clara de los problemas de rodamiento.
- b) SOC Pulse. Los impactos causados por daño en los roles producen impulso de choque. Estos impulsos se detectan usando un transductor que se sintoniza a 32 khz. La baja frecuencia proveniente de otras fuentes es, desde luego, filtrada.
- c) Spike Energy. La señal de daño es medida en unidades "g" y es filtrada entre 5 y 50 kHz. La salida da una indicación de la condición de los rodamientos.
- d) Kurtosis. Es un método estadístico para obtener la condición de los roles, basado en la comparación entre la vibración elevada a la cuarta potencia y la vibración a la segunda potencia, ambas como su promedio.

2.7.3 Análisis de Espectro.

Las ventajas de los circuitos de estado sólido han permitido el desarrollo de analizadores de vibración pequeños y portátiles. El análisis que estos aparatos llevan a cabo muestra la frecuencia y la magnitud para dar señal completa.

Los analizadores de vibraciones pueden usarse para diagnosticar muchos tipos de defectos en la maquinaria. Su aplicación permite diferenciar entre los diferentes modos de falla. Algunas de las fallas comunes detectables por esta técnica son:

- Desbalance: Produce un pico a la velocidad del eje.
- Desalineamiento: Se produce típicamente a 1 x o 2 x de la velocidad del eje.
- Bases flojas: A menudo, a 1x o 2x de la velocidad del eje.

- Daños en rodamientos: Picos de frecuencia entre 2 kHz y 5 kHz, dependiendo de la velocidad del eje y de la resonancia del transductor.
- Problemas eléctricos: Frecuencia sincrónica y bandas adyacentes.
- Daños en piñones: La gama de frecuencias depende del número de dientes y de la velocidad del eje.
- Daños en aspas: El número de aspas multiplicado por la velocidad del eje.
- Eje fracturado: Típicamente, 2x y 3x de la velocidad del eje.

Como puede verse en la lista anterior, el análisis de vibraciones es una herramienta muy poderosa en la detección de fallas.

2.7.4 Monitoreo de Corriente.

La corriente de los motores eléctricos puede medirse utilizando muchos métodos muy conocidos.

Entre estos métodos están los siguientes:

1. Graficar la variación de la corriente continua con el tiempo.
2. Graficar de picos de corriente.

2.7.5 Monitoreo de Lubricantes.

Se puede monitorear la composición de los lubricantes para detectar la presencia de contaminantes o partículas abrasivas que puedan producir daños.

2.7.6 Monitoreo de la Corrosión.

Los procedimientos convencionales de monitoreo de la corrosión se basan en la detección de la pérdida de peso, la medición de resistencia eléctrica y la polinización lineal. Para detectar la corrosión, se siguen numerosos métodos, entre ellos, inspección visual, ultrasonido, radiografía, inducción magnética y medición de corrientes parasitas.

2.8 El Plan o Programa de Mantenimiento.

Un plan de mantenimiento tradicional se basa principalmente en la estrategia número tres enunciada arriba, “operar hasta la falla”. Se concentra en la habilidad para reparar rápidamente, en la disponibilidad de personal entrenado y el contar con los repuestos necesarios y las herramientas adecuadas en el momento de la falla.

Un plan de mantenimiento moderno consiste en la combinación de varias estrategias que deben ser escogidas para mantener la planta. La autoridad responsable de las funciones de mantenimiento es la encargada de establecer o modificar, según se requiera, el plan de mantenimiento. Las unidades que tienen una determinada función por ejemplo, un agitador para floculación mecánica pueden ser definidas como “el menor grupo de partes que requieren mantenimiento en donde están instalados o mantenimiento de línea”. Un pequeño motor puede ser considerado una parte, porque puede ser reemplazado, pero el rodamiento es un componente, porque solo puede ser reemplazado en el taller.

En el proceso de desarrollar el plan de mantenimiento, se debe determinar el mejor procedimiento para cada parte. Los procedimientos de las partes se juntan para producir el plan de mantenimiento de la unidad. El desempeño de la planta y la efectividad de los procedimientos de mantenimiento normalmente se obtienen al nivel de las unidades, ya que la disponibilidad de la unidad afecta directamente la ejecución de una determinada función. Se debe notar que la mayor subdivisión de una planta es en unidades, para propósitos de operación y de mantenimiento, pero los procedimientos de mantenimiento deben desarrollarse inclusive hasta el nivel de partes. Al ensamblar los diferentes planes de mantenimiento para las unidades, se obtiene el plan de mantenimiento para la planta general.

De lo anterior se desprende que para desarrollar racionalmente un plan de mantenimiento, aplicando las estrategias enunciadas según el caso, se deben examinar las diferentes unidades de la planta, su importancia crítica en el proceso y la probabilidad de que se produzca determinado tipo de falla en cada una de las partes constituyentes.

El desarrollo o la modificación del plan de mantenimiento pueden dividirse en etapas como se indica en el diagrama, donde los cuadros de la izquierda representan los recursos. Este desarrollo nunca se logra de una sola vez o en un único proyecto. El desarrollo aquí descrito debe ser considerado como un proceso o actividad permanente y continua, a fin de mejorar el desempeño de la planta para alcanzar los propósitos de la administración.

Las actividades para llevar a cabo el plan de mantenimiento que se indican en el diagrama el cual se pueden resumir en la siguiente lista:

- Determinación de las unidades críticas en proceso.

Sobre la base del diagrama de flujo de la planta, se lleva a cabo un análisis de la función que la unidad desempeña en el proceso. Se debe poner su importancia.

- Determinación de disponibilidad de las unidades.

Haciendo uso del historial de mantenimiento del que se disponga, se lleva a cabo un análisis de la confiabilidad de la unidad.

- Determinación de las partes críticas y su modo de falla.

Se deben utilizar el historial de mantenimiento y la base de datos de confiabilidad disponible para ubicar cuales son los modos de falla de cada una de las partes de la unidad en estudio.

- Selección del procedimiento de acuerdo con el modo de falla.

Una vez conocido el modo de falla o mediante el uso de técnicas de monitoreo de las condiciones de operación, se procede a seleccionar la estrategia apropiada.

- Ensamblar el plan para cada unidad.

En las ventanas de producción se procede a confeccionar el plan para cada una de las unidades, que puede, perfectamente, constar de una combinación de todas las estrategias. Debe procurarse que se tienda al mantenimiento preventivo.

- Ensamblar el plan para toda la planta.

Aquí se debe hacer uso de las ventanas de producción y de todas las fuentes y recursos de mantenimiento para ensamblar un plan general para toda la planta.

2.9 Planificación del Mantenimiento.

Se debe conocer que existen tres áreas básicas en la planeación del mantenimiento.

- A largo plazo.
- A corto plazo.
- Planes inmediatos.

La primera cubre la planeación de los requerimientos de mantenimiento y está muy ligada a los proyectos de largo plazo del departamento de producción de la empresa. Esta planeación debe llevarse a cabo en los niveles gerenciales y sus metas se deben fijar a cinco o diez años. Aunque el nivel inicial de esta planificación es muy elevado, los efectos de estos planes recaen sobre toda la organización. El propósito fundamental del planeamiento a largo plazo es mantener los objetivos, las políticas y los procedimientos de mantenimiento acordes con los objetivos fundamentales de la empresa.

La planeación a corto plazo, la segunda área, contiene planes que se desarrollan con horizonte aproximando de un año. Esta recae bajo la responsabilidad directa de los jefes de departamento. Para esto planes se toma en cuenta tres actividades básicas: la instalación de

equipo nuevo, el trabajo y otras actividades que no constituyen el trabajo directo sobre los equipos o instalaciones. Sin una planificación día a día, se estaría dedicando realmente al trabajo tan solo 25% de la fuerza laboral disponible.

Como ejemplo, la manera de evitar viajes en exceso al almacén para pedir herramientas y materiales es proveer al operario de una descripción detallada del trabajo que se va a realizar antes de que lo inicie. Esta lista de materiales y herramientas solo podrá lograrse en la medida en que se haya analizado previamente dicha tarea. El jefe del taller será la persona idónea para hacer la planificación día a día. Debe contarse también con los recursos necesarios.

Es muy importante notar que las tres áreas de planeación difieren enormemente en su tipo de desarrollo y en su nivel administrativo. Sin embargo, todas deben llevarse a cabo de una manera muy coordinada. Los objetivos y responsabilidades de la planeación del trabajo varían muy poco, aunque sea llevado a cabo por un ingeniero de planta, un jefe de taller o un planificador. Aunque los detalles de procedimientos varíen un poco, las actividades necesarias para conseguir los objetivos comunes pueden describirse como investigación, análisis económico, desarrollo de plan, ejecución y evaluación.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ESTACIÓN Y DE TURBOCOMPRESORES

3.1 BATERÍA DE SEPARACIÓN.

La batería de separación recibe la producción de aceite y gas de los diversos pozos petroleros, el crudo total de las llegadas se incorpora al cabezal general de grupo de baja presión de 2.5 Kg/ cm² y una temperatura de 30 °C.

Después de la llegada del crudo al cabezal, la mezcla aceite-gas-agua pasa a los separadores verticales de grupo de baja presión con una presión aproximada de 2.0 Kg/ cm² y una temperatura aproximada de 28 °C, donde los componentes por efecto de choque y diferencia de densidades, se separan, obteniéndose dos fases:

La fase gaseosa de descarga por la parte superior de los separadores hacia el rectificador de baja presión, con una presión aproximada de 2.0 Kg/ cm² en el cual se efectúa una segunda separación de esta fase, para recuperar los líquidos asociados aún a la corriente gaseosa. Estos líquidos se integran de igual manera al tanque, posteriormente el gas es descargado por la parte superior del rectificador y se envía a la Estación de Compresión, donde es comprimido e incorporado a la red de bombeo neumático para ser inyectado nuevamente a los pozos. El gas remanente de la estación es enviado al Complejo Procesador de Gas.

3.1.1 Pozos Productores.

Son perforaciones que se efectúan en áreas perfectamente delimitadas que compone el campo petrolero. Está conformado por el agujero, y un juego de válvulas en la superficie, conocido como árbol de válvulas o árbol de navidad en su conjunto, el árbol proporciona seguridad a los pozos y cada una de ellas tiene una función principal que permite flexibilidad en el manejo y control de los pozos.

El árbol de válvulas se compone por una válvula maestra, dos válvulas laterales de producción, una válvula superior o manométrica, dos válvulas laterales de tubería de revestimiento en cabezal de 6 5/8", y en su caso dos válvulas laterales de tubería de revestimiento en cabezal de 9 5/8".

3.1.2 Líneas de Descarga.

Serie de tuberías de acero normalmente de 3" \varnothing que se construye para transportar el producto obtenido de los pozos en producción. Tienen su origen en la boca del pozo, y su destino en el cabezal primario de llegada de pozos en la batería.

Estas líneas están conectadas a cabezal primario en línea de grupo y prueba mediante juego de válvulas que permiten flexibilidad en el manejo del producto producido.

3.1.3 Cabezal Primario.

Una vez que el hidrocarburo ha sido extraído del subsuelo, y transportado a través de las líneas de descarga de cada pozo, esta llega a un juego de válvulas ubicado en la central de recolección, llamado cabezal primario de llegada de pozos. En este punto, todos los fluidos

(aceite, gas, agua), se recolectan a una presión promedio que varía entre los 4 y 6 Kg/cm², para que posteriormente sean enviados al sistema de separación.

3.1.4 Sistemas de Separación.

Este conformado por un conjunto de separadores verticales cuya función es separar la fase líquida de la gaseosa, a una presión promedio de 3.5 Kg/cm². Los fluidos separados son enviados al cabezal secundario.

3.1.5 Cabezal Secundario de Recibo de Líquidos.

Es un juego de válvulas que recibe de los sistemas de separación, los fluidos líquidos (aceite – agua), para enviarlos a través de tuberías hasta los tanques de almacenamiento general o a los de medición.

3.1.6 Cabezal de Recibo de Gas.

Este cabezal recibe también los fluidos que salen del sistema de separación, pero en la fase gaseosa, su función es recolectarlos, enviarlos al sistema de rectificación, a una presión promedio de 3.5 Kg/cm².

3.1.7 Sistema de Rectificación del Gas.

Recipiente que recibe el gas, producto de la separación, su función es eliminar los líquidos que pudieran ser arrastrados por el gas debido a ineficiencias en la separación, el rectificador opera a una presión promedio de 3.5 Kg/cm². Una vez que el gas ha sido rectificado, es enviado al sistema de medición de gas.

3.1.8 Sistemas de Medición de Gas.

El volumen de gas recibido de rectificación, es cuantificado (medido) en este sistema por medio de medidores de placa de orificio a una presión que varía entre 3.0 y 4.0 Kg/cm². Cada instalación cuenta con medidores de gas que se usan para medir el manejo en la instalación. El volumen de gas que pasa por el sistema de medición, es enviado al sistema de recolección, que lo transportará hasta la estación de compresión correspondiente.

3.1.9 Sistema de Medición de Líquidos.

Está conformada por tanques verticales construidos de acero y de cúpula fija. En estos tanques se recibe volumen de líquidos (mezcla aceite-agua), que viene del sistema de separación, los hay de recibo general donde se mide la producción general de la instalación, y los de medición individual, donde se evalúa la producción de cada pozo.

La capacidad de los tanques verticales de recibo general puede ser de 10000 y 5000 barriles nominales, mientras que para la medición individual son de 500 barriles nominales.

Para la medición en tanques verticales, se utiliza el método de medición a vacío utilizando cintas metálica flexible, utilizando el procedimiento establecido. Una vez que la producción ha sido cuantificada, la mezcla es extraída de los tanques por medio del equipo de bombeo.

3.1.10 Sistemas de Bombeo.

Está formado por motobombas, las del tipo recíprocas, accionadas por motor de combustión interna. La función principal de estas motobombas, es la de extraer la mezcla (agua-aceite) de los tanques de medición y almacenamiento general e individual a una presión de succión promedio de 2 Kg/cm² e introducirlos al sistema de oleoductos que lo transportará hasta la planta de deshidratación a una presión que varía entre 20 y 40 kg/cm² ubicada en el Complejo procesador de gas.

3.2 Estación de Compresión.

El gas que se recibe en la instalación es proveniente de la Batería de Separación, por medio de un gasoducto a una presión de 1.5 Kg/cm², el cual llega a un cabezal de succión y luego pasa a través de un separador principal de gas para eliminar la humedad y el aceite que arrastra dicho gas, posteriormente pasa al separador de succión de la compresora e inicia el proceso de compresión; en el primer paso el gas se comprime a una presión de 5 Kg/cm², pasa a través de un enfriador para entrar al compresor de segundo paso, en donde sale a una presión de 13 Kg/cm², pasa nuevamente al enfriador y entra al tercer paso en donde sale a una presión de 63 Kg/cm². Antes de entrar al cabezal principal de descarga del bombeo neumático (BN) se enfría hasta bajar la temperatura a 45°C. Este gas es enviado a la red de bombeo neumático y el excedente al Complejo Procesador de Gas La Venta (CPGLV).

3.2.1 Operación de una Planta Deshidratadora.

Existen dos etapas en el proceso. La primera, el aceite crudo proveniente de los campos se recibe en un tanque deshidratador atmosférico, este tanque hace la función de deshidratador en frío, donde por efecto de densidades, el aceite se derrama a otro tanque.

En una segunda etapa el aceite es trasegado hacia el sistema de calentadores hasta alimentar a los tratadores electrostáticos o termoquímicos, en los cuales se deshidrata y desala a una temperatura de operación de aproximadamente 70 °C; almacenándose para bombear al Centro de Comercialización de Crudo.

El agua separada es drenada de un tanque e inyecta al yacimiento de los pozos acondicionados para la recepción del agua congénita (salada).

3.2.2 Operación de una Planta de Inyección de Agua.

Se recibe en un cabezal de entrada, el cual consta de válvulas de bloqueo y válvula automática para regular la presión de entrada. El agua circula hacia los filtros de arena y

grava en la cual serán retenidos los sólidos a fin de evitar que el sistema tuviera problemas de obstrucción de los poros en el yacimiento.

Además de evitar abrasión de los elementos móviles del equipo de bombeo, después de pasar por los filtros el agua congénita pasa por las bombas las cuales incrementan la presión desde 6.5 a 9.0 Kg/cm² hasta un promedio de 82.0 Kg/cm². El equipo de bombeo cuenta con dispositivos de disparo por baja presión de succión.

El agua es enviada de ahí al cabezal de alta presión donde se divide el flujo en corrientes, es aquí donde se efectúa la medición y registro de los volúmenes inyectados en cada área para posteriormente ser enviado a cada pozo en las estaciones de medición y distribución de donde se parten en líneas individuales hasta el árbol de válvulas de cada pozo. Para mantener la calidad del agua inyectada y proteger las tuberías se efectúan análisis y tratamientos con productos químicos.

3.3 GENERALIDADES SOBRE LAS TURBOCOMPRESORAS.

El conjunto compresor impulsado por una turbina de gas Centauro consta de una turbina de gas de flujo axial que impulsa el equipo. La turbo maquinaria se presenta completa con todos los accesorios y equipos necesarios. Los componentes principales del conjunto turbocompresor se ilustran en la fotografía 1.

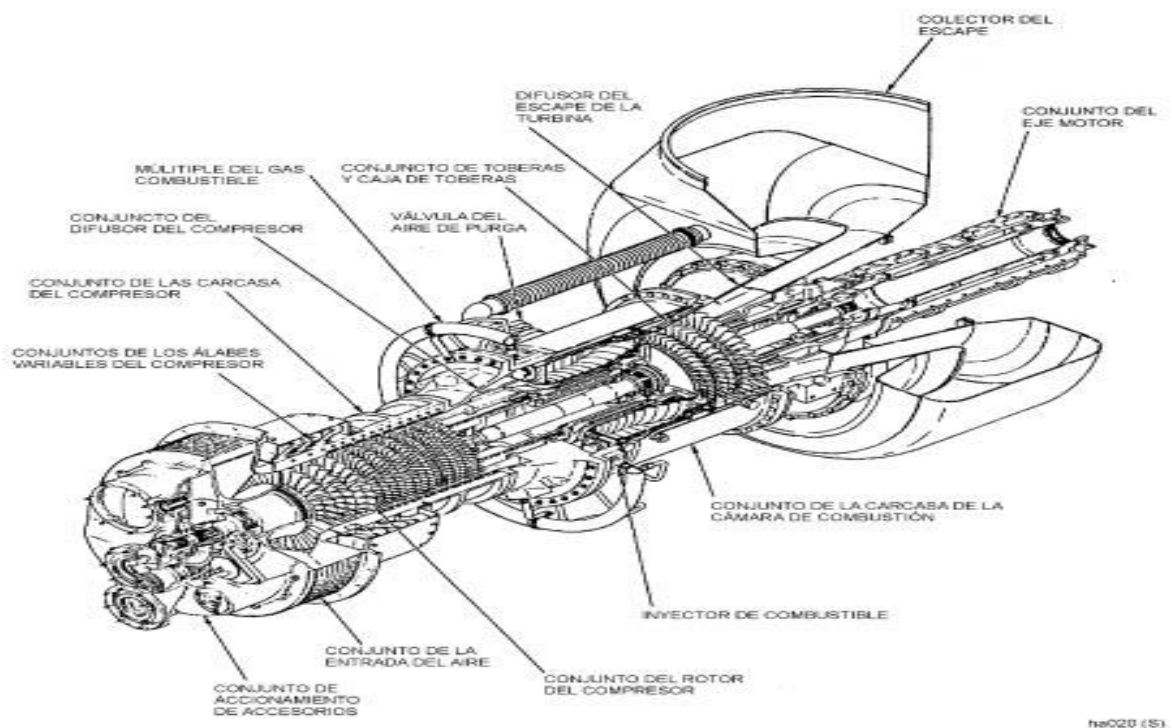


Figura 2. Conjunto compresor impulsado por turbina de gas Centauro.

3.4 COMPONENTES Y SISTEMAS PRINCIPALES DE LA TURBOCOMPRESORA.

3.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TURBO MAQUINARIA.

La turbina de gas y el equipo impulsado constituyen los elementos principales del conjunto compresor impulsado por la turbina de gas Centauro. El conjunto está instalado en un patín de acero pesado. El patín es un conjunto de acero estructural con secciones de vigas y travesaños soldados conjuntamente para formar una base rígida. El eje de salida de la turbina de potencia de la turbo maquinaria está alineado con el eje de entrada del equipo impulsado, y los ejes están conectados mediante un eje de impulsión o impulsión de interconexión estriado protegido por una cubierta de seguridad.

El conjunto turbocompresor es una maquinaria totalmente operativa, equipada con todos los accesorios necesarios para el funcionamiento normal cuando se conecta a las instalaciones de un usuario. Incluye un conjunto completo de sistemas auxiliares, incluido un sistema de arranque completo, un sistema de combustible, un sistema de aire con controles neumáticos asociados, un sistema de aceite de lubricación con subsistemas relacionados, un sistema de control eléctrico y un sistema de sello.

3.4.2 TURBINA DE GAS.

El diseño de la turbina de gas Centauro (figura) es de dos ejes y flujo axial, y consta de:

- Conjunto de impulsión de accesorios.
- Conjunto de entrada de aire.
- Conjunto del compresor de la turbina.
- Conjunto de la cámara de combustión.
- Conjunto de la turbina.
- Colector del escape.
- Eje motor de impulsión.

Los principales componentes de la turbina se mantienen en alineación precisa mediante la coincidencia de bridas con superficies piloto y se atornillan entre sí para formar un conjunto rígido. La unidad de accionamiento de accesorios, atornillada con pernos al conjunto de la entrada de aire, es impulsada por el eje del rotor del compresor de la turbina. La unidad de accionamiento de accesorios soporta e impulsa la bomba de aceite lubricante y otros accesorios e inicialmente es impulsada por el sistema de arranque.

La turbina desarrolla la potencia de salida mediante la conversión de la energía de los gases en expansión a potencia mecánica rotacional. La energía de los gases en expansión impulsa las etapas de la turbina que accionan la sección del compresor de la turbina. Los gases fluyen entonces a través de la turbina de potencia, donde se absorbe más energía que se transfiere al eje motor de impulsión lo que permite mover el equipo impulsado.

3.5 FUNCIONAMIENTO DE LA TURBINA.

Las turbinas de gas generan calor que se convierte en energía mecánica mediante la aplicación del proceso termodinámico del ciclo de Brayton. Ilustra el proceso termodinámico. Los eventos del proceso son los siguientes:

- Compresión: se comprime el aire atmosférico
- Combustión: se añade combustible al aire comprimido y se enciende la mezcla
- Expansión: los gases de combustión se expanden y producen trabajo
- Escape: los gases del escape se descargan a la atmósfera

Los procesos termodinámicos que tienen lugar en una turbina de gas son continuos. Hay un flujo continuo de aire comprimido desde la sección del compresor, una combustión continua dentro del conjunto de la cámara de combustión y una potencia de salida continua desde el conjunto de turbina.

3.5.1 SISTEMA DE AIRE DE LA TURBINA.

El sistema de aire de la turbina se utiliza para presionar los sellos de aceite, enfriar los discos del rotor de la turbina y ayudar a evitar condiciones de bombeo a velocidades críticas. La turbina comienza a producir aire comprimido cuando el motor de arranque hace girar el rotor del compresor de la turbina.

3.5.2 AIRE DE PRES IONIZACIÓN DE SELLOS DE ACEITE.

La turbina incorpora cuatro sellos de laberinto de aire presurizados para evitar fugas de aceite lubricante de los cojinetes. La presión de descarga del compresor (P_{cd}), derivada del conjunto del alojamiento del difusor del compresor, se encamina por tuberías de aire externas a través de orificios hasta el sello delantero del rotor del compresor y al sello de aceite posterior de la turbina de potencia. El aire del difusor del compresor es dosificado, a través de conductos internos, hacia el sello de aceite posterior del rotor del compresor y hacia el sello de aceite de la turbina del productor de gas.

3.5.3 AIRE DE ENFRIAMIENTO DE LA TURBINA.

Hay dos fuentes principales de aire de enfriamiento de la turbina. La primera fuente de aire de enfriamiento se genera en la fuga entre el cubo posterior del compresor y el difusor del compresor, mientras que la segunda fuente se genera en el difusor del compresor.

El recorrido del aire de enfriamiento procedente del difusor se divide entre el conjunto del ducto (revestimiento interior) y el convector (revestimiento exterior).

El conjunto de ducto de aire de enfriamiento crea tres conductos concéntricos separados que rodean la caja del cojinete. El aire de enfriamiento que va hacia el conjunto del ducto, la cámara de combustión, el disco del rotor y los álabes proviene del difusor del compresor y fluye a través del conjunto de ducto hasta el pre mezclador de vórtice. El aire de enfriamiento del pre mezclador de vórtice enfría el borde de ataque del disco del rotor de la turbina de la primera etapa y las paletas del rotor de la primera etapa.

La fuga del cubo del compresor posterior (onceava etapa) es el aire de enfriamiento que pasa por el conjunto de ducto y enfría la caja de soporte del cojinete del compresor No. 3, el perno central del productor de gas y el disco del rotor. El aire que fluye a través de los conductos del eje de la turbina generadora de gas va dirigido a los discos rotores y el perno central del generador de gas. El recorrido del aire de enfriamiento del disco del rotor es dosificado hacia la cara delantera de los discos del rotor mediante un sello de laberinto en el cubo de cada diafragma de tobera entre etapas. El aire de enfriamiento suministrado desde la zona que rodea el convector (revestimiento exterior) pasa a través de la pantalla del alojamiento de soporte de la tobera y es dirigido por un conducto anular a la tobera de la turbina de la primera etapa.

El aire de enfriamiento que entra en las toberas huecas de la primera etapa pasa a través de la placa de choque exterior instalada en cada segmento de la tobera y sale a través de cierto número de orificios dosificadores en los bordes de salida de cada álabe de la tobera de la primera etapa

3.5.4 SISTEMA DE CONTROL DE BOMBEO EN EL COMPRESOR DE LA TURBINA.

El sistema de control de bombeo en el compresor de la turbina se utiliza para evitar el bombeo del compresor de la turbina durante la aceleración. El control de bombeo se basa en el funcionamiento de dos sistemas, el sistema de aire de purgado y el sistema de álabes variables, que trabajan conjuntamente.

3.5.5 SISTEMA DE AIRE DE PURGADO.

El sistema de aire de purgado del compresor está diseñado para prevenir el bombeo en la turbina mediante la reducción de contrapresión en el compresor de la turbina de gas durante la secuencia de arranque. Se purga aire comprimido (aire de purga) del alojamiento de la cámara de combustión mediante el venteo al colector de escape.

Para regular el volumen de aire de purgado, se desarrolla un programa lineal entre las velocidades corregidas del productor de gas de 78 y 80 por ciento.

El sistema de aire de purgado se controla mediante los siguientes componentes:

- Válvula de purgado del compresor (PCV942)

- Servo válvula de la válvula de purgado (L338)
- Sistema de control electrónico

Un actuador hidráulico controla la posición de la válvula de purgado del compresor (PCV942) que se encuentra montado en el conjunto de la carcasa de la cámara de combustión, mediante el uso de presión del aceite lubricante. A medida que la velocidad del productor de gas aumenta o disminuye entre la velocidad corregida de 78 a 80 por ciento, la servo válvula de la válvula de purgado (L338) recibe una señal de un módulo de salidas analógicas para abrir y cerrar la válvula de purgado de acuerdo con el programa de la válvula de purgado. La válvula de purgado no es una válvula de posición variable, y funciona únicamente en las posiciones de abierta o cerrada.

3.5.6 SISTEMA DE ÁLABES.

El sistema de álabes variables está diseñado para compensar aerodinámicamente las etapas de baja presión del compresor con las etapas de alta presión. Este cambio de la posición de los álabes varía el volumen efectivo del aire que entra al rotor del compresor.

El ángulo de los álabes determina las características de compresión de una etapa de compresión específica. Mediante el cambio de la posición de los álabes variables, las etapas críticas de baja presión se realinean para mantener un flujo de aire equilibrado y un rendimiento equilibrado del compresor durante la secuencia de arranque.

A velocidades corregidas del productor de gas inferior al 80%, los álabes se encuentran en la posición cerrada. Por encima de la velocidad corregida del productor de gas de 92 por ciento, los álabes están en posición abierta. Entre estas velocidades, los álabes variables se ubican en su posición según su programa.

El sistema de álabes variables se controla mediante los siguientes componentes:

- Componentes del actuador
- Servo válvula de álabes variables (L339)
- Actuador electrohidráulico (CYL901)
- Sistema de control electrónico

La presión del servo aceite suministrada a la servo válvula (L339) acciona el actuador hidráulico de álabes variables, y posiciona los álabes variables en relación con la velocidad del productor de gas. El actuador es controlado por un módulo de salidas analógicas que ubica los álabes variables en su posición según las siguientes condiciones:

- Señal de la velocidad Ngp
- Temperatura en T1 RTD

3.6 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES.

3.6.1 CONJUNTO DE IMPULSIÓN DE ACCESORIOS.

El conjunto de la unidad de accionamiento de accesorios está formado por un alojamiento, engranajes de reducción helicoidales de la primera etapa, engranajes rectos de la segunda etapa, engranajes cilíndricos de dientes rectos de accionamiento de accesorios, cojinetes, eje principal, ejes de accesorios, alojamiento del adaptador del motor de arranque, embrague del motor de arranque y piñones diferenciales del motor de arranque.

La unidad de impulsión de accesorios está montada en el extremo delantero del conjunto de la entrada de aire y recibe potencia del piñón diferencial del eje del compresor.

El alojamiento del adaptador del motor de arranque soporta los motores de arranque. Los motores transmiten su impulso al embrague del motor de arranque a través de engranajes. El par de torsión se transmite al tren de engranajes de la segunda etapa y a través del tren intermedio al piñón de la primera etapa y al rotor del compresor.

Las bombas accesorias accionadas por la turbina están montadas en zócalos de impulso en el alojamiento de accionamiento de accesorios y son impulsadas por los ejes de accesorios y los engranajes de accionamiento de los accesorios. Este se muestra en la figura 3.

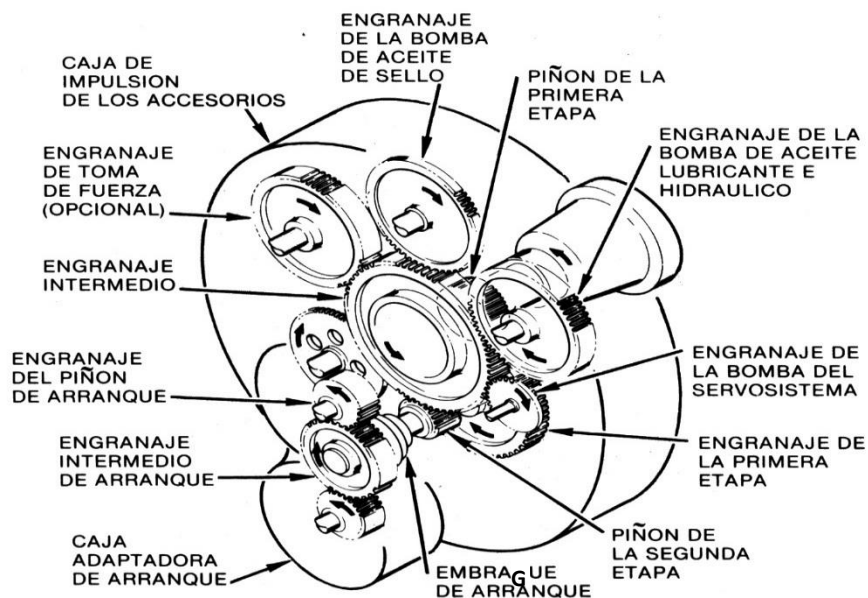


Figura 3: Conjunto de impulsión de accesorios.

3.6.2 CONJUNTO DE ENTRADA DE AIRE.

El conjunto de la entrada de aire, incluido el ducto de la entrada sigue una ruta de flujo en la parte posterior del conjunto de accionamiento de accesorios. Está unido a la caja de accionamiento de accesorios y a la carcasa del compresor.

El aire extraído de los filtros y ductos del aire de entrada sigue una ruta de flujo radial a través del ducto de entrada de aire. El ducto contiene protuberancias para la instalación de tuberías de lavado con agua y un drenaje.

Una abertura anular en el conjunto de entrada de aire convierte la ruta de flujo radial en una ruta de flujo axial. La abertura está cubierta con un filtro de malla espesa para impedir la entrada de materias sólidas extrañas en la entrada de aire del productor de gas. Este filtro no se considerará un dispositivo de filtración de aire. Incluidos en el conjunto de entrada de aire hay soportes para el conjunto de la caja de cojinetes delanteros que contiene el cojinete de zapatas basculantes y los sellos de laberinto. Se muestra en la figura 4.

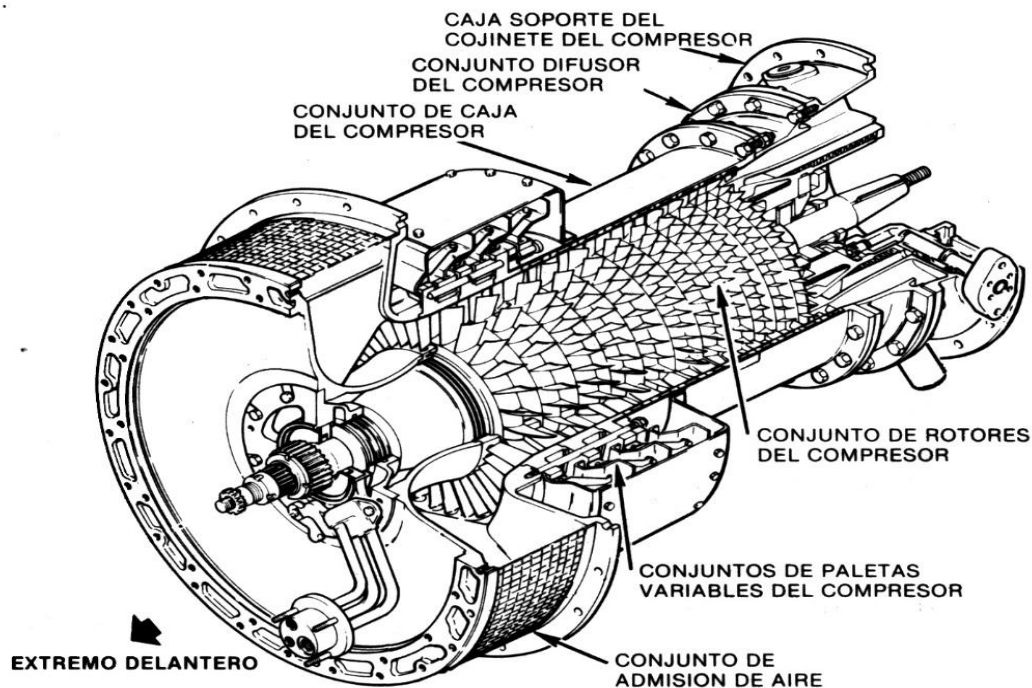


Figura 4: Conjunto de entrada de aire

3.6.3 CONJUNTO DEL COMPRESOR DE LA TURBINA.

El conjunto compresor de la turbina es del tipo de flujo axial de 11 etapas, e incorpora un conjunto de entrada de aire, conjuntos de álabes variables, el conjunto de la carcasa, el conjunto del difusor, la caja de soporte de cojinetes y el conjunto de rotores. El conjunto de entrada de aire tiene una abertura anular cubierta con una malla gruesa y pesada. (Esta malla no se considerará un dispositivo de filtración de aire). La caja de entrada de aire soporta el cojinete delantero del eje del rotor del compresor y la caja de la unidad de accionamiento de accesorios.

Los conjuntos de álabes variables constan del conjunto de álabes directores de entrada, los primeros dos conjuntos de estatores y el actuador de control de los álabes variables. El extremo delantero del conjunto de álabes directores de entrada está atornillado con pernos a la caja de entrada de aire. El extremo posterior del conjunto del estator de la segunda etapa está montado en la carcasa del compresor.

Soportado en los extremos delantero y posterior por cojinetes de zapatas basculantes, el conjunto del rotor está conectado al tren de engranajes de impulsión de accesorios y al eje del rotor de la turbina. Se muestra en la figura 5.

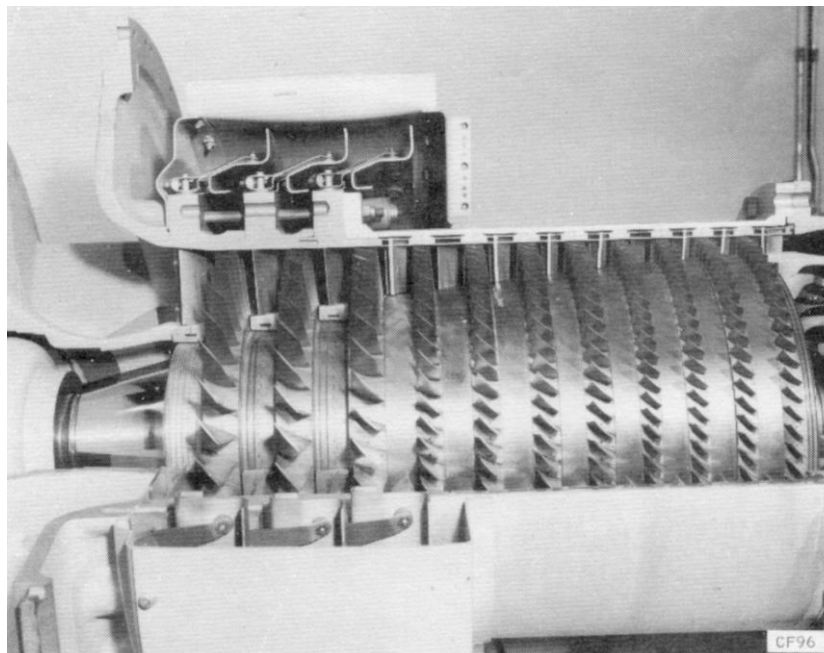


Figura 5: conjunto del compresor de la turbina.

3.6.4 CONJUNTO DE LA TURBINA DEL PRODUCTOR DE GAS.

El conjunto de la turbina del productor de gas incluye el alojamiento de soporte de cojinetes del productor de gas, el conjunto de la cámara de combustión y el rotor de dos etapas de la turbina del productor de gas que impulsa el compresor.

El alojamiento de la cámara de combustión está atornillado con pernos a la brida posterior del alojamiento de soporte de cojinetes y a la brida delantera del difusor del escape de la turbina. Doce inyectores de combustible están montados en salientes alrededor del alojamiento de la cámara de combustión, se proyectan a través de la cúpula de la cámara de combustión y están orientados hacia la cámara de combustión.

Las toberas de la turbina están contenidas en una carcasa de tobera montada en voladizo hacia delante de la brida posterior del alojamiento de la cámara de combustión. Los cojinetes del rotor del productor de gas están soportados por un conjunto de soporte de cojinetes. Las toberas de la turbina se enfrían por medio de aire adicional que pasa a través de la turbina. Se muestra en la figura 6.

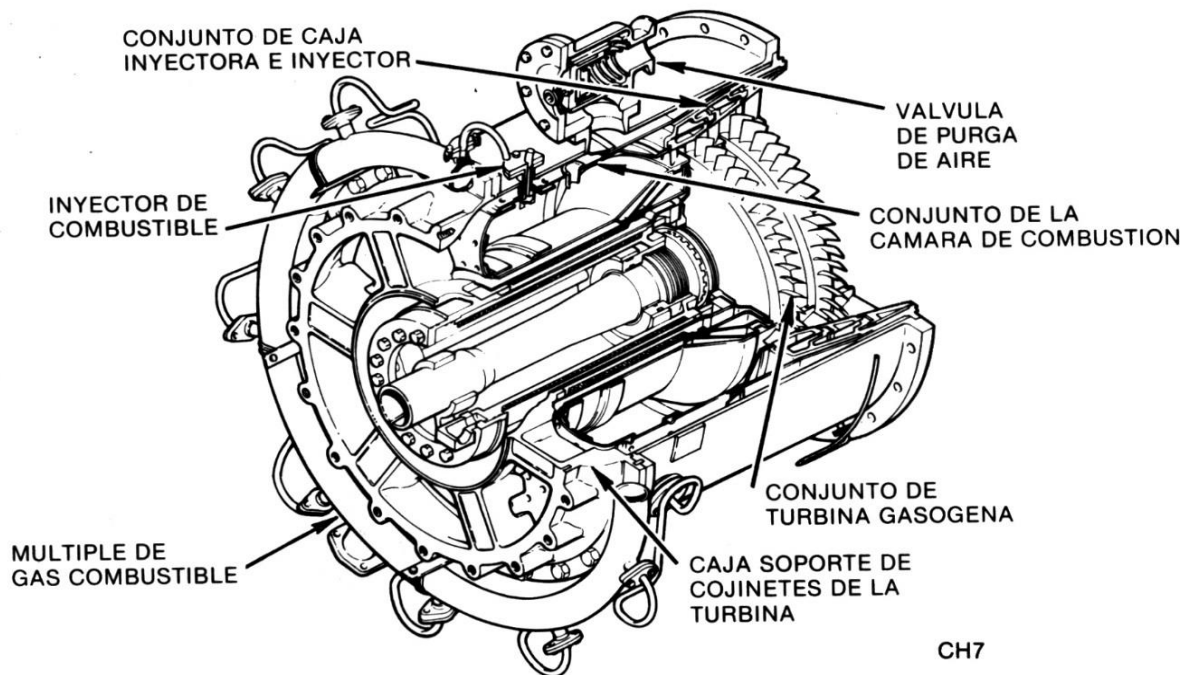


Figura 6: conjunto de la turbina del productor de gas

3.6.5 CONJUNTO DE LA TURBINA DE POTENCIA.

El conjunto de la turbina de potencia consta del rotor de una sola fase, la caja de cojinetes, el difusor del escape y el colector de la salida.

El extremo delantero del alojamiento de cojinetes de la turbina de potencia, que soporta el cojinete del rotor delantero de la turbina de potencia, está unido al difusor del escape de la turbina.

El difusor del escape de la turbina está atornillado con pernos a la brida posterior del alojamiento de la cámara de combustión.

El colector anular de salida está aislado por una colchoneta térmica de acero inoxidable y está atornillado con pernos a la brida posterior del difusor del escape.

Se muestra en la figura 7.

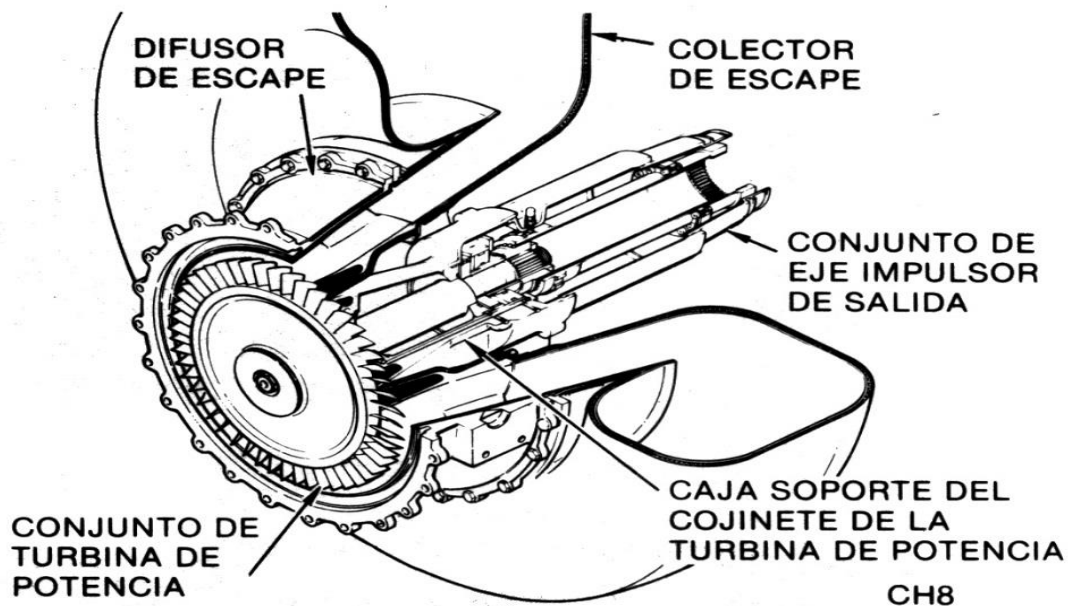


Figura 7: Conjunto de la turbina de potencia

3.6.6 SISTEMA DE ÁLABES VARIABLES.

El sistema de álabes variables viene incorporado para mantener el rendimiento máximo del compresor de la turbina durante el arranque y la aceleración, así como durante el funcionamiento normal.

El sistema está controlado electrónicamente y es accionado hidráulicamente para cambiar el ángulo de los álabes directores de entrada y los álabes de la primera y segunda etapa, con el fin de compensar aerodinámicamente las etapas de baja presión del compresor con las etapas de alta presión.

Solo hay 2 posiciones discernibles de álabes: abiertos y cerrados. Este cambio de posición de los álabes varía el ángulo efectivo del flujo de aire que pasa por los álabes del rotor. El ángulo determina las características de compresión de una etapa de compresión en particular.

Mediante el cambio de posición de los álabes variables, las etapas críticas de baja presión se realinean automáticamente para mantener un flujo de aire y rendimiento del compresor satisfactorios durante el arranque y la aceleración y durante el funcionamiento normal en estado estacionario.

A velocidades de la turbina por debajo del 66% los álabes están en la posición abierta mínima. A velocidad del 66% los álabes empiezan a desplazarse hacia la posición abierta máxima.

El movimiento de los álabes hacia la posición abierta o cerrada se efectúa mediante un actuador hidráulico, que funciona con la presión del aceite lubricante, con el suministro de aceite al (y retorno desde el) cilindro del actuador, controlado por una válvula de control de cuatro direcciones accionada por piloto. La válvula piloto es actuada por solenoide y responde a señales del sistema de control eléctrico de la turbina. Se muestra en la figura 8.

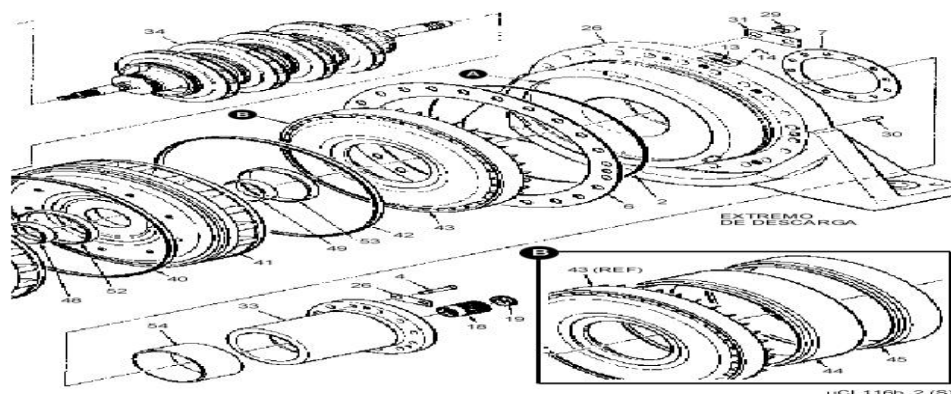


Figura 8. Varillaje del sistema de álabes variables.

3.6.7 UNIDAD DE ENGRANAJES.

En la turbo maquinaria hay instalada una unidad de engranajes de aumento de velocidad para transmitir y aumentar la velocidad rotacional de la turbina para impulsar el equipo impulsado a su velocidad de funcionamiento más eficaz.

La unidad de engranajes mediante un eje impulsor asociado, transmite la velocidad correcta de funcionamiento de la turbina de gas al equipo impulsado. Es de una sola etapa, de eje paralelo con engranes helicoidales y ejes de entrada y salida ranura dos. El eje de entrega de la turbina está conectado al engranaje y eje de impulsión de baja velocidad, que impulsa al engranaje y eje de salida de alta velocidad, que a su vez impulsa al equipo impulsado

3.7 COMPRESOR DE GAS.

3.7.1 COMPRESOR C168.

El compresor centrífugo lleva a cabo una función de comprimir un gas entre niveles de presión requeridos mediante la adición de energía al gas a medida que pasa a través de cada impulsor.

Los álabes de impulsor transmiten esta energía, mediante el aumento de la velocidad y la presión estática del fluido. El gas, que se succiona hacia el ojo del impulsor y sale por su periferia, entra en un difusor con o sin álabes a gran velocidad donde es retardado, transformando la mayor parte de esa energía cinética en presión estática adicional.

El compresor de gas C168 es un compresor centrífugo diseñado para un eficiente servicio de compresión de gas a relaciones de alta presión cuando es impulsado por una turbina de gas Solar. La figura 6 muestra una vista en corte de un compresor de gas C168.

El compresor de gas comprende un conjunto de carcasa en tres secciones, conjuntos de cojinetes y sellos, componentes aerodinámicos y sistemas de aceite lubricante, aceite de sello y gas de separación. La carcasa central de forma cilíndrica incorpora bridas en cada extremo para sujetar las carcasas de los extremos de succión y descarga, patas de apoyo integrales con bridas para afianzarse al patín del turbocompresor y un diámetro interior central para los componentes aerodinámicos. La carcasa del extremo de succión incluye una lumbrera de succión bridada y un diámetro interior pasante para alojar el conjunto de cojinetes y sellos de succión. La carcasa del extremo de descarga comprende una lumbrera de descarga bridada y un diámetro interior pasante para alojar el conjunto de cojinetes y sellos de descarga. Las carcasas de los extremos pueden ser instaladas sobre la carcasa central en varias posiciones de giro para colocar las lumbreras de succión y descarga en posición vertical, horizontal a la derecha y horizontal a la izquierda. Se muestra en la figura 9.

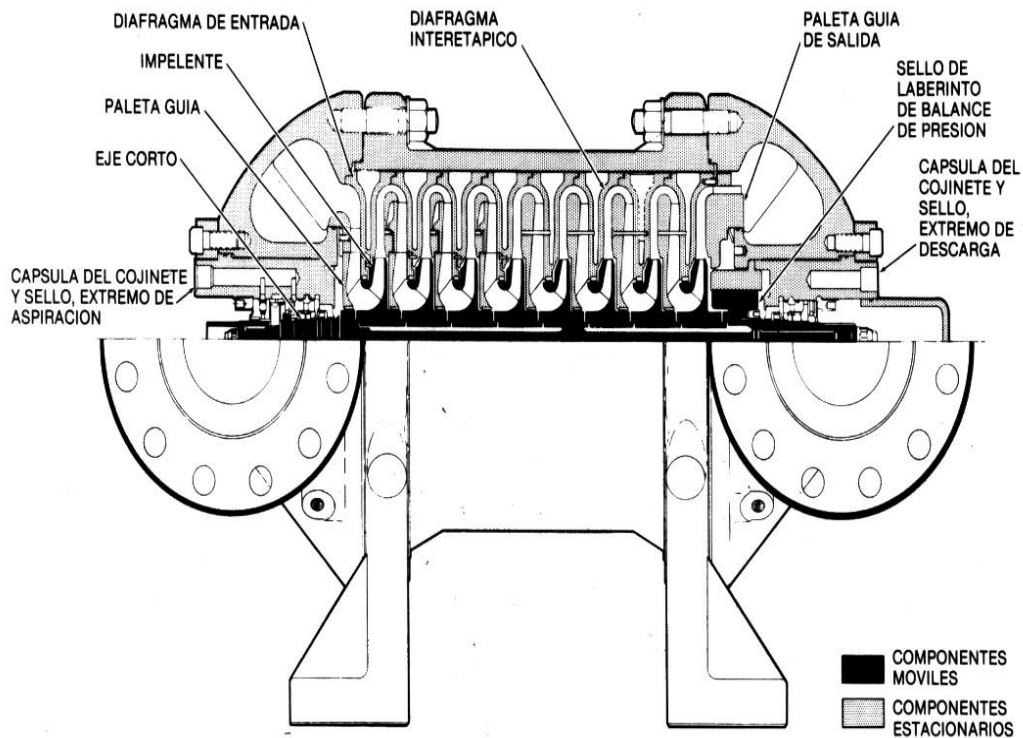


Figura 9. Compresor C168

3.7.2 COMPRESOR C284.

El compresor de gas centrífugo Solar Turbines C284 (figura 7) está diseñado para un servicio colector de gas de baja presión de succión eficaz. Las relaciones de presión de 1.2:1 hasta 4.5:1 y las gamas de flujo de 700 a 10 000 pies cúbicos de entrada por minuto están disponibles, dependiendo de la selección del número y la configuración de las etapas internas.

El compresor lleva a cabo la función de comprimir un gas entre niveles de presión requeridos mediante la adición de energía al gas a medida que pasa. Los álabes del impulsor transmiten esta energía, mediante el aumento de la velocidad y la presión estática del fluido.

El gas, que se succiona hacia el ojo del impulsor y sale por su periferia, entra en un difusor con o sin álabes a gran velocidad donde es retardado, transformando la mayor parte de esa energía cinética en presión estática adicional.

En el compresor se pueden instalar una, dos, tres o cuatro etapas. Cada etapa se puede seleccionar de cinco configuraciones de etapas básicas. Cada etapa consta de un conjunto de estator y un conjunto de impulsor.

El compresor de gas está constituido por un cuerpo central o carcasa principal tipo barril, tapas de extremo, conjuntos de cojinetes y de sellos, componentes aerodinámicos y sistemas de aceite lubricante, de aceite de sellos y de gas de sello.

La carcasa principal tipo barril incorpora bridas y lumbreras de succión y descarga una al lado de otra en uno de los lados que se pueden orientar en cualquiera de tres posiciones, un diámetro interior longitudinal a través del centro para los componentes aerodinámicos diámetro interiores y bridas de montaje en cada extremo de las tapas de extremo que alojan los conjuntos de cojinetes y sellos. Se muestra en la figura 10.

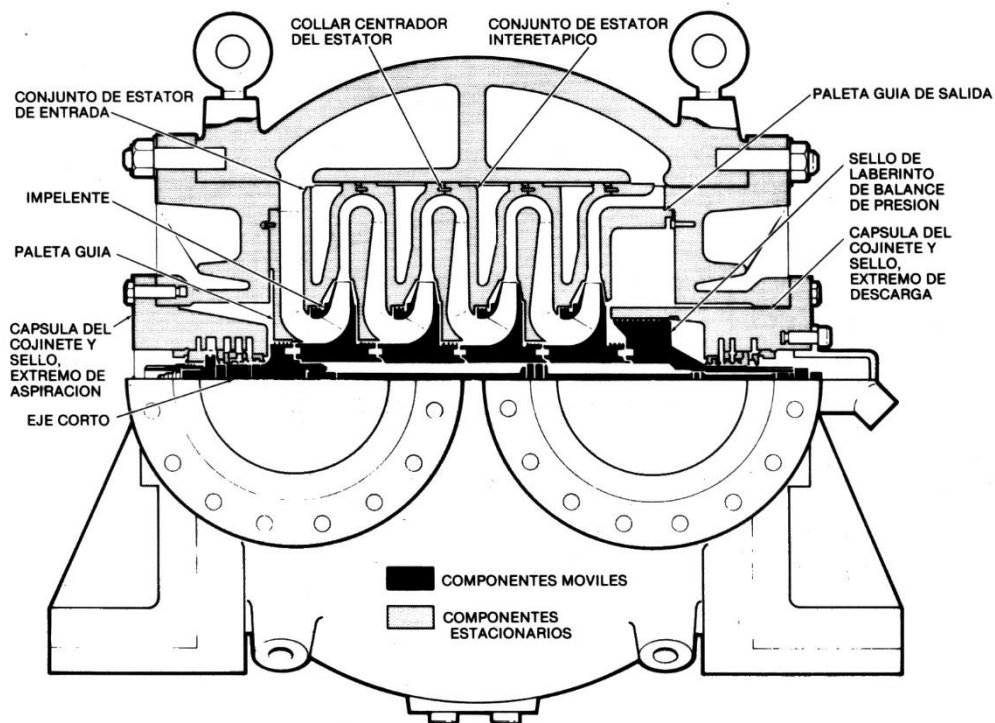


Figura 10: Compresor C284

CAPITULO IV

FUNCIONAMIENTO DEL TURBOCOMPRESORES

4.1 DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL TURBOCOMPRESOR

4.2.1 SISTEMA NEUMÁTICO DE ARRANQUE.

El sistema neumático de arranque utiliza un motor impulsado neumáticamente para transmitir la potencia de arranque a través de un embrague y eje de sobre marcha común.

Cuando la turbina de gas de gas logra la velocidad de 60 por ciento, se corta el suministro de gas o aire a los motores de arranque. Los motores se detienen, y la turbina continúa acelerando hacia su velocidad de vacío.

El sistema de arranque neumático cuenta con los componentes principales siguientes:

- Trampa
- Válvula de corte del motor neumático
- Motor neumático
- Válvula solenoide de corte de gas piloto
- Embrague de espuelas

Durante la secuencia de arranque, el sistema neumático de arranque requiere un suministro de gas natural o aire seco y limpio a una presión especificada.

4.2.2 FUNCIONAMIENTO.

Una tubería secundaria, bifurcada en el suministro principal de gas combustible, suministra gas piloto a la válvula solenoide de corte de gas piloto. Las válvulas de gas piloto dirigen presión neumática para activar la válvula de corte del arrancador neumático.

La válvula de corte del motor neumático controla el flujo de la tubería de alimentación de gas hacia el arrancador. El sistema neumático de arranque es impulsado automáticamente por el sistema de control durante la secuencia de arranque. Después de un ciclo de pre lubricación de una duración predeterminada, se activa la válvula solenoide de corte de gas piloto. Se admite la presión piloto en el actuador de la válvula de corte del motor neumático para abrirla. Los motores del arrancador comienzan a rotar la turbina.

La rotación continúa hasta que se alcanza la velocidad de desembrague; al alcanzar dicha velocidad, una señal del sistema de control eléctrico desactiva la válvula piloto. La presión se ventila y la tensión elástica del resorte cierra la válvula de corte del arrancador. El arrancador se detiene y el embrague gira libremente.

4.2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES.

Trampa

La trampa de la entrada de gas (FS921), instalada fuera de los patines, es un dispositivo con forma de "Y" de acero fundido que contiene una pantalla cilíndrica desmontable de malla 100. La trampa se utiliza para filtrar el suministro de gas del arranque. Se requiere una válvula de corte provista por el usuario aguas arriba para permitir el mantenimiento de la trampa y cortar el suministro de gas cuando sea necesario.

Motor de arranque neumático

El motor de arranque neumático (M922-1), montado en la caja del adaptador del arrancador, transmite la energía de arranque a la turbina a través de un eje y embrague de sobre marcha común. La caja del adaptador del arrancador recibe aceite lubricante a través de un orificio fijo (FO921) y lo dirige hacia los conjuntos del arrancador y del embrague.

Válvula de corte del motor neumático

La válvula de corte del arrancador neumático (V2P921) es una válvula de vaivén de dos posiciones impulsada neumáticamente. Al activarse la válvula solenoide de corte de gas piloto (L330 -1), la presión del gas se dirige a las lumbreras de la válvula de corte, lo cual causa que la válvula se abra. Al desactivarse los solenoides de la válvula piloto se permite el venteo de la presión de gas y el resorte de tensión cierra la válvula de corte del arrancador.

Embrague de espuelas

El conjunto de embrague de espuelas de sobre marcha incluye pistas interna y externa, un embrague de espuelas unidireccional, un cojinete, un eje de interconexión estriado, un sello de gas, un surtidor de chorro de aceite de lubricación, y un orificio de aceite de separación. La pista interna está apernada al motor neumático mientras que la pista externa está conectada al tren de engranajes de impulsión de los accesorios mediante un eje estriado, para impulsar el tren de engranajes. La caja del conjunto del embrague está apernada a la caja del conjunto del motor neumático en un extremo, mientras que el otro extremo está apernado a la carcasa del conjunto de impulsión de accesorios. El embrague de espuelas se desconecta cuando la turbina llega a una velocidad preestablecida, generalmente de 60 por ciento.

Se muestra en la figura 11. El diagrama eléctrico se muestra en la figura 12.

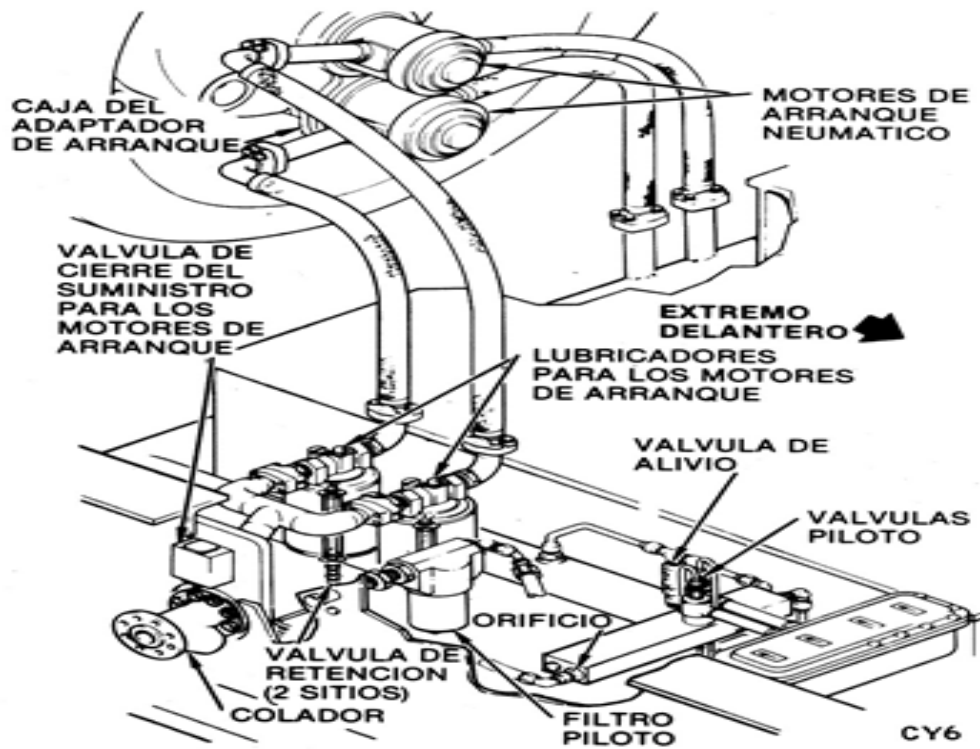


Figura 11. Componentes del sistema de arranque

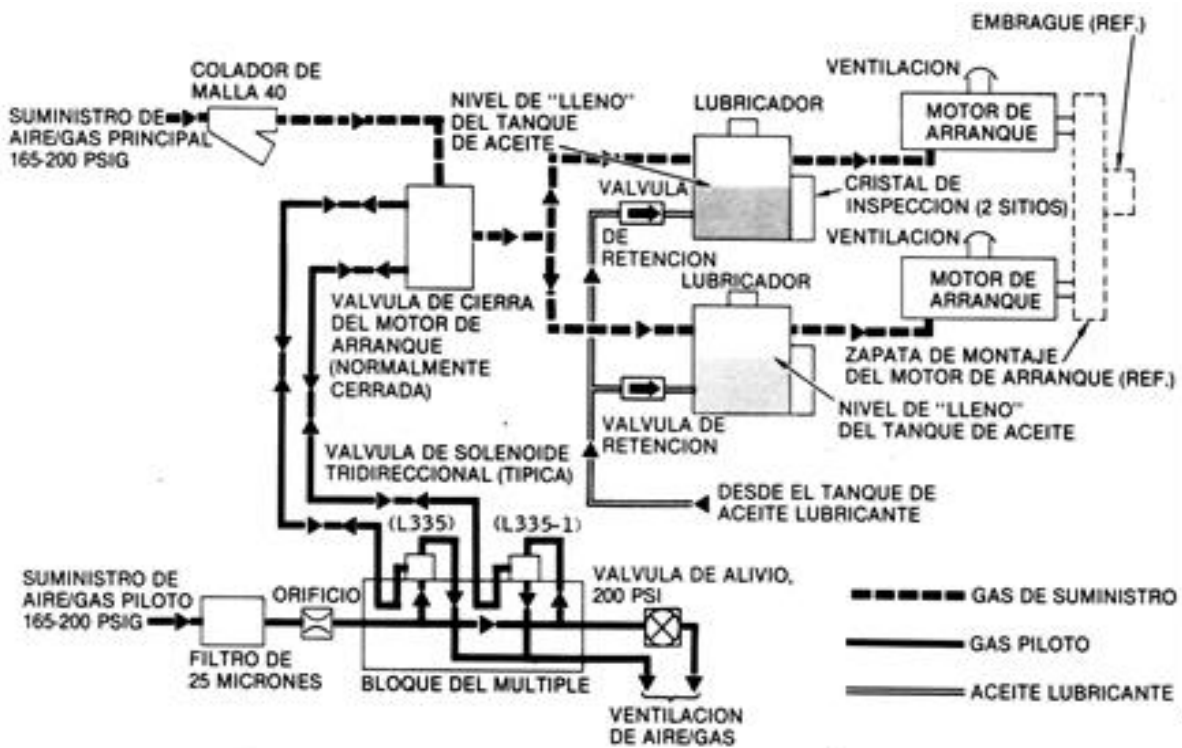


Figura 12. Diagrama Eléctrico del Sistema Neumático de Arranque

4.3 SISTEMA DE COMBUSTIBLE.

4.3.1 FUNCIONAMIENTO.

El gas entra al sistema a través de la trampa del gas combustible. El transmisor de presión del gas combustible cancelará el arranque o iniciará la parada si la presión del gas combustible está por encima o debajo de los valores prefijados.

Entre las válvulas de corte de combustible primaria y secundaria, se encuentra el presostato del gas combustible.

Este se cierra cuando se alcanza la presión incrementante prefijada. Esto verifica la abertura de la válvula primaria de corte y permite la continuación de la secuencia de arranque. Si el presostato del gas combustible no se cierra, se inicia la indicación de falla en la válvula de gas combustible y la parada de la turbina.

Al inicio de cada intento de arranque, en caso de que el presostato del gas combustible esté cerrado, lo cual indica que hay presión de gas en la corriente inferior debajo de la válvula primaria de corte, se abre la válvula solenoide de venteo de gas combustible.

Antes de que la turbina rote durante la secuencia de arranque, se activa la válvula solenoide primaria de corte de combustible. El gas piloto abre la válvula primaria de corte del gas combustible, y deja pasar combustible hasta el presostato de gas combustible y a la válvula secundaria de corte de gas combustible. 2 segundos después de haber sido activada, se desactiva la válvula solenoide piloto primaria de corte de combustible.

Si se abre el presostato de presión del gas combustible, lo cual indica que hay una pérdida u fuga en la válvula secundaria de corte de gas combustible, se inicia una indicación de falla de la válvula de gas combustible y la parada de la turbina.

Una vez transcurridos 20 segundos, se activa la válvula solenoide piloto secundaria de corte de gas combustible. La presión piloto se aplica y se abre la válvula secundaria de corte de gas combustible y se abre la válvula secundaria de corte de gas combustible. Con la válvula primaria de corte del combustible cerrada, se permite que el gas atrapado se escape hacia el sistema de combustible.

El presostato de presión de gas combustible se abre a una presión decreciente prefijada para indicar que la válvula primaria de corte del combustible está completamente cerrada y que la válvula secundaria de corte de gas combustible está abierta. Si el presostato de presión de gas combustible no abre dentro de un intervalo de 25 segundos, se inician una indicación de falla de la válvula de gas combustible y la parada de la turbina. La válvula de corte secundaria se cierra después del intervalo de 25 segundos.

Después que se ha completado la verificación de las válvulas de combustible, se activan la válvula solenoide del quemador y la excitatriz de encendido. El gas combustible fluye hacia el quemador y es encendido por la bujía de encendido en presencia del aire en la cámara de combustión.

Después del encendido se desactivan tanto la excitatriz de encendido como la válvula solenoide de corte del quemador y el quemador de encendido se apaga. Si se indica el encendido inicial dentro de 10 segundos, se inicia la parada de la turbina.

Las válvulas solenoide piloto primaria y secundaria de gas combustible se energizan. La presión piloto abre las válvulas primaria y secundaria de corte de gas combustible y fluye gas al sistema.

El gas combustible se inyecta a través de 12 inyectores de combustible, equidistantes entre sí alrededor de la cámara de combustión, para mezclarse con la corriente de aire de la cámara de aire dentro del revestimiento de la cámara de combustión. La presión incrementada del gas cierra el presostato del gas combustible para desarmar el circuito de fallas de válvulas de gas combustible.

Una señal de programación de combustible proveniente del sistema de control posiciona la válvula de control de dosificación de gas combustible para lograr y mantener el flujo de combustible requerido por las condiciones de funcionamiento en todo momento.

El flujo de combustible real, que viene indicado por el transmisor de presión diferencial de control del medidor de gas combustible, se compara con el valor de flujo de combustible calculado, la diferencia entre los valores real y calculado se utiliza para desarrollar la señal de programación de combustible a la válvula.

Al principio de cada arranque, el sistema de control selecciona la pendiente mínima; a diferentes niveles de la velocidad del productor de gas, la pendiente se incrementa para obtener una respuesta del control más óptima.

Al llegar a la velocidad de vacío, la unidad puede ser cargada manualmente por el operador o mediante la selección de un modo de control de proceso, dependiendo de los requisitos de instalación. Cada método permite que el sistema de control controle el nivel de potencia de la turbina mediante la válvula de control de dosificación del gas combustible.

Su instalación se muestra en la figura 13.

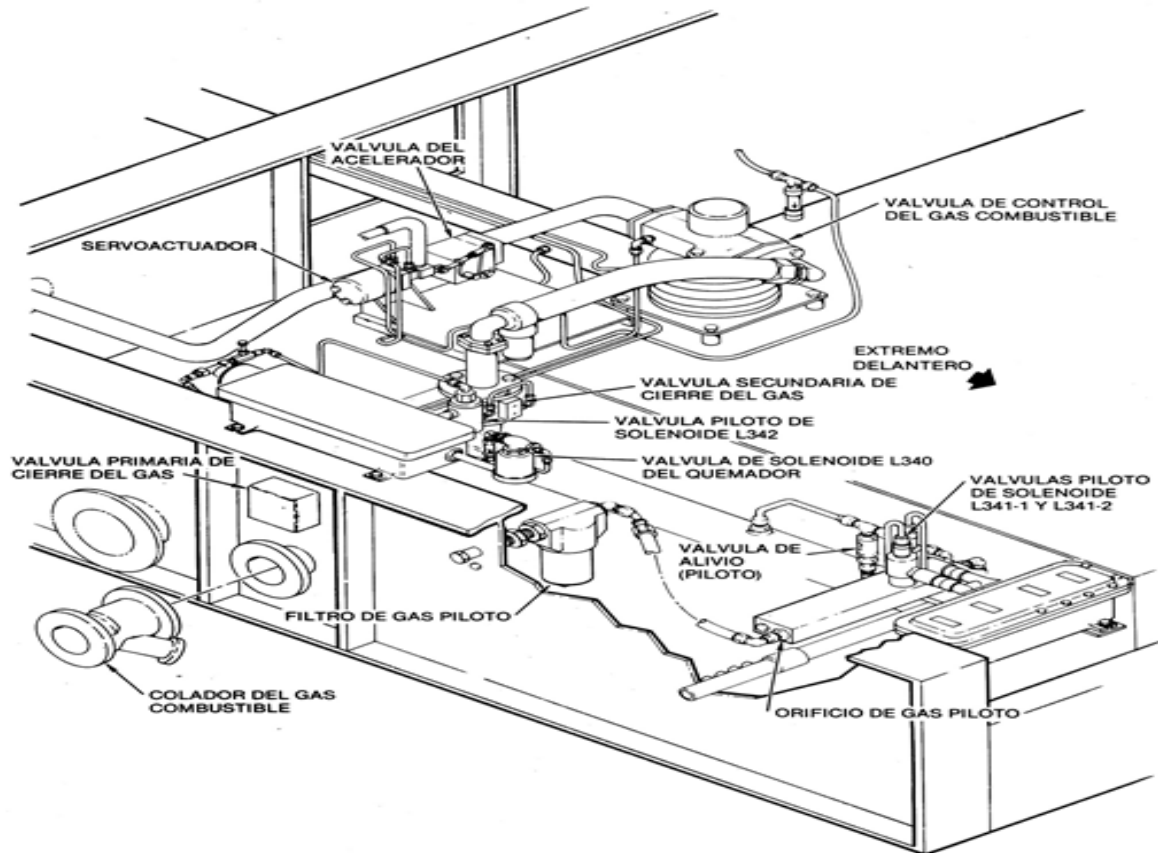


Figura 13. Instalación del Sistema de Gas Combustible

4.3.2 COMPONENTES DEL GAS COMBUSTIBLE.

Válvula de control de dosificación de gas combustible

Es un servo válvula eléctrica de lazo cerrado que controla el flujo ininterrumpido de gas combustible a la turbina. El sistema de control provee una señal analógica que produce la señal de control eléctrica a la válvula.

Orificio medidor del flujo de gas combustible

El orificio calibrado medidor de flujo del gas combustible (FO930) está montado en la tubería de suministro de combustible en el patín. El orificio medidor de flujo de gas combustible restringe el flujo de gas hacia el sistema de gas combustible a través de una abertura de 34.9 mm (1.375 pulgada).

Orificio fijo del conjunto de quemador de gas combustible.

El Orificio fijo del conjunto de quemador de gas combustible (FO931-1), localizado en el conjunto de quemador, es un orificio fijo que restringe el flujo de gas combustible hacia el conjunto de quemador.

Orificio fijo de presión piloto.

El orificio fijo de presión piloto (FO937) está montado en la tubería de suministro de gas piloto. El orificio fijo de presión piloto limita el flujo de gas piloto al múltiple de gas piloto a través de una abertura de 3 mm (0.125 pulgada).

Orificio fijo de retraso de período de extinción fortuita de la llama.

El orificio fijo de retraso de extinción fortuita de la llama (FO940) está montado en serie con el presostato de extinción fortuita de la llama (S349). Se utiliza el orificio para crear una contrapresión en la corriente inferior abajo del presostato y establecer una diferencia de presión a través del presostato.

Inyectores y múltiple de gas combustible.

Los inyectores y el múltiple de gas combustible constan de una caja de inyector, un orificio fijo de inyección de combustible (FO941-1), un conjunto de tubería desde el múltiple a la cámara de combustión y bridas de montaje.

Filtro doble de gas combustible.

El filtro de gas combustible (FS930), instalado fuera del patín en el conjunto de tubería de suministro de gas combustible, es un sistema doble con dos filtros conectados en paralelo. El conjunto de doble filtro, montado en un soporte, incluye válvulas de esfera en las tuberías de entrada y salida de cada filtro para permitir el corte de combustible individualmente.

Colador del Gas Combustible.

El colador de gas combustible (FS931), instalada fuera del patín, es un separador en forma de "Y" de 50.8 mm (2 pul.), con un drenaje y una malla cilíndrica desmontable y lavable con perforaciones de 0.84 mm. El conducto inferior del conjunto tiene acoplado un tapón de drenaje que proporciona acceso al filtro.

Filtro del gas piloto.

El filtro de gas piloto (FS932) protege el sistema de gas piloto contra contaminantes y líquidos en la corriente de gas. El filtro tiene un elemento reemplazable de 10 micrones.

Válvula solenoide de control proporcional de la válvula de purgado.

La válvula solenoide de control proporcional de la válvula de purgado (L338), conectada a la válvula de purgado de control de presión (PCV942), dirige la presión del aceite a las lumbreras de apertura o de cerrado del actuador de la válvula de purgado (parte de PCV942). La válvula es una válvula doble de control proporcional de resorte centrado, de cuatro entradas operada por solenoide.

Válvula solenoide de corte del quemador.

La válvula solenoide de corte de quemador (L340-1) es una válvula normalmente cerrada que tiene dos lumbreras, la cual controla el flujo de gas del regulador al quemador. Es una válvula de acción directa operada por un solenoide con asientos blandos de elastómero.

Válvula solenoide primaria de gas combustible.

La válvula solenoide primaria de corte de gas combustible (L341-1) se energiza o des energiza para abrir o cerrar la válvula primaria.

Válvula solenoide de venteo de gas combustible.

La válvula solenoide de venteo de gas combustible (L341-3) es una válvula normalmente cerrada, de 24 V CD, de dos vías, que se abre para liberar la presión de gas atrapada entre las Válvulas de corte V2P931 y V2P932. Durante la secuencia de verificación de válvulas y después de que se para el sistema combustible, la válvula de venteo se abre brevemente para dejar escapar el combustible atrapado entre las válvulas de corte.

Válvula solenoide secundaria de gas combustible.

La válvula solenoide piloto secundaria de corte de gas combustible (L342-1), cuando se activa, da presión de gas a la Válvula secundaria de corte de gas combustible (V2P932) lo que abre la válvula.

Válvula solenoide de corte de lavado con agua.

La válvula solenoide de corte de lavado con agua (L390-1), es una válvula solenoide de dos posiciones y dos vías que sirve para controlar el suministro de agua al múltiple de lavado con agua para la limpieza del compresor de la turbina.

Regulador del quemador.

El regulador del quemador (PCV930) suministra combustible al quemador de encendido a una presión controlada. Su suministro se toma en la corriente inferior de la válvula secundaria de corte de gas combustible y la válvula solenoide de corte de gas al quemador (L340-1) bloquea su salida.

Válvula de control de presión del gas piloto.

La válvula de control de presión del gas piloto (PCV931) reduce la presión de suministro piloto al nivel requerido por los actuadores de las válvulas primaria y secundaria de corte de combustible. La presión del gas piloto se limita aún más al pasar por el orificio fijo de presión piloto (FO937).

Válvulas de drenaje de la cámara de combustión.

Las válvulas de drenaje de la cámara de combustión (PCV941-1, PCV941-2) son válvulas normalmente abiertas que se cierran durante el funcionamiento a presiones mayores de 14 a 34 kPa (2 a 5 lb/pulgada²). A presiones menores de 14 kPa (2 lb/pulgada²), las válvulas se abren, permitiendo que los líquidos acumulados se drenen de la cámara de combustión y del colector de escape.

Válvula de aire de purgado del compresor.

La válvula de aire de purga del compresor (PCV942) reduce la contrapresión del compresor durante el encendido y el funcionamiento a baja velocidad para evitar el bombeo en la turbina.

Manómetro diferencial del filtro doble de aceite.

El manómetro diferencial del filtro doble de aceite (PDI932-1, PDI932-2), está situado en el conjunto de filtro e indica el diferencial de presión a través de los filtros. Si la presión diferencial sobrepasa límites predeterminados, se debe reemplazar el elemento filtrante.

Manómetro de presión de descarga del compresor (Pcd) de la turbina.

El manómetro indicador (Pcd) de presión de descarga del compresor de la turbina (PI930), ubicado en el panel de indicadores de la turbina, indica la presión interna de la turbina tomada en la caja de soporte de los cojinetes.

Manómetro del gas combustible de la turbina.

El manómetro del gas combustible de la turbina (PI931), localizado en el panel de indicadores de la turbina, indica la presión de gas que entra al sistema y que se aplica a la válvula

primaria de corte de combustible. Puede protegerse contra las presiones excesivas del sistema mediante el cierre parcial de la válvula de amortiguación de instrumentos (VI931-1). La misma válvula puede cerrarse para aislar la lámpara en caso de desmontaje, reemplazo o ajuste.

Detector de temperatura por resistencia de la entrada de aire.

El detector de temperatura por resistencia de aire de entrada (RT339) detecta la temperatura del aire a la entrada de aire de la turbina y envía la señal correspondiente de 4 a 20 mA al sistema de control para su monitoreo.

Detector de temperatura por resistencia del gas combustible.

El detector de temperatura por resistencia del gas combustible (RT586) detecta la temperatura del gas combustible en la entrada de combustible y envía una señal correspondiente de 4 a 20 mA al sistema de control para su monitoreo.

Interruptor de parada por alto flujo de combustible durante el arranque.

El interruptor de parada por alto flujo de combustible durante el arranque, (S341-1), monitorea la salida de la válvula de control de dosificación del gas combustible durante la secuencia de encendido.

Presostato de gas combustible.

El presostato del gas combustible (S342-1) es una unidad detectora de presión con puntos de control pre ajustados de aumento y disminución. El presostato trabaja con la válvula de corte primaria (V2P931) y con la válvula de corte secundaria de gas combustible (V2P932) para hacer posible una secuencia automática de verificación de las válvulas durante el ciclo de arranque de la turbina.

Presostato de parada por extinción fortuita de la llama.

El presostato de parada por extinción fortuita de la llama (S349) es un presostato diferencial que se utiliza para detectar la caída rápida de Pcd durante la extinción fortuita de la llama en la turbina. Se monta en serie con el orificio fijo de retraso de intervalo de extinción de la llama (FO940) y produce la parada de la turbina en caso de ocurrir una instancia de extinción fortuita de la llama durante la aceleración a pleno régimen.

Presostato diferencial del filtro doble.

El presostato diferencial del filtro doble (S530) detecta la presión diferencial en los filtros dobles, y transmite una señal a la consola de control, cuando la presión se incrementa a un valor predeterminado.

Transmisor de presión diferencial de control de dosificación de gas combustible.

El transmisor de presión diferencial de control de dosificación de gas combustible (TPD341-3) detecta la diferencia entre la presión del suministro de gas combustible corriente abajo de la Válvula EGF344 y la presión en la cámara de combustión de la turbina y envía una señal correspondiente de 4 a 20 mA al sistema de control. La señal, que es proporcional al flujo de combustible, se compara con el valor de flujo de combustible calculado y la diferencia entre los valores real y calculado se utiliza para desarrollar la señal de programación de combustible a la Válvula de control de dosificación de gas combustible (EGF344).

Transmisor de presión diferencial en la entrada de aire.

El transmisor de presión diferencial de la entrada de aire a la turbina (TPD358) monitorea la presión diferencial a través de la entrada del aire y envía una señal de 4 a 20 mA al sistema de control. El equipo lógico del sistema de control utiliza la señal para el monitoreo de condición y los cálculos de análisis de rendimiento.

Transmisor de presión diferencial del orificio medidor de flujo del gas combustible.

El transmisor de presión diferencial del orificio del medidor de flujo del gas combustible (TPD586) monitorea la presión diferencial a través del Orificio medidor de flujo de gas combustible (FO930) y transmite una señal de 4 a 20 mA al sistema de control. El sistema de control utiliza la señal para iniciar ya sea una alarma o una parada rápida con enclavamiento.

Transmisor de presión de descarga del compresor (Pcd) del compresor de la turbina.

El transmisor de presión de descarga del compresor (Pcd) del compresor de la turbina (TP349) detecta la presión Pcd y manda una señal de 4 a 20 mA al sistema de control para su monitoreo. El transmisor está protegido por una válvula de purgado y bloqueo (VI931-3) que aísla a dicho transmisor para su mantenimiento.

Transmisor de presión del gas combustible.

El transmisor de presión de gas combustible (TP386) monitorea la entrada de presión de suministro de gas combustible y envía la señal correspondiente de 4 a 20 mA al sistema de control.

Transmisor de presión del gas combustible.

El transmisor de presión del gas combustible (TP586) está conectado corriente arriba del Orificio medidor de flujo de gas combustible (FO930) y detecta la presión de gas en la entrada del orificio y envía una señal correspondiente de 4 a 20 mA al sistema de control para su monitoreo. El transmisor está protegido por una Válvula manual de aislamiento de instrumentos (VI931-5) que aísla a dicho transmisor para su mantenimiento.

Válvula de retención de la entrada de aire.

La válvula de retención de la entrada de aire (VCH930) está situada en la tubería de drenaje que sale del conducto de entrada de aire. La válvula se abre a 1.72 kPa (0.25 lb/pulgada 2). Para prevenir fugas se requiere una contrapresión de 103 kPa (15 lb/pulgada 2).

Válvula de retención de gas combustible al quemador.

La válvula de retención de gas combustible del quemador (VCS933-2), ubicada corriente abajo de la válvula de control de presión de gas combustible del quemador (PCV930), es una válvula de retención de tipo instalado en la tubería, con caída de baja presión. La válvula de retención evita que el reflujo de gas combustible del quemador pase hacia el sistema de gas combustible.

Válvula manual de llenado del filtro.

La válvula manual de llenado del filtro (VH933) está ubicada en una tubería entre los filtros dobles de lubricación. Su función es igualar la presión de combustible que entra a los filtros. Cuando la válvula de llenado está cerrada, el flujo del combustibles dirigido hacia uno de los filtros, como determina la válvula de transferencia del filtro. Al abrirse la válvula de llenado está abierta, se permite que el combustible se purgue de la entrada del filtro seleccionado y que se dirija hacia el otro filtro.

Válvula manual de purgado de transmisor.

La válvula manual de purgado de transmisor (VH934), localizada corriente abajo del transmisor de presión diferencial de control de dosificación de gas combustible (TPD341-3), es una válvula manual de aguja, de tipo de instrumentación. La válvula manual se utiliza para purgar la tubería en el lado inferior del transmisor.

Válvulas de aislamiento de instrumentos.

Las válvulas de aislamiento de instrumentos (VI931-1, VI931-3, VI931-4 VI931-5 y VI931-7) aíslan los manómetros, los transmisores de presión, y los conmutadores para llevar a cabo su calibración, reparación o reemplazo.

Válvula piloto de alivio de presión de gas.

La válvula de alivio de presión de gas piloto (VR931) limita la presión del sistema piloto. La presión excesiva se ventea a la atmósfera.

Válvula de transferencia del filtro.

La válvula de transferencia de filtro (VT930-1, VT930-2), que es parte del conjunto de filtro doble, dirige el flujo de combustible a través de un filtro a la vez. La válvula se coloca en su posición manualmente moviendo una palanca de control para seleccionar el conjunto de filtro deseado.

Válvula primaria de corte de gas combustible.

La válvula primaria de corte de gas combustible (V2P931) es una válvula de vaivén de dos posiciones, neumáticamente accionada. Cuando se energiza la válvula solenoide primaria piloto de corte de gas combustible (L341-1), la presión del gas se dirige hacia las lumbreras del actuador de la válvula de corte lo cual hace que ésta última se abra. Al desactivarse el solenoide de la válvula piloto se permite que la válvula se cierre por la acción del resorte.

Válvula secundaria de corte de gas combustible.

La válvula secundaria de corte de gas combustible (V2P932) es una válvula cargada por resorte de dos posiciones y dos vías. Cuando se des energiza la válvula solenoide secundaria piloto de corte de gas combustible (L342-1), la válvula de corte se mantiene en posición cerrada. Cuando se la energiza, la presión de gas piloto supera la fuerza del resorte y la válvula de corte se abre. El solenoide ventila el gas piloto al ser des energizado y la fuerza del resorte cierra la válvula. Este se muestra en la figura 14.4.

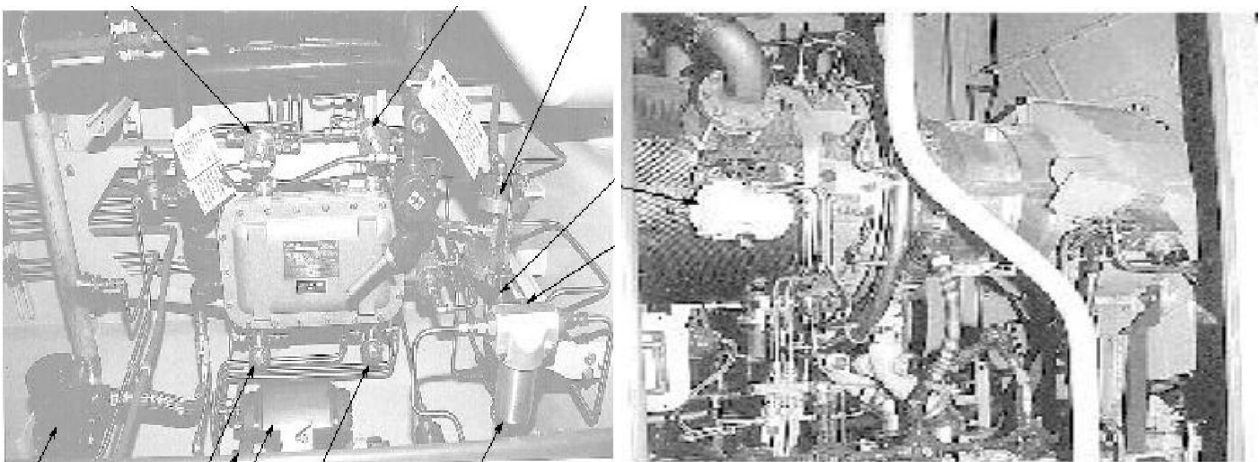


Figura: 14 componentes del sistema de combustible.

4.4 SISTEMA DE CONTROL TURBOTRONIC.

4.4.1 FUNCIONAMIENTO.

El Sistema de Control Turbotronic provee el funcionamiento automático de los sistemas de turbo maquinaria para cumplir con las necesidades del usuario. El sistema de control permite el arranque, la parada y la carga y descarga de la turbo maquinaria, ya sea manual o automáticamente, desde un control local o remoto.

Las funciones provistas por el sistema de control son las siguientes:

- Secuencia
- Control
- Protección
- Visualización

El sistema de control incluye los instrumentos y elementos de control instalados en todos los sistemas de la turbo maquinaria, la consola de control principal y todo el sistema eléctrico.

Los instrumentos y elementos de control de la turbo maquinaria y de los subsistemas son principalmente dispositivos eléctricos, electromecánicos y electro hidromecánicos. Los elementos del controlador principal son eléctricos, electrónicos y a base de microprocesadores.

4.4.2 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL.

Los elementos se muestran en el diagrama a bloques de la figura 15.

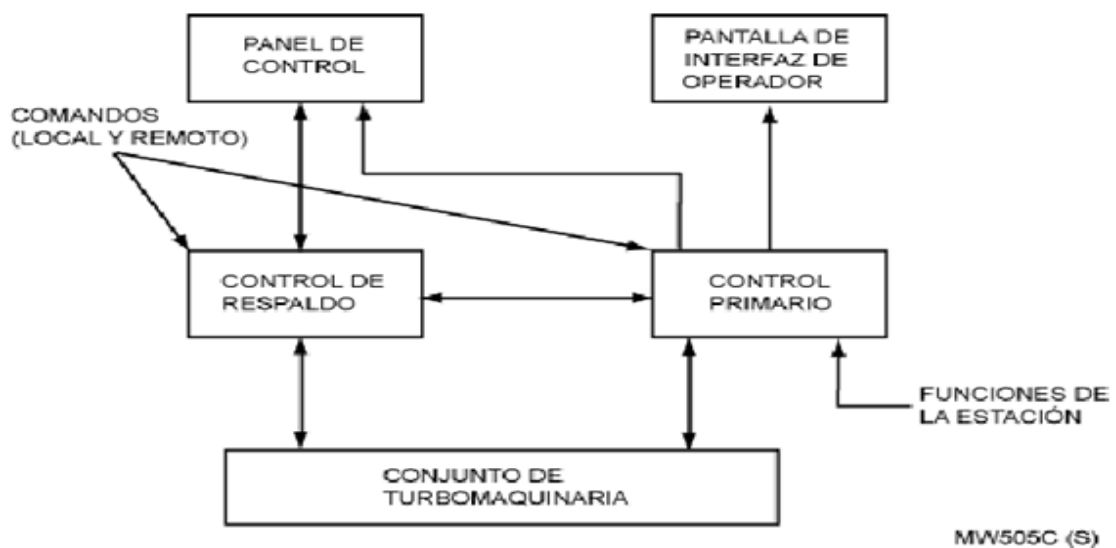


Figura 15: Diagrama a Bloques de los Componentes del Sistema.

4.5 SISTEMA DE CONTROL ELÉCTRICO.

4.5.1 FUNCIONAMIENTO.

El sistema de control eléctrico permite el control global de la unidad de turbo maquinaria y de los sistemas auxiliares. Suministra y distribuye energía eléctrica, responde a los comandos del operador, controla el funcionamiento, ofrece protección y monitorea o supervisa la condición de la turbo maquinaria. Esta unidad usa el sistema de control Turbotronic para proveer toda la secuencia, el control, la protección, y las anunciaciones requeridas para el funcionamiento seguro y eficiente. El sistema de control está basado en microprocesadores y consiste de un controlador lógico programable (PLC), una computadora de visualización de interfaz del operador (siglas en inglés "OID"), un panel de control de la turbina, un control de respaldo, los instrumentos y dispositivos de control de los sistemas de la unidad, y la distribución eléctrica. También incluye subsistemas de monitoreo y de control tales como los sistemas de detección de gas y de detección y extinción de incendios. El control basado en microprocesadores y el equipo de apoyo se encuentran en una consola tipo armario. La consola es una unidad a prueba de explosiones (A.P.E.). Los instrumentos y dispositivos de control están situados dentro y alrededor de la Turbo maquinaria y los sistemas auxiliares. El sistema completo, incluida la energía eléctrica, está interconectado a través de cables y conectores de interfaz eléctrica apropiados.

4.5.2 CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.

El conjunto del controlador lógico programable (PLC) es el dispositivo principal de control. Controla las secuencias de arranque, de funcionamiento, y de parada. Mediante los programas de control de la programación almacenada, y la condición de funcionamiento vigilada así como los datos requeridos por el operador, envía comandos a los dispositivos de control para controlar la velocidad, la temperatura, la carga y otras condiciones del sistema. Es un conjunto que incluye el módulo del procesador del PLC, los módulos de conversión de señales de entrada/salida (E/S), los módulos de comunicación, y los bastidores o armazones de montaje de los módulos con terminales de cableado de brazo oscilante y conectores de tarjetas con borde en el plano posterior.

El conjunto PLC recibe señales de entrada desde el panel de control de la turbina, la visualización de interfaz del operador, y los instrumentos del sistema de la unidad. La entrada desde la pantalla de video se recibe a través del módulo de interfaz de comunicaciones. Las entradas desde el panel de control y los instrumentos se reciben a través de los módulos de entrada. Los módulos de entradas reciben dos tipos de datos, discretos y analógicos.

Los datos de entrada se convierten a formato digital y el procesador accede a ellos a través de la barra colectora de datos de la matriz de conectores E/S del chasis o en el enlace de E/S remotas.

Después de la conversión, los datos toman la forma de un valor binario lógico (1 ó 0) para los datos discretos, o valores enteros o decimales de 12 bits (0 a 4095) para los datos analógicos.

El módulo de comunicaciones recibe los datos en forma de comunicación en serie digital (RS-232-C) y los envía al procesador en forma de una ruta de datos tipo "Data Highway Plus" (DH+). Los datos son generalmente un comando para cambiar una condición de funcionamiento o una solicitud para proporcionar datos de funcionamiento.

El procesador utiliza programas del equipo lógico de aplicación y del sistema para transmitir, almacenar y procesar datos. Toma los datos desde las barras colectoras de comunicaciones y de la memoria de almacenamiento interno y realiza todas las operaciones lógicas, cálculos, y funciones especiales necesarias. Luego pone a disposición de las barras colectoras de comunicaciones los comandos de control y la información de visualización.

4.5.3 VISUALIZACIÓN.

La función de visualización consiste en características de informes y de visualización de interfaz del operador, las lámparas de condición, y el contador de arranques y el medidor de horas de funcionamiento dentro de la caja de empalmes de control.

4.5.4 CONTROL DE RESPALDO.

El control de respaldo inicia la parada de emergencia de la turbo maquinaria y el control del pos lubricación. La entrada es desde el monitor de sobre velocidad de respaldo de la turbina de potencia, de conmutadores manuales de parada rápida (ubicados en la consola, remotos y en el patín), y los contactos de los relés de falla del PLC y del sistema contra incendios. La salida es una lógica de relés que controla la entrada de energía a los dispositivos de control de los sistemas para originar una parada segura de la turbo maquinaria y el funcionamiento secuencial del sistema de aceite de pos lubricación. El control de respaldo es un grupo de relés instantáneos y de retardo.

4.5.5 INSTRUMENTOS Y DISPOSITIVOS DE CONTROL.

Los instrumentos reciben entradas desde los sistemas físicos supervisados. Entre ellos se incluyen detectores de presión, temperatura, flujo y nivel de líquidos y gases, temperatura de metales, vibración, velocidad y posición. Los instrumentos convierten las entradas en una señal de salida eléctrica analógica o discreta de nivel equivalente.

La salida convertida se envía al conjunto del PLC o a un dispositivo de control. Esta conversión de la salida en una señal compatible puede llevarse a cabo directamente por medio del detector o con la ayuda de transmisores, sondas de vibración de proximidad (tipo Proximitor[®]), barreras de seguridad y otros acondicionadores de señales.

Los dispositivos de control reciben entradas desde el PLC y los sistemas de respaldo. Éstos incluyen actuadores electro hidromecánicos, válvulas solenoides y arrancadores de motores. Convierten las entradas eléctricas en parámetros físicos equivalentes. Esto puede lograrse directamente o con la ayuda de convertidores de voltaje, de corriente o de otro tipo.

4.5.6 FUENTE DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE CONTROL.

La fuente de energía del sistema de control proporciona los 24 V CD necesarios para hacer funcionar el sistema de control. El sistema, que está formado por el cargador, la batería y los interruptores disyuntores, se instala en una consola y conjunto de porta módulos.

4.5.7 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA LAS VIBRACIONES.

El sistema de protección contra las vibraciones consiste de un sistema de monitoreo básico y una amplia variedad de tipos de transductores, monitores, e indicadores. El sistema provee protección adicional contra niveles de vibración no aceptables. La iniciación de alarma de advertencia de vibración y parada son anunciada en el monitor de vibraciones.

4.5.7 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y EXTINCIÓN DE INCENDIOS.

El sistema de detección de incendios está formado por sistemas de detección primario y secundario. El sistema principal consta de detectores ultravioletas e infrarrojos (UV/IR) de llamas y de un panel de control. El sistema está diseñado para responder a radiaciones ultravioletas tales como las producidas por incendio abierto. El sistema secundario consta de detectores térmicos (detectores de calor) que responden a una temperatura fija de 163 °C (325°F) o a un aumento rápido de temperatura.

El sistema de extinción de incendios está diseñado para apagar un incendio en la cabina. Los incendios rápidos, tales como los producidos por aceite lubricante, aceite combustible o incendios repentinos, son apagados rápidamente al inundar el área de la cabina con una atmósfera inerte. La atmósfera inerte se crea mediante la descarga de una alta concentración de gas dentro de un espacio cerrado. Para ello, se cierra el sistema de ventilación de la cabina, se descarga el material extintor dentro de la cabina y se cierran las aberturas de venteo mediante la activación de las persianas contra incendios.

4.5.8 SISTEMA DE DETECCIÓN DE GAS.

Un sistema de detección de gas provee protección de alarma de bajo nivel de gas (atmósfera combustible) y de parada por alto nivel de gas, mediante detectores en la cabina. La señal de arranque está enclavada con el sistema de detección de gas para asegurar que la atmósfera no contiene gases antes de activar la turbina de gas. Si el monitor falla se inicia una alarma o una parada de la turbina. El sistema incluye uno o más conjuntos de detección remota y un controlador de estado sólido.

4.6 SISTEMA DE ACEITE.

4.6.1 SISTEMA DE ACEITE LUBRICANTE

El sistema de aceite lubricante proporciona el aceite a la turbina, el equipo impulsado, los cojinetes del conjunto de accionamiento de accesorios y el arrancador neumático. El sistema de aceite lubricante también suministra aceite regulado bajo presión para controlar la posición del actuador de los álabes directores variables y del actuador de la válvula de purgado. Su instalación se muestra en la figura 16.

4.6.2 SISTEMA DE ACEITE HIDRÁULICO.

El sistema de aceite hidráulico suministra aceite de alta presión para impulsar el motor del enfriador, en el caso de utilizarse un motor hidráulico. La bomba principal de aceite lubricante impulsada por la turbina, incorpora un elemento adicional para bombear el aceite hidráulico. Hay una válvula de alivio en la tubería de suministro al motor del ventilador, que limita la presión del aceite hidráulico a 1550 lb/plg².

4.6.3 SISTEMA DE SERVO ACEITE.

Este sistema dispone de una bomba de servo aceite impulsada por la turbina, que suministra aceite bajo presión para accionar el pistón del servo actuador electrohidráulico del sistema de combustible. El sistema incluye también un filtro del servo aceite y una válvula de alivio que limita la presión del servo aceite a 500 lb/plg².

4.6.4 ACEITES LUBRICANTES.

La selección de un aceite lubricante adecuado asegura la lubricación correcta y una larga vida de servicio de la turbina y sus componentes. La selección de un aceite adecuado depende de la composición física y química del aceite y de la temperatura ambiente en el entorno de la turbina antes del arranque.

Varios tipos de aceite lubricante, se usan en el funcionamiento normal de servicio de la turbina de gas y sus accesorios, en el conjunto de impulsión de salida y en el equipo impulsado.

4.6.5 FUNCIONAMIENTO.

Cuando se inicia la secuencia de arranque, el sistema de control activa la bomba de pre/pos lubricación. La bomba succiona aceite del tanque de lubricante y lo envía a través de uno de los filtros principales de aceite lubricante a la turbina, el equipo impulsado, los cojinetes del conjunto de accionamiento de accesorios y el arrancador neumático.

La presión en el circuito del aceite de pre/pos lubricación se mantiene en un valor nominal a la entrada de la turbina por medio de la válvula de alivio de pre/pos lubricación.

A medida que aumenta la velocidad de la turbina durante la secuencia de arranque, la presión de aceite de la bomba principal de lubricación impulsada por la turbina alcanza el valor preestablecido. El sistema de control detiene la bomba de pre/pos lubricación.

El aceite es llevado por la bomba impulsada por la turbina al múltiple del lubricante. El aceite se mantiene a una presión nominal de entrada en la turbina mediante la válvula de control de presión. También se suministra presión del aceite al actuador de la válvula de purgado y al actuador de los álabes directores, lo cual causa que se muevan los pistones del actuador en respuesta a las señales eléctricas del sistema de control.

Al pararse la turbina, la bomba de pre/pos lubricación comienza nuevamente a mantener la presión de aceite durante el tiempo de giro libre de la turbina y a enfriar los cojinetes durante un periodo de tiempo predeterminado, después de que la turbina se ha detenido.

Durante el ciclo de pos lubricación, el transmisor de presión detecta la presión del aceite en el múltiple de aceite lubricante. Si la presión cae por debajo de 0.42 kg/cm² (6 lb/pulgada²), el sistema de control arranca la bomba de respaldo para proporcionar pos lubricación y enfriamiento durante el resto de la secuencia de pos lubricación.

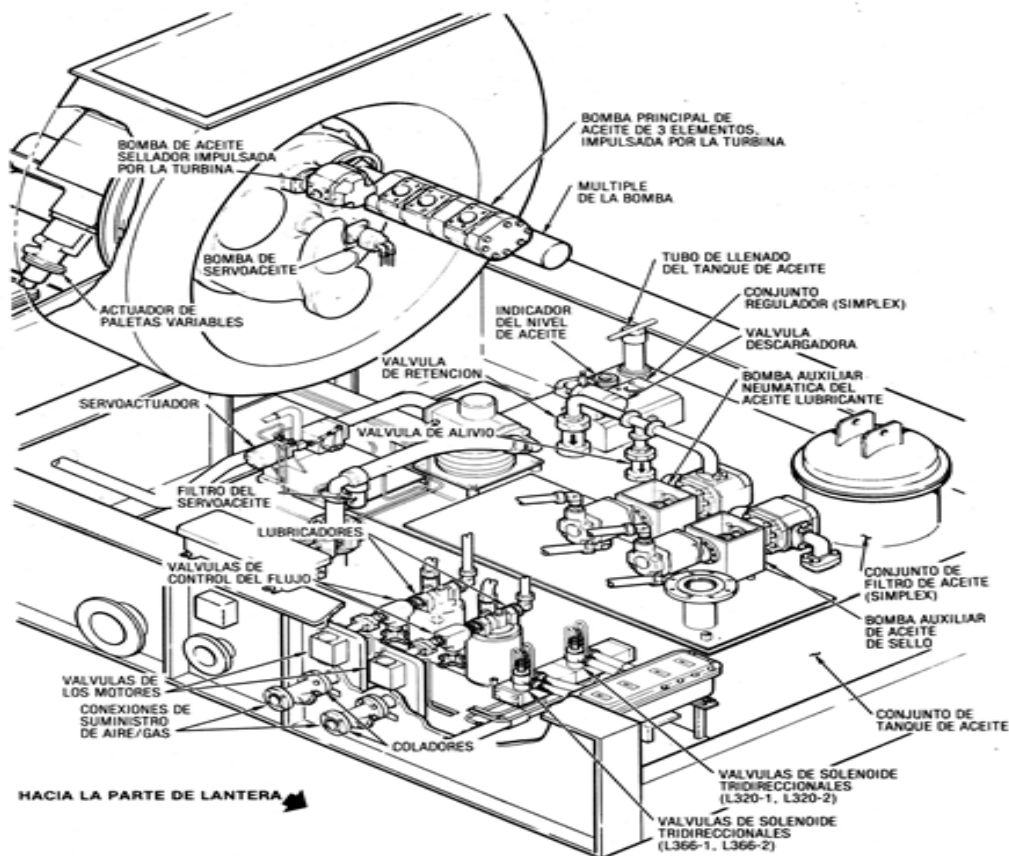


Figura 16. Instalación del Sistema de Aceite

CAPITULO V

DESARROLLO DEL PROYECTO “PROGRAMA DE MANTENIMIENTO”

5 Introducción.

El desarrollo del proyecto nos enfocaremos a los mantenimiento predictivos, preventivos y correctivos, porque estos mantenimiento son los que se pueden programar según el equipo este en operación. Los Turbocompresores modelo Centauro 50, de la marca SolarTurbine. Que están instalados en la Estación de Compresión 5 Presidentes, perteneciente a la empresa de Petróleos Mexicanos (PEMEX) del área de Exploración y Producción.

Realizar todos los procedimientos de mantenimiento e inspecciones, a los intervalos recordados. Este procedimiento prolongara la vida del equipo y minimizar la posibilidad de fallas costosas.

5.1 Mantenimiento Predictivo.

El mantenimiento predictivo propuesto es el de análisis de vibración, viendo que los equipos (turbocompresores), esta sometidos a diversos esfuerzo mecánicos y por tal razón el análisis es importante implementar un estudio y análisis de vibración para la prevención de fallas futuras.

Un tipo de mantenimiento condicionado que acentúa la predicción temprana de las fallas en las maquinarias. Mantenimiento por condición.

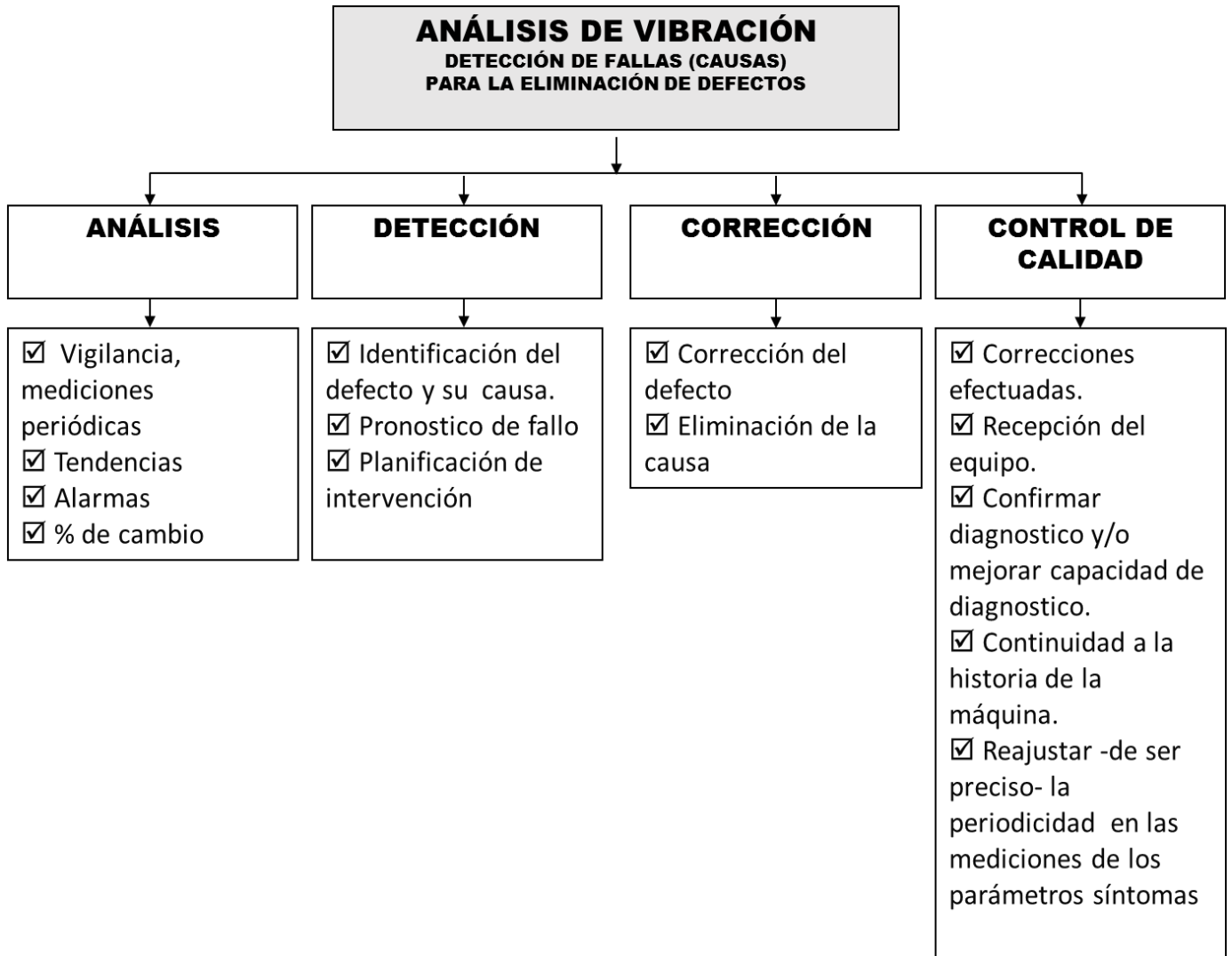
Monitoreo del parámetro específicos en la condición del equipo mientras se encuentra trabajando (basado en la condición).

Las acciones recomendadas son en función de: la maquinaria del equipo; límites de deterioro del equipo, análisis de tendencia; predice la futura falla y estima el tiempo en el que se pueda dar.

Este mantenimiento se basa en el monitoreo del programa de la falla utilizando instrumentación no destructiva; la reparación de la maquina es programada antes de que ocurra una avería catastrófica.

Sus herramientas son: el análisis de vibraciones, análisis de aceite, inspección por ultrasonido aéreo, análisis de corriente en motores, análisis de consumo de energía, video de alta velocidad.

El mantenimiento predictivo implementado en este caso, es el de análisis de vibraciones. La ejecución de este mantenimiento nos ayudara a reducir un posible números de fallas no previstas a continuación se describen los procesos a seguir del mantenimiento predictivo.



Las actividades principales que se deben realizar para que el mantenimiento predictivo se lleve a cabo y funcione tal y como se tiene planeado, es necesario que se cumpla cada uno de los puntos aquí descritos

5.2 Mantenimiento Preventivo.

El mantenimiento preventivo, lo dividiremos en cuatro procesos de mantenimiento, mantenimiento diario, mantenimiento mensual, semestral y el mantenimiento anual.

- Mantenimiento diario y mensual.

El mantenimiento diario y mensual es una inspección general para garantizar que el equipo funcione correctamente y detectar los primeros síntomas de deterioro. Una parte del mantenimiento debe realizarse a diario y otra parte mensualmente. (1000 a 1500 horas de servicio). Para efectuar el mantenimiento diario y algunos de los mantenimientos mensuales, no es necesario detener la maquinaria.

- Mantenimiento semestral.

El mantenimiento semestral enfatiza el control de los sistemas protectores y garantiza un rendimiento óptimo del equipo. El mantenimiento semestral requiere que se detenga la maquinaria durante la mayor parte de la inspección. Con independencia de las horas reales de funcionamiento anual, se recomienda que este mantenimiento se realice semestralmente (4000 horas de servicio). Los intervalos de mantenimiento posterior deben establecerse en base a la experiencia obtenida durante el primer año, teniendo en cuenta la posibilidad de que las condiciones de funcionamiento cambiantes puedan dictaminar otros intervalos más prácticos.

- Mantenimiento Anual.

El mantenimiento anual implica el desmontaje de algunos componentes de subsistemas para su inspección y debe realizarse anualmente (8000 horas de servicio). Sin embargo, las condiciones de funcionamiento establecerán el intervalo más práctico para la inspección de mantenimiento. Los elementos que han producido fallas o que han sido defectuosos en el pasado y todas las discrepancias observadas durante inspecciones anteriores deben volverse a considerar durante un mantenimiento anual, con independencia de si se ha incluido o no en la lista de mantenimiento. El mantenimiento de registro detallado es importante y útil como medio para detectar un defecto en un componente, señalar fallas en un componente en particular y detectar una falla antes de llegar a la etapa donde se vea afectado el rendimiento. Para el mantenimiento anual, el equipo debe pararse.

Asiendo el estudio y análisis a turbocompresores Centauro 50, tomando como base la ordenes de trabajo como se ve en la figura. Se elabora una carta de mantenimiento donde se describe los procesos de mantenimiento adecuados a la estación 5 Presidentes 1.

5.3 Carta de mantenimiento.

En la siguiente tabla se presenta las actividades de mantenimiento diarias, mensuales, semestrales y anuales. Para su practicidad de la tabla se abreviaron las palas por ejemplo, mantenimiento diario (D), mantenimiento mensual (M), mantenimiento semestral (S) y mantenimiento anual (A). El programa recomendado no está diseñado para excluir ningún elemento adicional que pueda desear el propietario.

SISTEMA/DESCRIPCIÓN	D	M	S	A
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CONTROL				
Inspeccione visualmente todos los manómetros e indicadores para asegurar un funcionamiento adecuado del equipo.	X			
Inspeccione las conexiones eléctricas de la consola de control para verificar su limpieza y seguridad.1		X		
Compruebe los detectores de incendios para verificar su limpieza y sensibilidad.		X		
Compruebe que los extintores de incendios estén cargados correctamente.1		X		
Compruebe que el cargador de baterías esté funcionando adecuadamente. Para las baterías de CD, coloque el cargador a alta capacidad durante unas horas.		X		
Compruebe y registre la salida de la toma magnética de velocidad.			X	
Compruebe el estado de las conexiones de los termopares. Compruebe la integridad de los aros de refuerzo.1			X	
Inspeccione el compensador y mida la resistencia cuando sea aplicable.				X
Tareas periódicas de mantenimiento				
Extraiga e inspeccione el cable de encendido. Revise la bujía del dispositivo de encendido para ver si presenta erosión y tiene la separación adecuada. Sustituya la bujía si es necesario.			X	
Compruebe el sistema de limitación de velocidad y temperatura. Regúlelo de ser necesario.			X	
Compruebe y regule el sistema de control de velocidad, incluso los monitores.			X	
Regule los monitores de temperatura.			X	
Compruebe y regule todos los medidores de presión y temperatura.			X	
Compruebe y regule de ser necesario todos los dispositivos de alarma de seguridad y de parada automática.			X	
Compruebe y regule el monitor de vibración de la turbo maquinaria y los transductores relacionados con el mismo.				X
Sustituya las baterías de litio del PLC (para sistemas de control basados en PLC).				X

Calibre los módulos E/S del PLC (para sistemas de control basados en PLC).				X
--	--	--	--	---

SISTEMA/DESCRIPCIÓN	D	M	S	A
SISTEMA DE AIRE				
Verificaciones periódicas				
Compruebe si existen obstrucciones o contaminación en el sistema de entrada de aire.1 Registre la presión diferencial.2		X		
Si tiene instalado el secador de aire, compruebe su funcionamiento.1		X		
Compruebe la posición de los álabes directores de entrada, así como la pintura de los pares de torsión en las paradas con abertura completa y el mecanismo de varillaje del cilindro del actuador.			X	
Inspeccione para determinar el desgaste en el mecanismo de los álabes variables del compresor de la turbina. Compruebe si hay brazos curvados, varillajes flojos o casquillos sueltos. Asegúrese de que los ajustes de los topes sean correctos. Compruebe si existen cables de señalización dañados al actuador, si corresponde.1			X	
Inspeccione el mecanismo del actuador de la válvula de purgado para garantizar un funcionamiento apropiado, (turbinas Centaur 50, Taurus).1			X	
Inspeccione los sistemas de entrada y de escape para comprobar si existen daños, fugas y residuos.1			X	
Tareas periódicas de mantenimiento.				
Inspeccione y sustituya, de ser necesario, los filtros de entrada de aire.2			X	
Si se han instalados filtros de aire de auto limpieza, compruebe la presión de suministro e inicie manualmente el funcionamiento de limpieza.		X		
Desmonte, limpie, inspeccione y vuelva a montar la válvula de purgado.			X	
SISTEMAS DEL SERVO ACEITE Y DE ACEITE LUBRICANTE				
Verificaciones periódicas				
Revise el nivel del tanque de aceite cada 24 horas. Registre el consumo de aceite.	X			
Si el sistema de compensación de aceite está instalado, verifique que funciona adecuadamente.		X		
Compruebe el voltaje de la correa del enfriador.1		X		
De ser aplicable, compruebe el funcionamiento de la persiana del enfriador de aceite.		X		
Compruebe el funcionamiento adecuado del ventilador de venteo del tanque de aceite lubricante y del separador de niebla.		X		
Compruebe y registre la presión diferencial del filtro de aceite lubricante. Cambie los filtros si se excede el límite de la presión diferencial.		X		
Compruebe el indicador tipo eyector en el filtro de servo aceite; si está disparado cambie el filtro.			X	
Compruebe el núcleo del enfriador de aceite; límpielo de ser necesario.			X	
Tareas periódicas de mantenimiento				

Tome una muestra de aceite lubricante para análisis de laboratorio. 3,4		X		
Inspeccione y sustituya, si es necesario, los filtros de servo aceite y de aceite lubricante.5			X	
Lubrique los cojinetes del eje en el ventilador del enfriador de aceite.			X	
SISTEMA DE ACEITE DE SELLO				
Verificaciones periódicas				
Compruebe la temperatura y el nivel de aceite en el tanque de desgasificación, (según corresponda).	X			
Compruebe las mirillas de cristal del aceite de sello para verificar el flujo adecuado de aceite y gas.		X		
Compruebe el filtro de aceite de sello y registre la presión diferencial. Cambie el filtro si la presión diferencial excede los límites (o si el indicador tipo eyector se ha disparado, según corresponda).		X		
Compruebe los filtros de aire y de gas de separación; sustitúyalos si es necesario.		X		
Verifique la mirilla de cristal del tanque de aceite de sello superior, si corresponde.		X		
Compruebe los elementos conglutinados del aceite de sello, reemplácelos si es necesario.			X	
Tareas periódicas de mantenimiento				
Inspeccione y reemplace, si es necesario, los filtros de suministro de aceite de sello.				X
Inspeccione y limpie los coladores de entrada a la trampa de aceite de sello.				X
Compruebe la calibración de todos los transmisores, interruptores y medidores en las consolas de aceite de sello.				X
Desarme y reconstruya las trampas de aceite de sello; alinee el varillaje.				X
Limpie e inspeccione las válvulas reguladoras de presión diferencial del gas de separación y del aceite de sello.				X
SISTEMA DE SELLOS SECOS DE GAS				
Verificaciones periódicas				
Compruebe el flujo de aire de separación y de gas de sello.		X		
Compruebe y registre las fugas del sello seco de gas en los dos extremos de cada compresor, según corresponda.		X		
Compruebe y registre la presión diferencial del filtro tipo conglutinador de aire de separación y de gas de sello. Cambie el elemento si la presión diferencial sobrepasa de 138 kPa (20 lb/pulgada ²).		X		
Tareas periódicas de mantenimiento				
Drene el elemento conglutinador del aire de separación (y según corresponda, el conglutinador del gas de sello).		X		
Sustituya los elementos filtrantes del filtro tipo conglutinador del gas de sello y del aire de separación. Reemplace los elementos si la presión diferencial está por encima de 138 kPa (20 lb/pulgada ²) según sea			X	

necesario.				
Compruebe la calibración de todos los transmisores, interruptores y manómetros en las consolas de aceite de gas.			X	
Cuando sea aplicable, limpie e inspeccione las válvulas reguladoras de presión diferencial del sistema de sellos secos de gas.		X		
SISTEMA DE GAS COMBUSTIBLE				
Verificaciones periódicas				
Inspeccione el sistema de control de combustible, en cuanto a seguridad, fugas y funcionamiento adecuado. Incluya la válvula de control de gas combustible, el impulsor de control de combustible, la válvula de entrada y todas las articulaciones y conexiones.1			X	
Inspeccione la válvula de disco para el control de combustible, sustituyéndola de ser necesario.1			X	
Tareas periódicas de mantenimiento.				
Registre la presión de combustible y, de ser necesario, ajústela en el regulador fuera del patín.		X		
Desarme, limpie y reconstruya las válvulas de gas de ser aplicable.			X	
Desmunte e inspeccione la caja del quemador de encendido tipo antorcha para grietas y desgaste excesivo; inspeccione el tubo de descarga en busca de roces en el tubo.			X	
SISTEMA DE ARRANQUE Y MOTORES AUXILIARES				
Verificaciones periódicas.				
Inspeccione y compruebe la bomba de aceite de pre/pos lubricación, la bomba de aceite de sello, la bomba de aceite lubricante de respaldo y la bomba de aceite de sello de respaldo, según corresponda.1			X	
De ser aplicable, inspeccione el embrague del motor de arranque, para garantizar que cierra en una dirección y gira libremente en la opuesta.1			X	
Si el conjunto del motor de arranque es neumático, compruébelo para detectar cualquier desgaste y consumo de aceite inusual. Verifique el funcionamiento correcto del arrancador al volver a arrancar la unidad, incluyendo el lubricador del arrancador.1			X	
Compruebe los sellos del motor de arranque para detectar fugas de gas dentro de la unidad de accionamiento de accesorios.1			X	
Si se trata del sistema de arranque electrohidráulico, verifique el conjunto de la bomba/motor y el motor de arranque hidráulico montado en la turbina.1				
Si es un sistema de arranque electrohidráulico, revise el nivel del tanque de aceite.	X			
Tareas periódicas de mantenimiento.				
Para sistemas de arranque electrohidráulico, obtenga una muestra de aceite del sistema del arrancador para el análisis en el laboratorio.				X

Para los sistemas de arranque electrohidráulicos, cambie los filtros del sistema de arranque.				X
Para los sistemas de arranque neumático que utilicen motores de arranque con el número de pieza de la serie 190475, cambie el aceite de lubricación.7				X
GENERALIDADES.				
Verificaciones periódicas.				
Esté alerta a cualquier condición de funcionamiento inusual (vibración, ruido, etc.).	X			
Inspeccione todas las tuberías y mangueras para detectar fugas, desgaste y roces y rectifique lo que sea necesario.	X			
Inspeccione todos los varillajes mecánicos para detectar desgaste o ajustes flojos; rectifique lo que sea necesario.	X			
Inspeccione las tuberías de la estación. Verifique que todos los soportes y herrajes estén bien fijados.	X			
Inspeccione visualmente todo el conjunto de la turbo maquinaria para detectar fugas de combustible, aceite y aire.		X		
Inspeccione visualmente la integridad de los afianzadores, acoplamientos de motores auxiliares, y el varillaje de control de la válvula de purgado y de combustible.		X		
Compruebe el estado y funcionamiento de todas las válvulas de corte y de solenoide.1				
Inspeccione el conjunto de la turbo maquinaria para detectar ruidos inusuales, decoloración, grietas y tuberías con roces.		X		
Inspeccione visualmente los fuelles de escape para detectar grietas o deformaciones.				X
Tareas periódicas de mantenimiento				
Registre todas las lecturas del panel, compruebe que todos los medidores que lleven aceite estén llenos.3		X		
Haga los análisis de funcionamiento de la turbina. Efectúe una limpieza ingestiva si la Pcd desciende un 5 por ciento o más del valor de base normalizado.3		X		
Inspeccione con un endoscopio la sección de la cámara de combustión.			X	
Lubrique todos los motores eléctricos que tengan herrajes de engrase.			X	
Compruebe todas las válvulas de alivio de seguridad conforme a lo dispuesto por los reglamentos locales.			X	
Limpie todo el conjunto de la turbo maquinaria.			X	
Desmunte la bomba de aceite de sello de la unidad de accionamiento de accesorios (si está instalada). Revise las estrías del eje para detectar posible desgaste o la evidencia de fugas de aceite. Revise el accionamiento de accesorios internamente. Vuelva a instalar la bomba de aceite de sello al utilizar una nueva junta.				X
Desarme los ejes de interconexión e inspeccione las estrías para detectar				X

desgaste. Vuelva a montar con nuevos sellos "O".				
Compruebe y ajuste el alineamiento de la turbina, la unidad de engranajes y el (los) compresor(es) según corresponda.				X
Arranque nuevamente la turbina y registre el tiempo de aceleración. Supervise el sistema de control para ver si la secuencia es correcta.			X	
Realice un examen de vibración para conocer las tendencias. ³			X	
Tome muestras para verificar la calidad del agua de NOx y registre los resultados. ⁸	X			
Tome muestras del (de los) combustible(s) y registre los resultados. ⁸				X

NOTAS:

(1) Estas comprobaciones periódicas sólo pueden realizarse con la unidad parada. Sin embargo, no es necesario realizar las tareas en el intervalo especificado; pueden aplazarse hasta la siguiente inspección semestral o hasta la siguiente parada operativa.

(2) Los filtros de entrada de aire se deben reemplazar siguiendo las recomendaciones del fabricante. Como guía, los filtros de barrera requieren servicio si la presión diferencial alcanza el punto de ajuste de alarma, normalmente a 5 pulgadas de agua (12.7 cm de agua). Los pre filtros requieren servicio si la presión diferencial aumenta de 1.0 a 1.5 pulgadas de agua (2.5 a 3.8 cm de agua) por encima de la línea de base.

(3) Todas las tareas de mantenimiento excepto estas exigen que se pare la unidad.

(4) Vea los criterios para el reemplazo del aceite en la Especificación de ingeniería 9-224 de Solar.

(5) Todos los elementos filtrantes del aceite lubricante y del servo aceite deben reemplazarse cuando haya contaminación visible, cuando los indicadores tipo eyector de presión diferencial se hayan disparado, o cuando se excedan los límites de la presión diferencial. Si no ocurre ninguna de estas condiciones, los filtros deben reemplazarse una vez al año.

(6) Consulte la Especificación de ingeniería 9-347 de Solar para conocer los criterios de reemplazo de aceite. Tome muestras más frecuentemente si se realizan más arranques de lo normal.

(7) El aceite lubricante se debe reemplazar después de cada 500 arranques.

(8) Para los datos de combustible y calidad del agua para sistemas NOx, consulte la Especificación de ingeniería Solar 9-98.

5.4 Procedimiento de Mantenimiento general.

La unidad sólo puede ponerse en marcha cuando las condiciones indican que es seguro hacerlo. Se debe evitar en todo momento las acumulaciones peligrosamente explosivas de gas natural, vapores de combustible, fugas del venteo del tanque de aceite, o de vapores de disolventes. Esto se realiza mediante el venteo apropiado, la eliminación de las fugas y al limitar el uso de solventes a las instalaciones de mantenimiento apropiadas.

La unidad sólo puede ponerse en marcha por parte del personal calificado. El operador debe comprender el funcionamiento y los sistemas de la turbina y del equipo impulsado, y debe conocer y comprender todos los controles, indicadores, indicaciones normales y límites operativos.

El personal operativo y de mantenimiento que trabaja en las inmediaciones de la máquina en funcionamiento debe utilizar una protección auditiva y ocular apropiada.

5.5 Desmontaje e Instalación de Accesorios.

Las áreas de trabajo deben estar siempre limpias para garantizar un montaje limpio. Es muy importante debido a las altas velocidades y estrechas tolerancias de las piezas de la turbina de gas.

Para el montaje e instalación de accesorios, cañerías y mazos de cables eléctricos, siga las prácticas habituales de mantenimiento y reparación industrial. No se requieren herramientas especiales. Todos estos elementos están montados con o conectados a herrajes estándar. Deseche siempre las juntas viejas y sustitúyalas por piezas nuevas de material y dimensiones idénticas.

5.6 Limpieza.

Cuando utilice disolventes o soluciones recomendados para la limpieza o tratamiento de las piezas de la turbina, lleve máscaras, gafas y guantes.

Evite el contacto y la inhalación de disolventes o soluciones. Los limpiadores emulsivos que utilizan disolventes de petróleo como líquido portador presentan posibles peligros de incendio. Por lo tanto, cumpla las precauciones contra incendios.

Siga las precauciones del fabricante para evitar daños personales cuando utilice los materiales de limpieza sugeridos.

La correcta limpieza a fondo de todas las piezas es importante para un funcionamiento satisfactorio. Cuando transcurra un tiempo considerable entre la limpieza o la inspección y el nuevo montaje, lubrique y coloque las piezas limpias en bolsas de plástico transparente para evitar la corrosión o contaminación. Limpie los accesorios de acuerdo con la Tabla df

Piezas	Método de Limpieza	Material de Limpieza
Colador de gas Enfriador de aceite	Limpiar y lavar	Disolvente Stoddard o un equivalente
Bomba de aceite Presos tato del aceite	Limpie con un paño limpio, sin pelusa, humedecido en disolvente.	Disolvente Stoddard o un equivalente
Conmutadores térmicos Excitatriz (de encendido) Indicadores del panel de instrumentos Lámparas Interruptores y relés	Limpie con un paño limpio, sin pelusa y seco.	No se requiere
Tuberías de combustible y aceite Filtros de tubería de Pcd Trampas de agua Filtros de gas combustible	Forzar un lavado a fondo y secar con aire comprimido seco.	Disolvente Stoddard o un equivalente
Bujía de encendido Inyectores de combustible	Limpiar con un cepillo de alambre suave	No se requiere

Nota: tape receptáculos eléctricos antes de limpiar para evitar que contamine.

5.7 Desengrase.

Los disolventes de petróleo tienen puntos de inflamación relativamente bajos. Su uso en forma de pulverizadores los hace altamente inflamables. Deben adoptarse las precauciones contra incendios apropiadas. El personal debe protegerse para no inhalar los vapores del pulverizador.

Desengrase con disolventes de petróleo, disolventes emulsivos o disolventes clorados. Utilice disolventes que cumplan con las especificaciones federales P-D-680, Tipo I ó II (EE.UU.), o equivalentes, en un depósito de baño químico o con un pulverizador en una cabina exterior y ventilada. Sumerja, remoje y agite las piezas o rocíelas a presión hasta que se elimine el aceite y la grasa. Utilice un cepillo de cerdas de fibra para eliminar la grasa endurecida o la carbonilla blanda. Puede ser necesaria la des carbonización para eliminar la carbonilla dura.

5.8 CONCLUSIÓN.

En los últimos años es notorio que en nuestro país no le da mucho énfasis a la realización ni seguimiento al mantenimiento preventivo, ya que para muchos es muy costoso el mantenimiento.

Pero no se percatan de las pérdidas que pueden llegar a sufrir en caso de que una maquinaria de producción falle.

Para evitar este tipo de fallas se propone el mantenimiento preventivo y así no tener que llegar al mantenimiento correctivo al menos que sea necesario ya sea por falla por término de tiempo de vida útil de un elemento.

Podemos concluir que al efectuar una correcta aplicación del programa de mantenimiento; como llevar los tiempos adecuados y las rutinas necesarias, se puede tener un ahorro considerable tanto en tiempo de ejecución como de capital; ya que con esto se toma medidas para evitar llegar a una situación donde el equipo pare de manera repentina por una falla que pudo ser eliminada con una constante supervisión.

5.9 Glosario.

ACTUADOR NEUMÁTICO DE UNA VÁLVULA: Mecanismo que actúa con presión de aire y normalmente se utiliza para abrir o cerrar válvulas.

ACUMULADOR PRESURIZADO: Tanque cilíndrico que almacena aceite hidráulico a 3300 psi que se localiza en el módulo maestro de la consola Baker.

AFORO DE POZO: Conjunto de actividades que se realiza a través de un separador horizontal bifásico para separar el gas y aceite que produce un pozo y cuantificarlos por separado mediante el método indirecto de placa de orificio.

AGA: American Gas Association (Asociación Americana del Gas).

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

B1: Bomba Haskel No.1

B2: Bomba Haskel No.2

BAJANTE: Término de uso común en la industria petrolera para identificar la tubería que transporta la producción de un pozo del medio árbol a los cabezales de grupo y prueba. Estando parado frente a la válvula maestra, la bajante uno es aquella que se encuentra al lado izquierdo y la bajante dos al lado derecho.

BANDA PROPORCIONAL: Modo de control que determina la velocidad de cierre o apertura de una válvula automática (Banda angosta velocidad muy rápida, Banda ancha velocidad muy lenta).

BITÁCORA: Libro de registro diario de eventos realizados en un área establecida.

BN: Bombeo Neumático

BOMBA HASKEL: Accesorio mecánico que aumenta la presión del aceite hidráulico del sistema de la consola hidroneumática Baker a 3300 psi.

BOTÓN DE EMPUJE DEL SISTEMA ESD (PUSH): Elemento número nueve del módulo maestro que al oprimirlo abre una válvula para cargar el sistema de emergencia ESD con una señal de 50 psi.

BOURDON: Elemento primario en forma de hoz que sirve para medir presión.

BPD: Barriles Por Día

CABEZAL DE GRUPO: Término de uso común en la industria petrolera para identificar la tubería que recolecta la producción de los pozos de la bajante al óleo gasoducto.

CABEZAL DE PRUEBA: Tubería que conecta la bajante con el separador de prueba.

CABEZAL HIDRÁULICO DE 3300 PSI: Tubería que distribuye la señal de presión hidráulica de 3300 psi del módulo maestro a los módulos individuales.

CABEZAL NEUMÁTICO DE 120 PSI A MÓDULOS INDIVIDUALES: Tubería que distribuye la señal de presión neumática de 120 psi del módulo maestro a los módulos individuales.

CABEZAL NEUMÁTICO DE 50 PSI: Tubería que distribuye la señal de presión neumática de 50 psi del módulo maestro a los módulos individuales.

COMPENSACIÓN ATMOSFÉRICA: Es la lectura estática por presión atmosférica que se compensa en la gráfica L-10 cuando se calibra un registrador de presión.

CONSTANTE DE PLACA: Es un valor que se calcula con los diámetros de la placa de orificio y de la tubería, el rango de la celda diferencial y de las condiciones de flujo y/o del gas o aceite que pasa por el punto de medición. Esta constante en el Activo Cantarell se maneja en unidades de millones de pies cúbicos por día (MMPCPD).

CONTROLADOR AUTOMÁTICO: Es el elemento de un circuito de control que compara el SET-POINT con la variable controlada y ordena una señal correctiva al elemento final de control sin intervención del hombre con el fin de ajustar el proceso en el valor deseado.

CORRIDA DE UN AFORO DE UN POZO: Es el tiempo que dura el aforo, después de estabilizar las condiciones en el separador de prueba, y en el cual se toman datos de referencia para el cálculo del flujo de gas o aceite.

CHISMOSO: Es un término vulgar de uso común que identifica a la válvula de la toma de presión en la bajante de un pozo que alimenta al piloto DA.

DA: Disparo Automático

DENSIDAD (PESO ESPECIFICO): Es el peso por unidad de volumen de una sustancia. La densidad del agua es 62.4 libras por pie cubico, o 1 tonelada por metro cubico (al nivel del mar y a 60 °F). La densidad del aire es 0.0752 libras por pie cubico en condiciones estándares de presión y temperatura.

MANÓMETRO: Es un instrumento para indicar presión manométrica.

MBPD: Mil Barriles por día.

MEDIO ÁRBOL: Es el arreglo de válvulas que se instala arriba de la bola colgadora cuya función principal es controlar el cierre o apertura de un pozo

MMPCPD Mil Miles de pies cúbicos por día = Millón de pies cúbicos por día.

MÓDULO INDIVIDUAL: Se llama módulo individual de la consola Baker al sistema de mecanismos, que sirven para controlar individualmente la apertura o cierre de las válvulas de seguridad superficial (SSV) y sub-superficial (SSSV) de cada uno de los pozos, mediante una señal neumática de 120 psi y una señal hidráulica de 3300 psi.

PI: Pressure Indicator (Indicador de presión)

PIERNA DE NIVEL: Elemento primario de un control de nivel que opera bajo el principio de flotación de los cuerpos dentro de un líquido.

PILOTO DA: Es la protección o disparo por alta o baja presión que cierra las válvulas SSV y SSSV a través del módulo individual.

P_{INY}: Presión superficial del gas de Inyección

PLACA DE ORIFICIO: Elemento primario para la medición o control de flujo que opera bajo el principio de presión diferencial.

PORCENTAJE DE AGUA: Es la cantidad de agua que contiene el petróleo por cada 100 mililitros, litros, barriles o metros cúbicos.

POZO EN AUTOMÁTICO: Es aquél que tiene el piloto DA en operación, es decir que está protegido por alta y baja presión en la bajante del pozo.

POZO EN MANUAL: Es aquel que tiene el piloto DA fuera de operación y que no se dispara el módulo individual por alta y baja presión en la bajante del pozo.

POZO ENTRAMPADO: Es el pozo que tiene el tapón puesto en el vástago del actuador de la SSV y la válvula de ½" del medio árbol cerrada. En esta condición las válvulas de seguridad no se cerraran aunque se dispare el módulo individual.

PRESIÓN ABSOLUTA: Es la suma de la presión manométrica más la presión atmosférica.

PRESIÓN ATMOSFERICA: Es la fuerza ejercida en una unidad de área por el peso de la atmósfera cuyo valor al nivel del mar es 14.7 psi o 1.033 kg/cm².

PRESIÓN DIFERENCIAL: Es la diferencia entre dos presiones medidas en dos puntos diferentes con la misma dirección de flujo.

PRESIÓN ESTÁTICA: Esta presión equivale a la fuerza por unidad de área que actúa sobre una pared y que es provocado por algún fluido en reposo o en donde el flujo es paralelo a la pared del conducto, también se le denomina presión de línea.

PRESIÓN MANOMÉTRICA: Es una presión mayor a la atmosférica.

PRESIÓN SENSADA: Termino que se usa para identificar en el piloto DA, la señal de presión proveniente de la bajante del pozo, la cual se toma como referencia para ajustar los disparos por alta y baja presión

PSH: Pressure Safety High (Seguridad por alta presión, disparo por alta presión)

PSL: Pressure Safety Low (Seguridad por baja presión, disparo por baja presión)

PSV: Pressure Safety Valve (Válvula de seguridad de presión).

PV: Pressure Valve (Válvula de presión).

PUNTO DE AJUSTE (SET-POINT): Es el punto de referencia en la cual se quiere controlar el nivel o la presión en el separador de prueba.

PUSH: Palabra en inglés que significa Empuje.

Q_{INY}: Volumen de gas de inyección en MMPCPD:

Q_O: Volumen de aceite en BPD.

5.10 BIBLIOGRAFÍA

- Manual de operador (Turbina Centauro 50).

Solar Turbines.

A Caterpillar Company.

- Lista ilustrada de piezas (Turbina Centauro 50).

Solar Turbines.

A Caterpillar Company.

- Datos suplementarios (Turbina Centauro 50).

Solar Turbines.

A Caterpillar Company.

- El Mantenimiento Fuente de Beneficios

Juan Paul Souris.

Díaz de Santos.

- Mantenimiento Total de la Producción

Francisco Rey Sacristán.

ED. Fundación Confemental.

- Manual de Ingeniero Mecánico Marks.

Eugene A. Abollone.

Theodore Baumeister III.

Novena edición Mc. Graw Hill.