

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UN SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL (BASADO EN MCC).

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el bachiller
Miguel A Rodríguez L.
Para optar al título de
Ingeniero Mecánico.

Caracas, 2002.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UN SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL (BASADO EN MCC).

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Alfonso Quiroga.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Héctor Cedeño.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el bachiller
Miguel A Rodríguez L.
Para optar al título de
Ingeniero Mecánico.

Caracas, 2002.

Rodríguez L, Miguel A.

ESTUDIO DEL MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE UN SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL (BASADO EN MCC).

**Tutor Académico: Prof. Alfonso Quiroga. Tutor Industrial: Ing. Héctor
Cedeño. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Mecánica. 2002, nº pág. 130**

Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad, Gestión, Riesgo.

RESUMEN

El objetivo fundamental del presente trabajo, es establecer los requerimientos de mantenimiento de los sistemas de deshidratación con Trietilenglicol de la Planta de Extracción San Joaquín, PDVSA-GAS. Para el desarrollo de este proyecto se utilizaron herramientas basadas en confiabilidad operacional, de manera de comenzar a impulsar en la empresa una conducta de mantenimiento de clase mundial, involucrando a la confiabilidad de los equipos como el parámetro fundamental para la evaluación de la gestión de mantenimiento. En este sentido, se comenzó por clasificar los equipos en dos grupos, (Equipos dinámicos y equipos estáticos), con la finalidad de aplicar a cada uno de ellos la metodología que permitiese sacar el mayor provecho de la información obtenida en planta, dando como resultado la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), como la que mejor describe a los equipos dinámicos, como las bombas de glicol, y la de Inspecciones Basadas en Riesgo (IBR), para el estudio de los equipos estáticos. Todo esto presentado, bajo el formato establecido en cada caso, como una propuesta final de mantenimiento para todos los equipos asociados a estos sistemas.

DEDICATORIA

El presente trabajo que representa el logro de una de mis principales metas lo dedico muy especialmente:

A mis padres por su constancia y dedicación familiar.

A mi abuela Isolina por el cariño que me ha brindado en todo momento.

A mis hermanos Ana, Nory, Jose y Mary quienes siempre me han ofrecido su apoyo incondicional.

A mis sobrinos Noribel, Ricardo y Daniela por mantener vivo en mí la necesidad de un mañana mejor.

A la Universidad Central de Venezuela por la formación que me ha brindado.

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Héctor Cedeño, Tutor Industrial, por sus acertados comentarios durante el desarrollo del trabajo.

Al Prof Tutor. Ing. Alfonso Quiroga, por su valiosa colaboración y experiencia en el área de mantenimiento.

Al Prof. José Luis Perera, quien me orientó al inicio de este trabajo.

A PDVSA-GAS, por brindarme la oportunidad de adquirir esta valiosa primera experiencia laboral.

A los Ingenieros, Técnicos, Mecánicos, Operadores y demás empleados de la Planta de Extracción San Joaquín y de PDVSA en general, por su disposición y colaboración durante mi permanencia en la empresa.

A mis dos grandes compañeros de estudio Daniel y José Eduardo, por su sincera amistad.

A todas las personas que de alguna u otra forma han influido positivamente en mi vida.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
LISTA DE ILUSTRACIONES.....	ix
LISTA DE ANEXOS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS ABREVIATURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I

1.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.

1.1.- Generalidades.....	3
1.2.- Visión, objetivo y misión de PDVSA-GAS.....	3
1.2.1.- MISIÓN.	3
1.2.2.- VISIÓN.	3
1.2.3.- OBJETIVO.....	4
1.3.- Estructura Organizativa Central De PDVSA-GAS.....	4
1.4.- Facilidades industriales de PDVSA-GAS.....	6
1.4.1.- COMPLEJO CRIOGÉNICO DE ORIENTE (CCO).	6
1.4.1.1.- Planta de Extracción San Joaquín.....	7
1.5.- Descripción Del Proceso De La Planta De Extracción San Joaquín.....	11
1.5.1.- INSTALACIONES DE GAS DE ENTRADA.....	11
1.5.2.- DESHIDRATACIÓN CON GLICOL DEL GAS DE ENTRADA.	12
1.5.3.- ENFRIAMIENTO DEL GAS DE ENTRADA Y VÁLVULA J-T DE ALTA PRESIÓN.....	12
1.5.4.- DESHIDRATACIÓN CON TAMICES MOLECULARES.....	14
1.5.5.- ENFRIAMIENTO DEL GAS DE ENTRADA Y EXPANSORES COMPRESORES....	15
1.5.6.- TORRE DESETANIZADORA.....	17
1.5.7.- COMPRESIÓN DEL GAS RESIDUAL.....	17
1.5.8.- ESTABILIZADOR DE CONDENSADO.....	18

CAPÍTULO II

2.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN CON TRIETILENGLICOL.

2.1.- Generalidades.....	20
2.2.- Deshidratación Del Gas Natural.	20
2.2.1.- ¿PORQUÉ ES NECESARIO DESHIDRATAR EL GAS NATURAL?.....	20
2.2.2.- TIPOS DE PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL.....	21
2.2.3.- EL GLICOL COMO SUSTANCIA ABSORBENTE.....	22
2.3.- Descripción Del Proceso De Deshidratación Del Gas Natural En La Planta De Extracción San Joaquín.....	23
2.4.- Descripción De Los Equipos.	27
2.4.1.- SEPARADORES DE ENTRADA (D8-10301 & 336).	27
2.4.2.- TORRE CONTACTORA (D8-10302).....	29
2.4.3.- INTERCAMBIADORES DE CALOR GLICOL RICO/POBRE (D2-10317.1 2 Y 3).	31
2.4.4.- ACUMULADOR DE GLICOL (D5-10301).	33
2.4.5.- ENFRIADOR DE TEG (D2-10319).....	34
2.4.6.- BOMBAS DE ALIMENTACIÓN DE TEG (D3-10311 & 10312).....	36
2.4.7.- TANQUE FLASH (D8-10323).....	39
2.4.8.- FILTROS MECÁNICOS (D8-11302 & 10303).....	41
2.4.9.- FILTRO DE CARBÓN ACTIVADO (D11-10304).....	42
2.4.10.- REHERVIDOR DE TEG (D2-10318).	43

CAPÍTULO III

3.- DEFINICIONES BÁSICAS DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL.

3.1.- Generalidades.....	45
3.2.- Tipos De Mantenimiento.	45
3.2.1.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	45
3.2.1.1.- Mantenimiento Sistemático.....	46
3.2.1.2.- Mantenimiento Predictivo.	46
3.2.2.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO.	46

3.2.3.- MANTENIMIENTO PROACTIVO.....	47
3.3.- Períodos De Vida De Los Equipos.....	47
3.3.1.- PERÍODO DE ARRANQUE.....	48
3.3.2.- PERÍODO DE OPERACIÓN NORMAL.....	48
3.3.3.- PERÍODO DE DESGASTE U OBSOLESCENCIA.....	48
3.4.- Indicadores De Gestión De Mantenimiento.....	48
3.4.1.- CONFIABILIDAD.	49
3.4.1.1.- Parámetros De La Confiabilidad.....	49
3.4.1.2.- Estimación De La Confiabilidad De Los Sistemas.....	49
3.4.1.3.- Distribuciones Empleadas Para Estimar La Confiabilidad.....	50
3.4.2.- MANTENIBILIDAD.	52
3.4.2.1.- Parámetros De La Mantenibilidad.....	52
3.4.2.2.- Distribuciones Empleadas Para Estimar La Mantenibilidad.....	53
3.4.3.- DISPONIBILIDAD.	54
3.4.3.1.- Tipos De Disponibilidad.....	54
3.5.- Confiabilidad Operacional.....	57
3.5.1.- MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (MCC).....	57
3.5.1.1.- Aplicación De La Metodología.....	57
3.5.2.- INSPECCIONES BASADAS EN RIESGO (IBR).....	62
3.5.3.- ANÁLISIS DE CRITICIDAD (AC).....	63
3.5.4.- ANÁLISIS COSTO-RIESGO-BENEFICIO (ACRB).....	64
3.5.5.- ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ (ACR).....	64
3.6.- Software De Mantenimiento.....	65
3.6.1.- SOFTWARE SIM.....	65
3.6.2.- APT-SPARE.....	66
3.6.2.1.- Costos Asociados Al APT-Spare.....	66
3.6.3.- SAP-PM.....	68
3.6.4.- SAP-MATERIALES.....	69

CAPÍTULO IV

4.- DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS BÁSICOS DE MANTENIMIENTO.

4.1.- Generalidades.....	70
4.2.- Metodología Empleada Para El Cálculo De La Confiabilidad.....	70
4.3.- Cálculo De Confiabilidad Del Sistema.	73
4.4.- Metodología Empleada Para El Cálculo De La Mantenibilidad.....	74
4.5.- Cálculo De La Mantenibilidad.....	76
4.6.- Metodología Empleada Para El Cálculo De La Disponibilidad.....	76
4.7.- Cálculo de Disponibilidad.....	77
4.8.- Comparación Con Los Índices PDVSA.....	77

CAPÍTULO V

5.- PROPUESTAS AL SISTEMA DE MANTENIMIENTO.

5.1.- Generalidades.....	78
5.2.- Bombas De Glicol.....	78
5.2.1.- DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO ACTUAL.....	78
5.2.2.- SITUACIÓN ACTUAL.....	80
5.2.3.- TRATAMIENTO ADOPTADO.	82
5.2.3.1.- Análisis De Las ODT Del SIM.	85
5.2.3.2.- Descripción De Las Tareas De Mantenimiento.	88
5.2.3.3.- Alcance Del Mantenimiento.	89
5.2.3.4.- Frecuencia Del Mantenimiento.....	97
5.2.3.5.- Inventario De Repuestos En Stock.	102
5.2.3.5.1.- Situación Actual Del Almacén.	104
5.2.3.5.2.- Situación Deseada.....	104
5.2.3.5.3.- Clasificación De Los Repuestos.	104
5.2.3.6.- Seguimiento.....	107
5.2.4.- RESUMEN DE LA PROPUESTA DE MANTENIMIENTO.....	111
5.3.- Equipos Estáticos.	113
5.3.1.- DESCRIPCIÓN DEL MANTENIMIENTO ACTUAL.....	113

5.3.1.1.- Intervalos De Inspección.	113
5.3.1.2.- Alcance De Las Inspecciones.	114
5.3.2.- SITUACIÓN ACTUAL DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS.....	117
5.3.3.- TRATAMIENTO ADOPTADO.....	123
5.3.3.1.- Análisis De Criticidad.	126
5.3.3.2.- Cuantificación Del Riesgo Para Los Equipos Críticos.....	129
5.3.3.3.- Comparación Con El Criterio De PDVSA.....	130
5.3.3.2.1.- Análisis Del Resultado.....	131
5.3.3.4.- Propuesta de mantenimiento operacional.....	133
CONCLUSIONES.....	135
RECOMENDACIONES.....	136
BIBLIOGRAFÍA	138
APÉNDICES	
APÉNDICE A	
APÉNDICE B	
APÉNDICE C	
APÉNDICE D	
APÉNDICE E	

LISTA DE ILUSTRACIONES

fig. 1.1 (Organigrama de PDVSA-GAS).....	5
fig. 1.2 (Distribución geográfica de PDVSA-GAS)	6
fig. 1.3 (Ubicación de las áreas internas de la planta)	8
fig. 1.4 (Organigrama de la planta de Extracción San Joaquín).	9
fig. 1.5 (Organigrama de la sección de mantenimiento operacional).....	10
fig. 1.6 (Vista del tren A de la Planta de Extracción San Joaquín)	11
fig. 1.7 (Separadores de gas de entrada)	12
fig. 1.8 (Intercambiador gas caliente/gas de alta presión)	13
fig. 1.9 (Válvulas JT)	14
fig. 1.10 (Tamices moleculares)	15
fig. 1.11 (Intercambiador gas frío/gas de baja presión)	16
fig. 1.12 (Expansor/precompresor)	16
fig. 1.13 (Torre desetanizadora)	17
fig. 1.14 (Turbocompresor centrífugo)	18
fig. 1.15 (Torre estabilizadora)	19
fig. 2.1 (Diagrama funcional del SDTEG)	26
fig. 2.2 (Disposición de los equipos del SDTEG)	27
fig. 2.3 (Vista de los separadores de entrada al SDTEG).....	28
fig. 2.4 (Instrumentación asociada a los separadores de entrada del SDTEG). ..	28
fig. 2.5 (Vista de la torre Contactora)	29
fig. 2.6 (Instrumentación asociada a la torre contactora)	30
fig. 2.7 (Vista de los intercambiadores de glicol rico/pobre)	31
fig. 2.8 (Vista del acumulador).....	34
fig. 2.9 (Vista del enfriador)	35
fig. 2.10 (Instrumentación asociada al enfriador)	35
fig. 2.11 (Vista de las bombas de glicol)	38
fig. 2.12 (Disposición de las bombas de glicol)	38
fig. 2.13 (Vista del tanque flash)	40
fig. 2.14 (Instrumentación asociada al tanque flash)	40

fig. 2.15 (Vista de los filtros mecánicos)	41
fig. 2.16 (Instrumentación asociada a los filtros mecánicos)	42
fig. 2.17 (Instrumentación asociada al filtro de carbón activado)	43
fig. 2.18 (Vista del rehervidor de glicol)	44
fig. 3.1 (Curva de la bañera)	47
fig. 3.2 (Configuración en serie)	50
fig. 3.3 (Configuración en paralelo)	50
fig. 3.4 (Procedimiento gráfico para la estimación de la mantenibilidad)	54
fig. 3.5 (Tiempos de mantenimiento)	55
fig. 3.6 (Relación entre la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad)	56
fig. 3.7 (Matriz de riesgo)	63
fig. 3.8 (Modelo básico de análisis de criticidad)	63
fig. 3.9 (Orden de trabajo)	66
fig. 3.10 (Información requerida por e APT-Spare)	67
fig. 3.11 (Ciclo de mantenimiento en SAP)	68
fig. 4.1 (Relación entre los parámetros de mantenimiento)	70
fig. 4.2 (Metodología para el cálculo de la confiabilidad)	71
fig. 5.1 (Jerarquización del sistema)	79
fig. 5.2 (Período de vida de las bombas)	81
fig. 5.3 (Metodología aplicada a las bombas de TEG)	84
fig. 5.4 (Análisis de Pareto aplicado a la data de fallas del SIM)	86
fig. 5.5 (Partes de una válvula de la bomba de TEG)	91
fig. 5.6 (Distribución de los mantenimientos según la frecuencia indicada)	100
fig. 5.7 (Distribución de los costos de mantenimiento en función del FS)	103
fig. 5.8 (Estructura del plan de seguimiento).	109
fig. 5.9 (Planilla de registro de fallas recomendada)	110
fig. 5.10 (Metodología aplicada a los equipos estáticos del SDTEG)	125
fig. 5.11 (Evaluación del riesgo con respecto al criterio de tolerancia)	131

LISTA DE ANEXOS

Apéndice A (Información empleada en el cálculo de los parámetros de mantenimiento e información detallada de los resultados).

Apéndice B (Resultado de la aplicación del MCC y la cuantificación de riesgo).

Apéndice C (Información empleada para la estimación de los TEF).

Apéndice D (Resultado de la aplicación del software APT-Spare, a los repuestos mayores de las bombas de glicol).

Apéndice E (Material adicional referente a mantenimiento).

LISTA DE ABREVIATURAS ABREVIATURAS

ACR.....	Análisis Causa-Raíz.
ACRB.....	Análisis Costo-Riesgo-Beneficio.
AMEF.....	Análisis De Modos Y Efectos De Fallas.
CF.....	Consecuencia De Falla.
CFA.....	Consecuencia De Falla Adicional.
CMA.....	Costos De Mantenimiento Y Almacenaje.
IBR.....	Inspecciones Basadas En Riesgo.
IME.....	Integridad Mecánica de Equipos.
LGN.....	Líquidos Del Gas Natural.
MC.....	Mantenimiento Correctivo.
MCC.....	Mantenimiento Centrado En Confiabilidad.
MMPCND.....	Millón De Pies ³ Normales Diarios.
MP.....	Mantenimiento Preventivo.
ODT.....	Orden De Trabajo.
SDTEG.....	Sistema De Deshidratación Con Trietilénglicol.
SIM.....	Sistema Integral De Mantenimiento.
TAG.....	Etiqueta de ubicación de los equipos.
TEG.....	Trietilénglicol.
TEF.....	Tiempo Entre Fallas.
TFS.....	Tiempo Fuera De Servicio.
TPEF.....	Tiempo Promedio Entre Fallas.
TPFS.....	Tiempo Promedio Fuera De Servicio.
TPPR.....	Tiempo Promedio Para Reparar.
TPR.....	Tiempo Para Reparar.
VDT.....	Valor Del Dinero En El Tiempo.

INTRODUCCIÓN

Venezuela posee cuantiosos recursos de gas natural, los cuales totalizaron para 1998 unos 227 billones de pies cúbicos, correspondiendo 146 billones a reservas probadas. Estas reservas están compuestas en un 91% por gas asociado a crudo y 9% de gas libre. La abundancia de estos recursos le otorga a Venezuela una posición privilegiada en el escenario mundial, al ocupar el séptimo lugar entre los países con mayor volumen de reservas probadas y el primero en Latinoamérica, las cuales permiten suplir 1.917 millones de pies cúbicos estándar diarios (MMPCSD) para el mercado nacional. Sin embargo, la mayor rentabilidad del negocio del gas está dada por la extracción de los líquidos asociados (LGN), por esta razón, PDVSA GAS produce un total de 245.900 barriles diarios, de los cuales, el 65% es consumido por clientes internos y el 35% restante se distribuye principalmente entre los EEUU (45% del subtotal) y los países de Sudamérica (33% del subtotal); además suple la demanda de Gas Metano a más de 1.400 industrias y 460.000 hogares venezolanos.

Las cifras anteriores, aunadas a la creciente demanda de gas residual y LGN a nivel mundial, hacen que el negocio del gas sea cada vez más atractivo, por lo cual, Venezuela cuenta actualmente con varias plantas de extracción y fraccionamiento de LGN, siendo la primera en el oriente del país, la Planta de Extracción San Joaquín, la cual acumula 17 años de operación. Este tiempo de funcionamiento, hace suponer que las labores de mantenimiento sobre todos los equipos instalados en ella, deben ser cada vez más exigentes, puesto que existirán equipos muy avanzados en su vida útil o inclusive en período de desgaste.

De acuerdo con lo expuesto en los párrafos anteriores, el presente trabajo estuvo dedicado a establecer las necesidades de mantenimiento de los equipos asociados a uno de los sistemas de la planta, que es el encargado de realizar la

primera etapa de deshidratación del gas natural. La importancia de este sistema, radica en la imposibilidad de operar la planta sin el; es por esto que se debe evitar a toda costa que se produzca una parada no programada de alguno de sus equipos.

El trabajo se inicia con una breve descripción del proceso que se lleva a cabo en la planta, ver Cáp I, para continuar con una explicación completa de los sistemas en estudio, ver Cáp II, y una visión general de los conceptos de mantenimiento empleados, ver Cáp III. Estos tres capítulos, constituyen el basamento teórico necesario para la total comprensión del funcionamiento de los equipos, condición imprescindible para indicar el mantenimiento justo y necesario para cada uno de ellos.

Para lograr los objetivos planteados, se emplearon las tendencias actuales de mantenimiento, dadas por la confiabilidad operacional; en este sentido, se inició el trabajo evaluando los índices de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad; a partir de la información histórica de los equipos, para conocer la situación actual de los equipos dinámicos, ver Cáp IV, y se revisaron los informes de inspección para evaluar el estado de los equipos estáticos. Seguidamente, se describen lo que se consideran como debilidades del sistema y las herramientas que se usaron para dar solución a todas ellas, ver Cáp V; resaltando la aplicación del Mantenimiento Centrado En Confiabilidad, para establecer las labores de mantenimiento a ejecutar sobre las bombas de glicol; y la metodología de Riesgo, como la que mejor describe el comportamiento de los equipos estáticos. Todo esto presentado de una manera organizada en el apéndice B.

CAPÍTULO I

1.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.

1.1.- Generalidades.

El presente trabajo se realizó en la planta de Extracción San Joaquín, la cual pertenece a PDVSA-GAS y está ubicada en Anaco, estado Anzoátegui. En virtud de esto, en este capítulo se presenta la filosofía de la empresa, la estructura organizativa de la misma y se describe el proceso de extracción de LGN, que allí se lleva a cabo. Todo esto, con la finalidad de entender el contexto operativo de la planta y adaptar las tareas de mantenimiento del sistema de deshidratación a los requerimientos del proceso.

1.2.- Visión, objetivo y misión de PDVSA-GAS.

1.2.1.- Misión.

PDVSA GAS, es una empresa comercial, cuyo accionista es el estado venezolano, que explora, produce, transporta, procesa, distribuye y comercializa Gas Natural y sus derivados, de manera rentable, segura y eficiente, con calidad en sus productos y servicios, en armonía con el ambiente y la sociedad, que propicia un clima organizacional favorable para los trabajadores y promueve la incorporación del sector privado en el desarrollo de la Industria del Gas. La sede principal de PDVSA Gas se encuentra en la Avenida Francisco de Miranda, Urbanización La Floresta, Caracas, Venezuela.

1.2.2.- Visión.

Ser un conglomerado de empresas flexibles, dinámicas e innovadoras, de capital mixto, con socios de alta capacidad técnica y financiera, que participan en negocios de gas y conexos, que valorizan su base de recursos, comprometidas con la protección del ambiente, líderes y suplidoras preferidas en el mercado nacional y de exportación, ofreciendo productos y servicios de alta calidad, apoyados por tecnología de punta y un recurso humano altamente calificado y de elevadas convicciones éticas.

1.2.3.- Objetivo.

El principal objetivo de esta empresa es la integración de actividades de Exploración, Refinación, Producción, Transporte y Comercialización Nacional e Internacional de Gas Natural y productos derivados del proceso de refinación de los hidrocarburos.

1.3.- Estructura Organizativa Central De PDVSA-GAS.

PDVSA GAS esta dividida en dos grupos regionales de operación: Región Oriente y Región Occidente. Ambas regiones están conformadas por siete plantas (Fraccionamiento Jose, Extracción San Joaquín, Refrigeración San Joaquín, Extracción Jusepín y Extracción Santa Bárbara todas ellas conforman el Complejo Criogénico de Oriente, y las plantas de Fraccionamiento Ulé y Fraccionamiento Bajo Grande en Occidente), dos puertos de desembarque (Despacho Jose en Oriente y Ulé en Occidente).

La estructura anterior, está soportada por un conjunto de gerentes que liderizan las estrategias de explotación, producción, procesamiento distribución y comercialización de gas natural, residual y LGN. Organizados como se muestra en el organigrama de la fig 1.1.

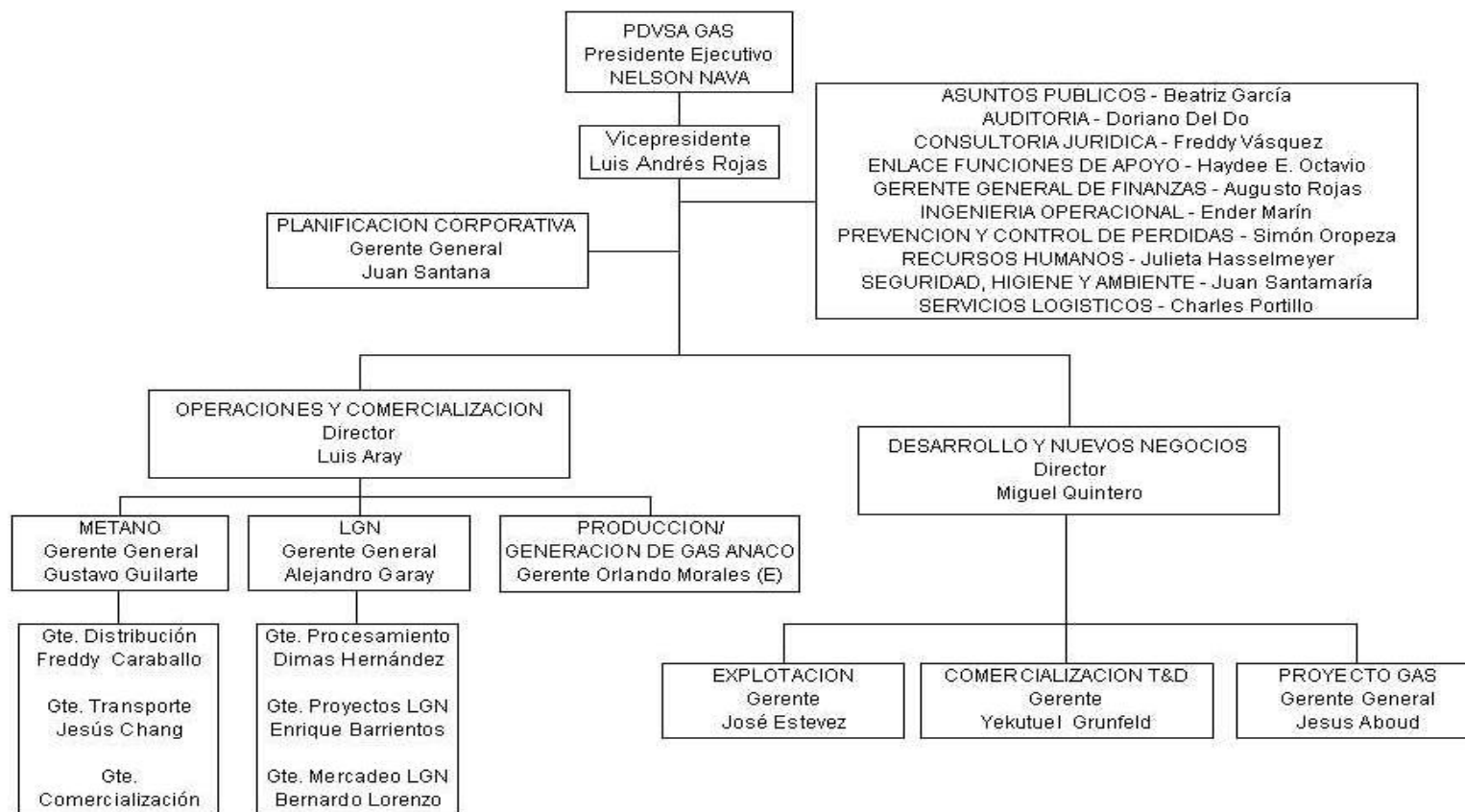


fig. 1.1 (Organigrama general de PDVSA-GAS)

fuelle: Intranet PDVSA.

1.4.- Facilidades industriales de PDVSA-GAS.

La figura 1.2 muestra las instalaciones que posee la empresa a lo largo del territorio nacional. De este conjunto, resalta la zona del oriente del país como la continuación del proyecto de desarrollo de la industria del gas en Venezuela.



fig. 1.2 (Distribución geográfica de PDVSA-GAS)

fuelle: Intranet PDVSA.

1.4.1.- Complejo Criogénico De Oriente (CCO).

El Complejo Criogénico de Oriente (CCO) constituye una de las obras de mayor trascendencia para la industrialización del gas natural, fue puesto en operación a finales de 1.985 para extraer del gas los líquidos de mayor valor comercial y acondicionarlos para su utilización como insumo o como combustible industrial, petroquímico, comercial y doméstico.

En 1.992, Corpoven inició las obras de ampliación de infraestructura del CCO, proyecto denominado ACCRO, con el objeto de aumentar la capacidad de procesamiento de Gas. Durante el año 2000, a raíz de la apertura del gas, PDVSA GAS inició el proyecto denominado ACCRO III / IV para una nueva ampliación del CCO con la participación de capital extranjero.

El CCO lo componen tres Plantas de Extracción de Líquidos, ver fig. 1.2, ubicadas en: **San Joaquín** (a 12 Km. de Anaco), Santa Bárbara y Jusepín (a 15 Km. de Punta de Mata), una Planta de Refrigeración en San Joaquín y una Planta de Fraccionamiento situada en Jose y un Total de 312 Kilómetros de poliductos; instalaciones de almacenamiento y muelles de despacho, situado en Jose, a orillas del Mar Caribe.

1.4.1.1.- Planta de Extracción San Joaquín.

La Planta de Extracción San Joaquín esta situada en el estado Anzoategui, a 12Km de la ciudad de Anaco y a 100Km de Barcelona, en el oriente venezolano; recibe gas natural enriquecido a una presión de 900 psig a través de gasoductos desde 4 facilidades de producción ubicadas en la Región Oriente de Venezuela (Santa Rosa, Santa Ana, El Toco y San Joaquín). Estas corrientes están compuestas principalmente de dióxido de carbono, metano, etano, propano, iso-butano, nbutano, iso-pentano, npentano, hexano, heptano y más pesados, sulfuros de hidrógenos, mercaptanos, sulfuro de carbonilo y agua.

La planta está diseñada para procesar 1.020 MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar diarios) de gas natural enriquecido produciendo 48.000 bbl/d (barriles diarios) de LGN (C₃ y superiores) y 920.000 MMPCSD de gas natural residual, el LGN es enviado a través de un poliducto a la Planta de Fraccionamiento de Jose para su posterior comercialización. La planta originalmente estaba constituida por dos trenes de proceso idénticos que producían 400 MMPCSD diseñados por Fish Engineering and Construction Inc. y contruidos por Brown and Root en 1985, año en que comenzó a funcionar la planta, ver fig 1.3. Dichos trenes fueron ampliados a 510 MPCSD cada uno en 1992 por la Fluor Daniel basados en tecnología propia permitiendo a la planta producir las estadísticas anteriormente citadas.

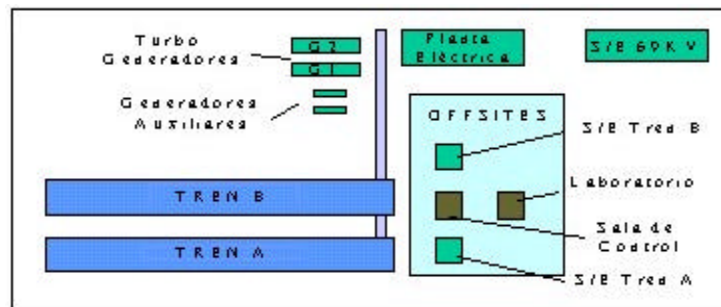


fig. 1.3 (Ubicación de las áreas internas de la planta)

fuente: Miguel Rodríguez.

La Planta está diseñada para recuperar 90% del propano contenido en las corrientes de alimentación. Para extraer los componentes más importantes es necesario llevarlo a temperaturas criogénicas (menores a -125°F). De esta manera la Planta de Extracción San Joaquín extrae del Gas Natural sus componentes livianos, metano y etano (gas residual), para consumo doméstico e industrial, además de hidrocarburos más pesados (LGN, Líquidos del Gas Natural). Los productos líquidos (de gran valor comercial) son distribuidos a través de 113 Km. de poliductos hacia la Planta de Jose, donde son fraccionados para su posterior comercialización en el mercado nacional e internacional. De esta planta se obtienen valiosos productos como: el propano, butano, pentano, hexano y gasolina la cual se envía hacia la refinería de Puerto La Cruz.

En cuanto a la estructura organizativa, la Planta de Extracción San Joaquín está dirigida, en primer nivel por una Superintendencia que reporta a la Gerencia de Procesamiento de Gas; inmediatamente se ubican las secciones de Mantenimiento, Operaciones, Servicios Generales, SHA (Seguridad Higiene y Ambiente), y Unidades de Apoyo: Procesos, Turbomáquina y Sistemas de Control. Seguidamente se encuentran tres unidades de apoyo como lo son: Electricidad e instrumentación, mantenimiento mecánico y programación y control, véase fig. 1.4.

El presente trabajo se desarrolló bajo la supervisión de la unidad de mantenimiento mecánico, véase fig. 1.5, la cual, le brinda apoyo a la sección de mantenimiento, teniendo a su cargo un grupo de ingenieros, técnicos, y pasantes, cuyo objetivo es ejecutar las actividades de mantenimiento preventivo y correctivos a las instalaciones y equipos de la planta, con el fin de optimizar los índices de Confiabilidad y Disponibilidad y mantener la continuidad operacional de dichos equipos para asegurar el cumplimiento del plan de producción de líquidos de la Gerencia de Procesamiento de Gas.

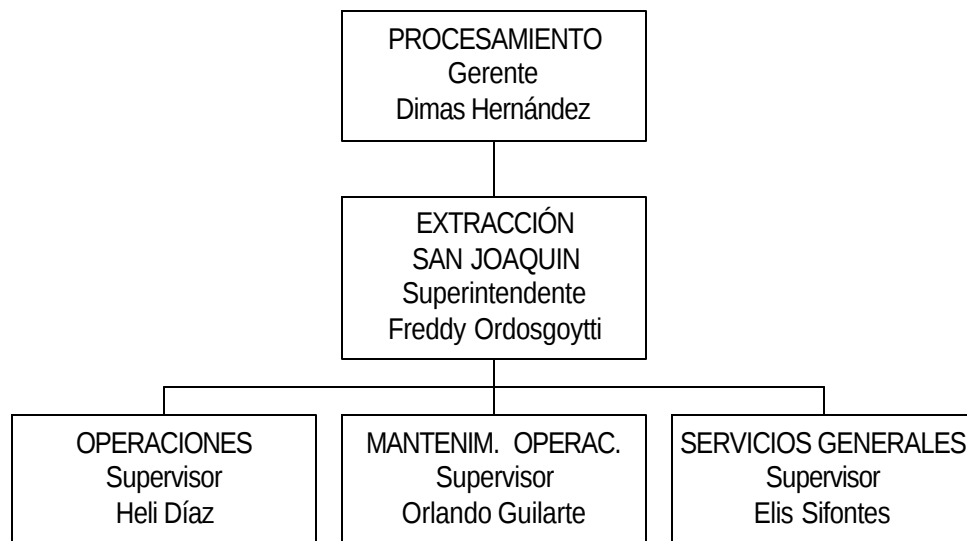


fig. 1.4 (Organigrama fundamental de la planta de Extracción San Joaquín).

fuelle: Intranet PDVSA.

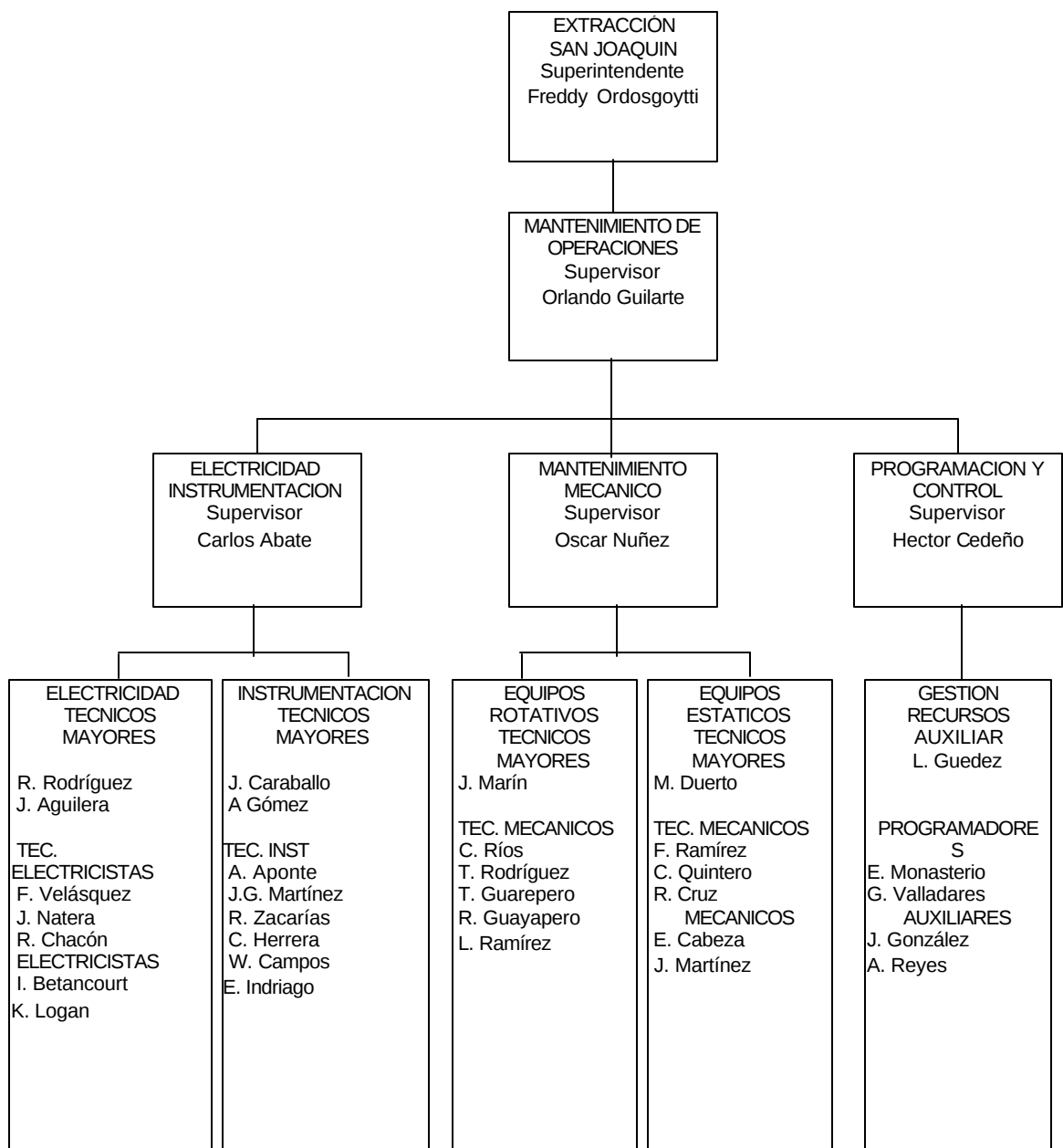


fig. 1.5 (Organigrama de la sección de mantenimiento operacional)

fuente: Intranet PDVSA.

1.5.- Descripción Del Proceso De La Planta De Extracción San Joaquín.



fig. 1.6 (Vista del tren A de la Planta de Extracción San Joaquín)

fuelle:Miguel Rodríguez.

Como se ha mencionado en las secciones anteriores, esta planta se dedica a la extracción de LGN del gas natural. Para ello emplea dos trenes de procesos exactamente iguales, cada uno con capacidad para procesar 500 MMPCND, lo que se traduce en 48000 barriles/diarios de LGN, aproximadamente. Para lograr el objetivo se deben ejecutar una serie de procesos, los cuales serán descritos separadamente para lograr una comprensión total del funcionamiento de la planta.

Por fines prácticos, la explicación estará referida a un solo tren de procesos, sin embargo, es extensible a ambos trenes puesto que son exactamente iguales.

1.5.1.- Instalaciones De Gas De Entrada.

El gas de entrada proveniente de los gasoductos entra a flujo controlado hacia cinco depuradores (figura 1.7) para extraer cualquier líquido proveniente en la

corriente gaseosa. Los depuradores de entrada de San Joaquín (18"), Santa Rosa (línea 14"), El Toco – Santa Ana (20"), Santa Rosa (línea 20") y el separador común, operan a 110 °F y 985 psig. Estos son separadores de tres fases, de manera que cualquier agua libre pueda ser separada y drenada. Los vapores provenientes de los depuradores se combinan en un cabezal común de 30" de diámetro interno y luego se separan hacia los dos trenes.



fig. 1.7 (Separadores de gas de entrada)

fuelle: Miguel Rodríguez.

1.5.2.- Deshidratación Con Glicol Del Gas De Entrada.

La motivación del presente trabajo, es precisamente establecer las necesidades de mantenimiento para este sistema en particular, por lo cual, se dedica el capítulo II para la descripción detallada del proceso que allí se lleva a cabo y de los equipos asociados a él.

1.5.3.- Enfriamiento Del Gas De Entrada Y Válvula J-T De Alta Presión.

El gas deshidratado que sale del contactor de TEG se divide en cuatro corrientes que se enfrían hasta 64 °F en cuatro intercambiadores de calor que

operan en paralelo. Una corriente se enfría hasta 73 °F mediante intercambio de calor en el intercambiador de gas caliente/gas de alta presión (figura 1.8). Otra corriente se enfría hasta 64 °F mediante intercambio de calor con líquido condensado en el calentador de condensado del separador de entrada del expansor de alta presión. La tercera corriente es enfriada hasta 55 °F mediante intercambio de calor con líquido condensado en el calentador de condensado del separador de salida del expansor de alta presión. La cuarta corriente es enfriada hasta los 64 °F proporcionando calor al rehervidor lateral de la torre desetanizadora.

Las corrientes luego son combinadas y fluidas hacia el separador de entrada de la válvula J-T de alta presión donde el líquido condensado se separa del vapor. El vapor proveniente del separador de entrada pasa a través de la válvula J-T (figura 1.9) de alta presión (expansión isoentálpica), donde la presión y la temperatura se reducen a 760 psig y 51 °F respectivamente, causando la condensación de líquidos que son llevados junto al gas al separador de salida. El vapor proveniente de dicho separador se dirige hacia la sección de deshidratación con tamices moleculares y el líquido es llevado hacia la torre estabilizadora.



fig. 1.8 (Intercambiador gas caliente/gas de alta presión)

fuelle: Miguel Rodríguez.



fig. 1.9 (Válvulas JT)

fuente: Miguel Rodríguez.

1.5.4.- Deshidratación Con Tamices Moleculares.

El gas proveniente del separador de salida de la válvula JT de alta presión pasa a través de dos filtros separadores de alta eficiencia (filtros/separadores de entrada del deshidratador) operando en paralelo a fin de extraer pequeñas partículas líquidas y sólidas. Después del filtrado, el gas fluye a través de dos lechos de sílica gel. Estos lechos han sido agregados al proceso como una medida de protección de seguridad para extraer cualquier parafina contenida en el gas, protegiendo así los lechos del tamiz molecular. El gas luego fluye a través de un sistema de deshidratación automático donde el contenido de agua es reducido a menos de 0.1 ppm por volumen. El sistema consta de cuatro torres de adsorción (figura 1.10); tres de ellas siempre están en operación mientras la cuarta es regenerada. Cada uno de los lechos está en servicio por un período de 24 horas, y luego se saca de servicio para regenerarlo durante 8 horas.

El gas deshidratado proveniente de los tamices fluye a través de dos filtros de salida del deshidratador operando en forma paralela donde se extraen el polvo fino del tamiz molecular.



fig. 1.10 (Tamices moleculares)

fuelle: Miguel Rodríguez.

1.5.5.- Enfriamiento Del Gas De Entrada Y Expansores Compresores.

El gas proveniente del área de deshidratación del tamiz molecular es enfriado a -27°F en tres intercambiadores de calor operando en paralelo. Una corriente es enfriada a -16°F mediante el intercambio de calor con gas residual frío en el intercambiador de gas frío/gas de baja presión (figura 1.11). La segunda corriente se enfría hasta -44°F mediante intercambio de calor con líquidos condensados en el precalentador de alimentación de alta presión de la torre desetanizadora. La tercera corriente se enfría hasta -58°F mediante intercambio de calor con líquidos condensados en el precalentador de alimentación de baja presión del desetanizador. Las corrientes luego son combinadas y el líquido condensado es separado del vapor en el separador de entrada del expansor. Este separador opera a -27°F y 690 psig.

El vapor proveniente del separador fluye a través de un expansor (expansión isoentrópica), donde la presión es reducida a 195 psig con una consecuente reducción de temperatura a -105°F . La energía extraída del expansor (figura

1.12), aproximadamente 9540 BHP, se utiliza para aumentar la presión del gas residual en el precompresor. El líquido condensado en los expansores se separa del vapor en el separador de salida del expensor. Este separador opera a -105°F y 195 psig. El vapor proveniente de éste separador proporciona refrigeración al condensador de reflujo del desetanizador.



fig. 1.11 (Intercambiador gas frío/gas de baja presión)

fuelle: Miguel Rodríguez.



fig. 1.12 (Expansor/precompresor)

fuelle: Miguel Rodríguez.

1.5.6.- Torre Desetanizadora.

La torre desetanizadora es una columna de destilación (figura 1.13) que tiene como objetivo separar finalmente los productos más pesados del gas natural (LGN). Dicha torre contiene 28 platos y opera a 190 psig . La columna posee un rehervidor lateral y un rehervidor de fondo. El calor de reebullición para el rehervidor lateral lo proporciona el gas de entrada o el gas deshidratado. El gas residual proveniente de la descarga del compresor de gas residual se utiliza para suministrar calor al rehervidor de fondo. La torre consta de un condensador parcial que se utiliza para proveer un reflujo a la columna.

El producto líquido de fondo proveniente del desetanizador es bombeado a través del enfriador de aire de producto del desetanizador y combinado con el producto líquido del estabilizador y con el producto del segundo tren.



fig. 1.13 (Torre desetanizadora)

fuelle: Miguel Rodríguez.

1.5.7.- Compresión Del Gas Residual.

El gas residual proveniente de la torre de destilación es comprimido por un compresor acoplado al eje del expansor hasta una presión de 240 psig y luego

es enfriado hasta 120 °F en el enfriador de descarga del expensor/compresor. Luego el gas residual es recomprimido hasta una presión de 1030 psig en dos compresores centrífugos (figura 1.14) impulsados por turbinas a gas operando en paralelo. Para cada compresor, se proporcionan depuradores de succión, enfriadores y separadores interetapas. Finalmente el gas residual de descarga se enfría hasta 121 °F en los enfriadores de descarga del compresor de gas residual antes de ser combinado con el gas residual proveniente del segundo tren.



fig. 1.14 (Turbocompresor centrífugo)

fuelle: Miguel Rodríguez.

1.5.8.- Estabilizador De Condensado.

El sistema estabilizador sirve para extraer agua e hidrocarburos livianos de los líquidos condensados. El sistema consta de un tanque de alimentación al estabilizador y una torre estabilizadora (figura 1.15). El primero es un separador trifásico, donde el agua o glicol atrapados que fueron arrastrados desde el contactor de glicol se pueden separar del sistema y el mismo opera a 69 °F y

410 psig. Las alimentaciones a la torre son los condensados provenientes de: los separadores de entrada a planta, los filtros antes del contactor de glicol, los separadores de entrada y salida de la válvula JT de alta presión y los filtros de carbón activado y sílica gel antes de los tamices moleculares. La torre estabilizadora consta de 28 platos y opera a 389 psig y emplea como fluido de calentamiento en el rehervidor de fondo aceite caliente a una temperatura aproximada de 380 °F.



fig. 1.15 (Torre estabilizadora)

fuelle: Miguel Rodríguez.

CAPÍTULO II

2.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN CON TRIETILENGLICOL.

2.1.- Generalidades.

El objetivo de este capítulo es definir completamente la función del sistema de deshidratación con trietilenglicol, así como, la de cada uno de los equipos asociados a él, con la finalidad de comprender todo el proceso que se lleva a cabo; condición esta, necesaria para establecer las tareas de mantenimiento capaces de satisfacer las condiciones de operación normal de los equipos.

En la planta se encuentran instalados dos SDTEG, uno para cada tren de procesos, sin embargo, considerando que ambos son exactamente iguales la descripción de los equipos se hará tomando como referencia los TAG de los equipos del tren A.

2.2.- Deshidratación Del Gas Natural.

2.2.1.- ¿Porqué Es Necesario Deshidratar El Gas Natural?.

El gas natural está asociado normalmente con agua, tanto en forma líquida como de vapor, a la temperatura y presión a la cual es transportado por la tubería para su entrada a la planta. El agua que se encuentra en forma líquida no representa un problema considerable, ya que, esta puede ser removida pasando la corriente de gas por unos separadores o depuradores de entrada. Sin embargo, aún después de pasar por los separadores quedará agua en forma de vapor. Si este vapor se condensa parcialmente por efectos de variaciones en las condiciones de presión y temperatura del gas, podrían producirse diversos problemas en las tuberías y en la planta en general. Entre ellos se pueden citar:

- *Reducción de la capacidad de transmisión de gas en las tuberías:* El agua líquida puede depositarse en las partes bajas de la tubería e incrementar la caída de presión y/o producir tapones de líquido.

- *Corrosión en tuberías:* Es causada por H_2S y/o CO_2 , los cuales se disuelven en el agua formando ácidos que son altamente corrosivos. Una opción para evitar la corrosión es utilizar tuberías de acero inoxidable; no obstante, para la cantidad de tuberías presentes en una planta de este tipo, es más económico utilizar tuberías de acero al carbono y deshidratar el gas natural.
- *Formación de hidratos:* este es el principal problema que justifica la necesidad de tener un SDTEG en una planta de extracción de LGN; debido a que en el proceso de recuperación de los líquidos del gas natural se alcanzan temperaturas criogénicas en el orden de $-125^{\circ}F$, lo cual propicia la condensación del agua que pueda estar contenida en la corriente del gas. Los hidratos son cristales formados por la combinación de agua e hidrocarburos livianos (Butano, propano, etano y metano) y/o gases ácidos (CO_2 y H_2S), en una proporción aproximada de 10% agua y 90% hidrocarburos. Estos cristales pueden taponar válvulas, conexiones, erosionar las tuberías, taponar los tubos de los intercambiadores de calor, etc.

2.2.2.- Tipos De Procesos De Deshidratación De Gas Natural.

Para remover el agua presente en el gas natural, existen diversos métodos de deshidratación que, de acuerdo a su principio de operación, pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- *Adsorción en lecho sólido:* Consiste en la utilización de un adsorbente sólido que retiene el vapor de agua. Este proceso está basado en la diferencia del potencial de adsorción entre el vapor de agua y el gas. Los adsorbentes son divididos en aquellos que poseen su actividad en la superficie, mediante condensación capilar, y los que reaccionan químicamente. Siendo los primeros los más usados en la industria del gas natural. En la planta de extracción San Joaquín se encuentra instalada esta técnica de adsorción, como un proceso posterior a la deshidratación con trietilenglicol, con la finalidad de eliminar mayor cantidad de agua (hasta 0.1 ppm).
- *Absorción con solventes físicos:* Se basa fundamentalmente en el contacto de un líquido con el gas que se va a tratar. En este proceso el líquido tiene la

capacidad de retener el vapor de agua contenido en dicho gas. A este grupo pertenece el sistema de deshidratación de la planta de extracción San Joaquín, el cual usa trietilenglicol en su proceso, y es descrito más adelante. Algunas plantas usan como absorbente el metanol, el cual se inyecta directamente en la corriente de gas, pero su uso está indicado cuando la formación de hidratos se debe a cambios cíclicos de la temperatura ambiente, por lo cual no es necesario deshidratar durante todo el año.

- *Deshidratación por enfriamiento*: Aplica cuando el contenido de agua saturada en el gas decrece con el aumento de la presión de operación o con la disminución de la temperatura. En consecuencia, un gas saturado con vapor de agua a alta temperatura puede deshidratarse en forma parcial mediante enfriamiento. Es por esta razón que los gases sujetos a compresión son enfriados antes de ir a la línea de transmisión, lo que permite remover cierta cantidad de agua de los mismos.
- *Deshidratación mediante reacciones químicas*: Se basa en hacer reaccionar compuestos como el cloruro de calcio (CaCl_2) y el cloruro de litio (LiCl_2) con agua contenida en el gas natural, lo que da como resultado la deshidratación del mismo, sin embargo, el proceso de regeneración de estas sustancias es muy complejo por lo que su uso a nivel industrial es limitado.

2.2.3.- El Glicol Como Sustancia Absorbente.

Los glicoles son compuestos químicos líquidos del grupo de los alcoholes múltiples, que tienen una solubilidad en el agua prácticamente infinita, razón por la cual han sido empleados ampliamente en la deshidratación del gas natural. Existen tres tipos de glicoles utilizados en la industria petrolera, ellos son: el monoetilenglicol (EG), el dietilenglicol (DEG) y el trietilenglicol (TEG), de los cuales, este último es el más usado. Esto se debe a que posee las siguientes ventajas con respecto a los demás:

- Se puede regenerar a altas concentraciones más fácilmente, debido a su alto punto de ebullición (550°F).

- Tiene la temperatura de descomposición más alta de todos (404°F de TEG vs 328°F del DEG).
- Las pérdidas por evaporación son inferiores que las de EG o DEG, debido a que tiene una menor presión de vapor.

En general, se puede decir que el EG es utilizado en sistemas de inyección de glicol en un intervalo de concentración entre 50 y 85% p/p y bajas temperaturas (-40°F). Mientras que el TEG se usa en sistemas de torre contactora, como es el caso de la planta en cuestión, en concentraciones mayores a 96% p/p y una temperatura entre 50 y 130°F.

2.3.- Descripción Del Proceso De Deshidratación Del Gas Natural En La Planta De Extracción San Joaquín.

La figura 2.1, muestra todos los pasos que cumple el TEG durante su recorrido por el proceso, sin embargo, para lograr una mejor comprensión del sistema, lo dividiremos en dos etapas principales a saber.

- Etapa de Deshidratación.
- Etapa de Regeneración.

• Etapa de Deshidratación.

El gas de entrada a la planta posee entre 68 y 70 lbm de H₂O/ MMPCND (libras masa de agua por millón de pies cúbicos normales de gas natural diarios); tomando en cuenta, que diariamente se tratan 1000 millones de pies³ de gas natural, obtenemos un promedio de 70.000 Lbm de H₂O al día; de los cuales el 90% es removido en esta etapa.

El gas de entrada al tren pasa inicialmente por un sistema constituido por dos filtros separadores (D8-10301 & D8-10336) que operan en paralelo el objetivo de estos filtros es remover las partículas sólidas y líquidas que pueda contener el gas antes de entrar al contactor, el líquido se colecta en las dos botas de cada filtro separador y es drenado a través de válvulas de control de nivel LV-

10303-301-398 y 399 hacia el tanque de alimentación de la torre estabilizadora. El gas saturado de agua que sale de los filtros separadores entra al contactor (D8-10302); en este equipo se cumple el proceso de absorción de gases que es una operación en la cual una mezcla gaseosa (gas natural) se pone en contacto con un líquido (TEG) a fin de disolver, de manera selectiva, uno o más componentes del gas y obtener una solución de éstos en el líquido. El glicol llega a esta torre con un porcentaje aproximado de 98.7% por peso y sale por el fondo habiendo absorbido el agua que se debe retirar de la corriente de gas, por lo cual su pureza baja a 95.3 %, aproximadamente, finalizando con una reducción del punto de rocío de 26 °F. Este proceso se inicia cuando el gas que sale del filtro separador entra por la mitad del contactor, donde cae por gravedad hacia los platos de burbujeo, mientras que el gas natural se introduce por la parte inferior de la torre produciéndose un contacto en contracorriente con la solución de TEG pobre en agua. El TEG enriquecido con agua e hidrocarburos sale del contactor por el fondo y pasa a través de una válvula de control de nivel LV-10305/20305 donde su presión se reduce desde 980 psi hasta aproximadamente 100 psi para dirigirse al sistema de regeneración. Este sistema está diseñado para proveer 150 galones por minuto a 99.1% de pureza en peso.

- *Etapas de Regeneración.*

Como se mencionó antes, en la etapa de deshidratación se elimina el 90% del agua, esto da como resultado un gas relativamente seco y un trietilenglicol con alto contenido de agua (glicol rico), al cual para mantener la continuidad del ciclo se le debe eliminar todo el líquido absorbido para poder reinsertarlo nuevamente al proceso.

El proceso de regeneración del glicol se inicia una vez que la solución rica abandona el contactor, fluyendo a través de una válvula de control de nivel, la cual disminuye la presión desde 980 psig hasta aproximadamente 100 psig de aquí se dirige a un serpentín de reflujo a una temperatura de 110° F, este

equipo está colocado en la parte superior de la columna regeneradora (D8-10324) y condensa parcialmente los vapores de trietilenglicol para así producir el reflujo permitiendo una mejor separación del vapor de agua. La solución sale de la columna regeneradora a 130°F y pasa a un intercambiador de calor (D2-10317.1), cuyo fluido de trabajo es el glicol pobre proveniente del rehervidor, dando como resultado la transferencia de calor hacia la solución rica en agua, la cual elevará su temperatura hasta 175°F, para luego, entrar al tanque flash (D8-10323), este equipo es un separador de tres fases colocado horizontalmente donde todos los hidrocarburos gaseosos se liberan a una presión de 80 libras por pulgada cuadrada la cual es controlada por la válvula PCV-103182; el vapor, motivado a su baja densidad asciende en el recipiente mientras que el líquido baja por gravedad depositándose en el fondo. Los hidrocarburos líquidos son enviados al drenaje cerrado mediante la válvula LV-10347, posteriormente la solución rica sale del tanque Flash bajo control de nivel y pasa por dos etapas de filtración, en la primera etapa se filtra y se le extraen las partículas sólidas contenidas en la solución a través de un filtro de elementos mecánicos (D11-10302 & D11-10303); estos filtros trabajan uno en operación y el otro en espera. En la segunda etapa la corriente lateral proveniente de los filtros de elementos mecánicos pasa por el filtro carbón (D11-10304) a un caudal de 15 galones por minuto, esta filtración con carbón activado tiene como función eliminar todos los hidrocarburos absorbidos a efectos de disminuir la tendencia a formar espumas. Una vez filtrada, la solución intercambia calor con una solución caliente pobre en los intercambiadores (D2-10317.2 & D2-10317.3) calentándose hasta 325° F, para ahorrar energía, de aquí entra a la columna de regeneración.

En el rehervidor (D2-10318) la solución alcanza una temperatura de 400°F a presión atmosférica mediante calentamiento directo eliminando el agua de la solución rica por vaporización. El vapor remanente en la columna, que en su mayor parte es agua, es liberado a la atmósfera. La solución pobre sale del rehervidor a 400° F y fluye por gravedad hacia los intercambiadores de TEG

rico pobre donde se enfría hasta 200°F y de allí se dirige al tanque acumulador (D5-10301), el cual opera aproximadamente a 3 pulgadas de columna de agua. El recipiente está provisto de un colchón de gas para minimizar las pérdidas y degradación de trietilenglicol, debido a que este se oxida en presencia del aire, así mismo se ha provisto una válvula de alivio de presión para asegurar la presión del recipiente, ya que de lo contrario el caudal sería restringido.

La solución se bombea desde el acumulador con las bombas de alimentación (D3-10311 & D3-10312), las cuales son del tipo recíprocante y alcanzan una presión de descarga de 1020 psig, (necesaria para que el glicol pueda entrar al contactor donde el gas se encuentra a 980psi) a una temperatura de operación de 200 °F, hasta la torre contactora, pasando por un enfriador (D2-10319), donde se le resta temperatura a la solución hasta 120°F para luego dirigirse al tope del contactor y así completar el circuito de regeneración y deshidratación.

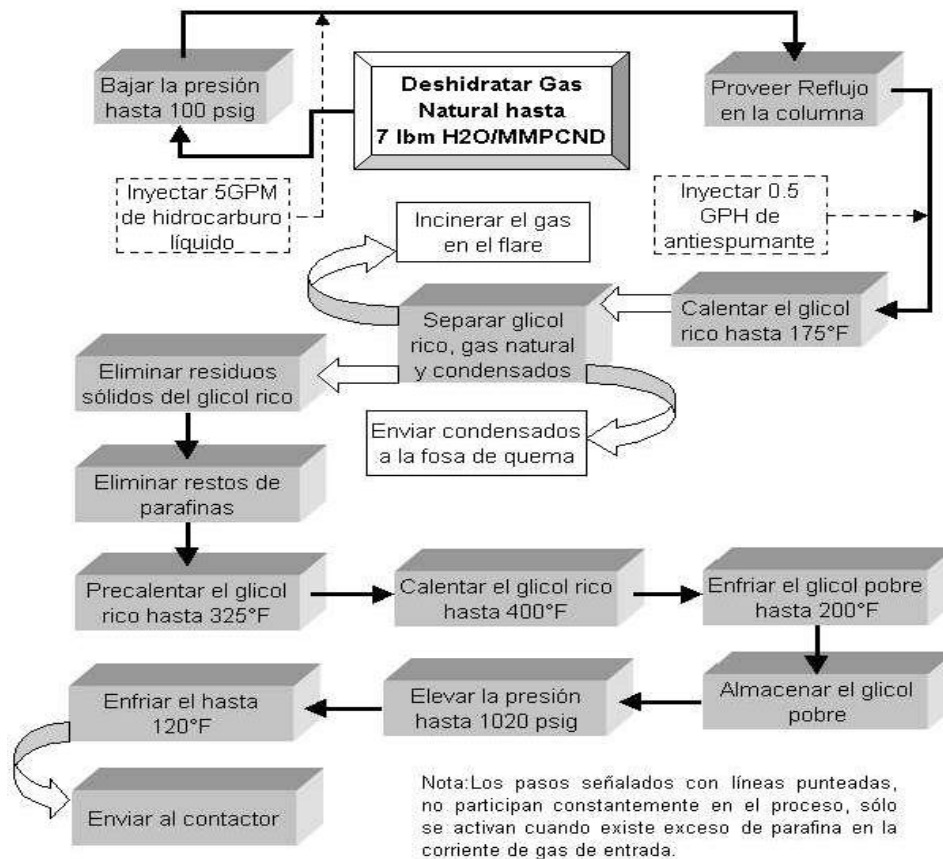


fig. 2.1 (Diagrama funcional del SDTEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

2.4.- Descripción De Los Equipos.

Para cumplir su función el sistema de deshidratación con trietilenglicol está conformado por una serie de equipos tanto estáticos como dinámicos, ver figura 2.2, que en conjunto, permiten realizar las etapas de deshidratación del gas natural y de regeneración del TEG.

En la presente sección se describen tanto las funciones de cada uno de los equipos dentro del sistema, como también, las condiciones de operación y la instrumentación asociada.

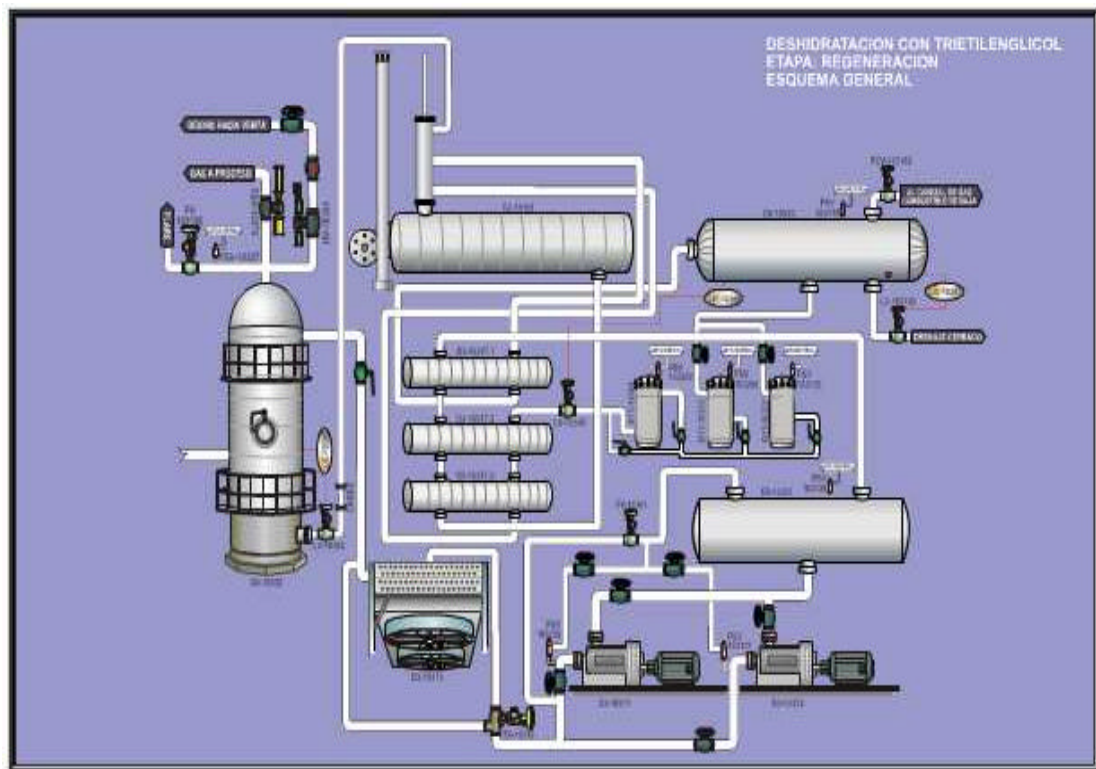


fig. 2.2 (Disposición de los equipos del SDTEG)

fuelle: SIACCO.

2.4.1.- Separadores De Entrada (D8-10301 & 336).

Los separadores de entrada son dos filtros cilíndricos dispuestos en forma horizontal de 42" de diámetro y 19' 3" de longitud, véase figura 2.3, que se encuentran operando en paralelo. Su función es retener cualquier líquido arrastrado o sólido antes de que estos puedan penetrar a la torre contactora.

Estos equipos están provistos de unas botas, donde se acumulan los líquidos que trae la corriente de gas natural. El nivel en el interior de las botas está controlado, de tal manera, que cuando se encuentre sobre el nivel permisible se abra la válvula LV10301, ver figura 2.4, la cual, permite desalojar los líquidos, enviándolos al tanque flash del líquido de alimentación del estabilizador.



fig. 2.3 (Vista de los separadores de entrada al SDTEG)
fuente: SIACCO.

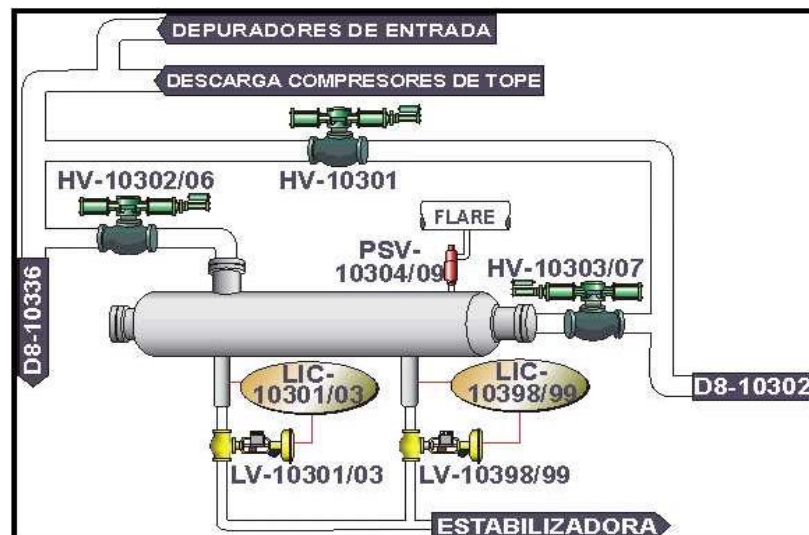


fig. 2.4 (Instrumentación asociada a los separadores de entrada del SDTEG)
fuente: SIACCO.

Tabla 2.1 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Filtro Separador de Gas de Entrada	D8-10301 D8-10336	Presión(psig)	Temp (°F)	Extraer las partículas líquidas y sólidas antes de que entren al contactor.
		1100	200	
		Condiciones de Operación		
		Presión (psig)	Temp (°F)	
		980	110	

Válvulas:

- PSV-10304/10305 → Evita una sobrepresión en caso de incendio.
- HV-10301 → Válvula manual de desvío de los filtros al contactor.
- HV-10302/06 → Válvula de entrada de gas a los filtros.
- HV-10303/07 → Válvula de salida del gas hacia el contactor.
- LV-10301/03/98/99 → Controla el nivel de líquido en la bota.

2.4.2.- Torre Contactora (D8-10302).

Este equipo es comúnmente llamado contactor y es donde se lleva a cabo la etapa de deshidratación. Consiste en un recipiente colocado en forma vertical de 138" de diámetro y 30' de altura, con empaque estructurado. Esta torre se puede dividir en dos secciones una superior en la cual se introduce gas con el TEG pobre y se obtiene gas parcialmente seco con un punto de rocío de 26°F y una sección inferior donde se alimenta el gas saturado y se retira TEG rico. Este recipiente permite que el gas deshidratado entre en contacto con una solución de TEG concentrada al 99,1% con la finalidad de absorber el agua contenida en el gas. En su interior está provista con platos de burbujeo colocados para aumentar la superficie de contacto entre el TEG y la corriente de gas natural.



fig. 2.5 (Vista de la torre Contactora)

fuente: SIACCO.

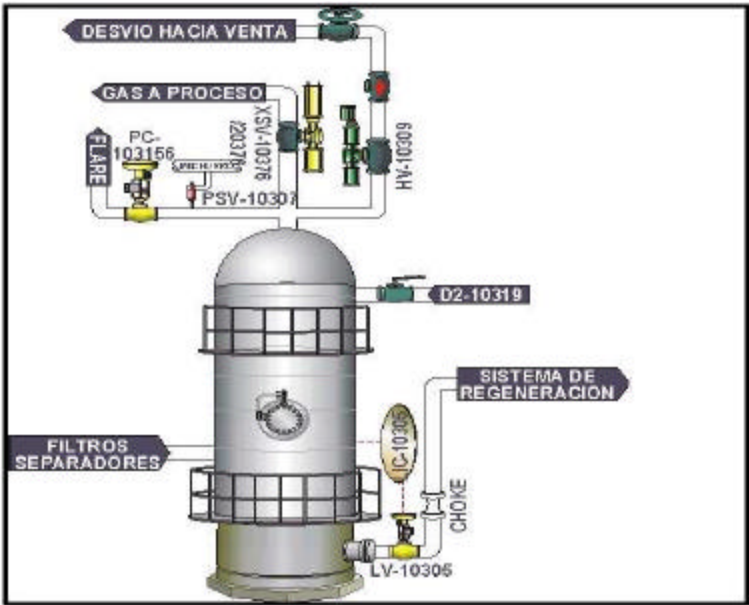


fig. 2.6 (Instrumentación asociada a la torre contactora)
fuente: SIACCO.

Tabla 2.2 (Condiciones de operación e instrumentación asociadas)
fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Contactor de Trietilenglicol	D8-10302	Presión(psig)	Temp (°F)	Deshidratar el gas natural hasta 7lbm H ₂ O/MMPCND
		1100	200	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		980	110	
Alarmas-paradas: - LAH-10305 → Alerta en sala de control ante alto nivel en el contactor. - LAL-10305 → Alerta en sala de control ante bajo nivel en el contactor. Válvulas: - PCV-103156→ Controla la presión en el tope del contactor. - XSV-10376 →Válvula on/off de salida de gas del contactor al tren de procesos. - PSV-10307 →Protege al contactor contra una sobrepresión. - HV-10309 →Válvula de desvío de gas deshidratado a ventas. - LV-10305 →Controla el nivel de glicol en el contactor. - CHOKE →Tumba la presión de 1000 psig a 100psig.				

2.4.3.- Intercambiadores De Calor Glicol Rico/Pobre (D2-10317.1 2 Y 3).

En el sistema existen tres intercambiadores de carcaza y haz de tubos dispuestos horizontalmente de 28 $\frac{3}{4}$ de diámetro y 23' 7 $\frac{1}{2}$ de largo, todos son del tipo TEMA-BEU, con área superficial de 6.081 pie² y capacidad para transmitir 2.6008 MMBTU/Hr. En estos equipos se usa el mismo TEG para el intercambio de calor, con la finalidad de precalentar el glicol rico que se dirige al rehervidor (ahorro de energía) y enfriar un poco el glicol pobre que se dirige hacia el enfriador; aumentando la eficiencia de este último. El fluido que pasa por el lado de los tubos es el glicol rico en agua proveniente de la torre contactora hacia el proceso de regeneración.



fig. 2.7 (Vista de los intercambiadores de glicol rico/pobre)

fuentes: SIACCO.

Tabla 2.3 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño (lado carcaza)		Función
Intercambiador de calor glicol pobre/rico.	D2-10317.1	Presión(psig)	Temp (°F)	Intercambiar calor entre el glicol rico y pobre, para ahorrar energía
		150	500	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		255	200	
		Condiciones de Diseño (lado tubos)		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		150	500	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		42	175	

Tabla 2.4 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño (lado carcaza)		Función
Intercambiador de calor glicol pobre/rico.	D2-10317.2	Presión(psig)	Temp (°F)	Intercambiar calor entre el glicol rico y pobre, para ahorrar energía
		150	500	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		255	290	
		Condiciones de Diseño (lado tubos)		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		150	500	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		50	210	

Tabla 2.5 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño (lado carcasa)		Función
Intercambiador de calor glicol pobre/rico.	D2-10317.3	Presión(psig)	Temp (°F)	Intercambiar calor entre el glicol rico y pobre, para ahorrar energía
		150	500	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		255	385	
		Condiciones de Diseño (lado tubos)		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		150	500	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		42	220	

2.4.4.- Acumulador De Glicol (D5-10301).

Es un recipiente cilíndrico de 84" de diámetro y 40' de longitud, dispuesto en forma horizontal que opera a una presión de 3" de columna de agua y está provisto de una almohadilla de gas para minimizar las pérdidas y degradación del glicol, a este gas se le conoce como gas de manta, y no es más que el mismo gas residual extraído del proceso. Su función como se dijo antes es proteger al glicol para evitar su degradación, debido a que el TEG no puede estar en contacto con el aire porque se oxida fácilmente.

La función principal de este recipiente es servir de tanque de almacenamiento de tal forma de garantizar el bombeo, es decir, en él se mantiene el nivel necesario para que las bombas siempre tengan glicol en la succión, evitando que estas trabajen en vacío.



fig. 2.8 (Vista del acumulador)

fuente: SIACCO.

Tabla 2.6 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Acumulador de Glicol	D5-10301	Presión(psig)	Temp (°F)	Almacenar el glicol para garantizar el bombeo
		5	450	
		Condiciones de Operación		
		Presión	Temp (°F)	
		3" WC	200	

Alarmas-paradas:

- LAL-10367 →Alarma en sala de control por bajo nivel en el acumulador.
- LSDL-10353→ Alarma en sala de control por bajo nivel debido a la parada del D3-10111.
- PAH-103285 →Alarma en el tablero local y en sala de control ante alta presión del colchón de gas.

Válvulas:

PSV-103128 → Ventila el acumulador ante una sobrepresión.

PCV-103260 → Controla el suministro de gas de mannta.

2.4.5.- Enfriador De TEG (D2-10319).

La función de este equipo es disminuir la temperatura del glicol proveniente del acumulador de 200°F a 120°F. Se encuentran instalados dos ventiladores idénticos de 12' de diámetro y 4 hojas, de los cuales, uno siempre se encuentra

en operación y el otro en spare. En su interior poseen una colmena de tubos para lograr el enfriamiento. Este equipo tiene una capacidad de operación normal de 4.295.000 BTU/Hr, área de transferencia de calor en tubos sin aletas: 5282 pie², área de transferencia de calor en tubos con aletas: 83.640 pie².



fig. 2.9 (Vista del enfriador)

fuelle: SIACCO.

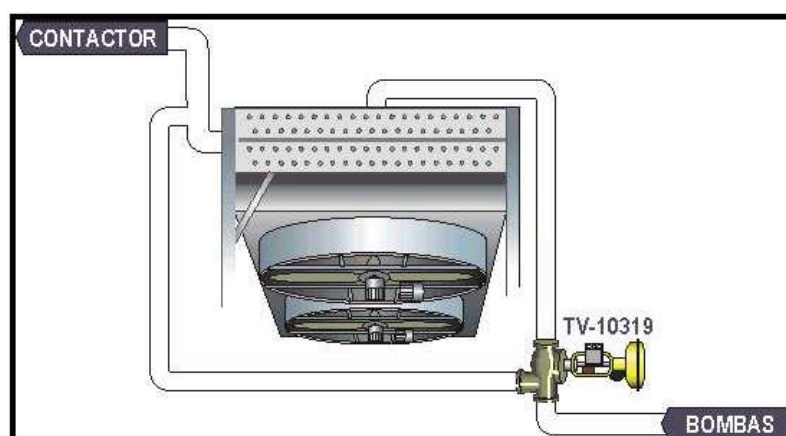


fig. 2.10 (Instrumentación asociada al enfriador)

fuelle: SIACCO.

Tabla 2.7 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Enfriador de glicol pobre	D2-10319	Presión(psig)	Temp (°F)	Enfriar el glicol pobre hasta 120°F para ser introducido al contactor.
		1100	260	
		Condiciones de Operación		
		Presión	Temp (°F)	
		1020	210	
Válvulas:				
▪ TV-10319→Controla la temperatura de entrada al contactor.				

2.4.6.- Bombas De Alimentación De TEG (D3-10311 & 10312).

Estas bombas son del tipo reciprocantes (desplazamiento positivo) de simple efecto. Su estructura se puede decir que está compuesta por tres partes esenciales, véase figura 2.11.

- *Motor Eléctrico.*
- *Cuerpo de la Bomba.*
- *Cuerpo de válvulas.*

El motor eléctrico, es quien le entrega a la bomba la energía necesaria para funcionar, es trifásico y gira a 1800 rpm; este equipo se encuentra acoplado al cigüeñal, ubicado en el cuerpo de la bomba, donde se produce una reducción de la velocidad de giro hasta 300 rpm; este movimiento es transmitido hasta los pistones por medio de las bielas. Los pistones se encuentran alojados dentro de unos émbolos y solidarios a ellos se encuentran un conjunto de barras (1 por pistón), por medio de las cuales se transmite el movimiento hasta las barras del cuerpo de válvulas, y es aquí donde se produce la succión y descarga del glicol. Esto se logra por medio de tres válvulas de succión, de apertura por presión diferencial, que permiten la entrada del fluido hacia el émbolo donde es bombeado por la acción intermitente del pistón. Se dispone igualmente de tres válvulas de descarga, una por cada émbolo, también de apertura por diferencia de presión para el desalojo del fluido hacia la línea de descarga.

El sistema de lubricación, es relativamente sencillo, debido a que el glicol sirve como fluido lubricante, en el cuerpo de válvulas, por esta razón no es necesaria la presencia de anillos en las barras. Sin embargo, es necesario lubricar el mecanismo que se encuentra en el cuerpo de la bomba; para esto, el equipo está provisto de una pequeña bomba de aceite accionada por el mismo giro del cigüeñal a través de una cadena y un sistema de engranajes. El aceite es tomado del cárter y enviado por un sistema de ductería a los principales puntos donde se requiere su presencia (Rodamientos, conchas y bocinas de biela); el resto de las partes son lubricadas por la salpicadura ocasionada por el giro del cigüeñal; debido a que todo este se encuentra inmerso hasta la mitad en aceite.

Las bombas están montadas sobre una estructura de metal, con el fin de conferirle estabilidad a los equipos y disminuir la vibración. Su función principal es elevar la presión hasta 1020 psig para que el TEG pobre pueda entrar a la torre contactora, debido a que esta se encuentra a 980 psig aproximadamente. Para aumentar la disponibilidad del sistema se instalaron dos bombas idénticas conectadas en paralelo, una de las cuales se encuentra siempre en operación mientras que la otra está en spare. Si se presenta una falla que imposibilite el trabajo de la bomba principal, el operador inmediatamente arranca la bomba que está en spare para restituir el servicio del sistema. Estas bombas suplen 160 GPM de TEG y en la descarga poseen una línea de recirculación hacia el acumulador con una válvula de control de flujo; la cual, permite controlar el caudal de glicol hacia el contactor, dependiendo de la cantidad de gas que se este procesando en ese momento.



fig. 2.11 (Vista de las bombas de glicol)

fuente: SIACCO.

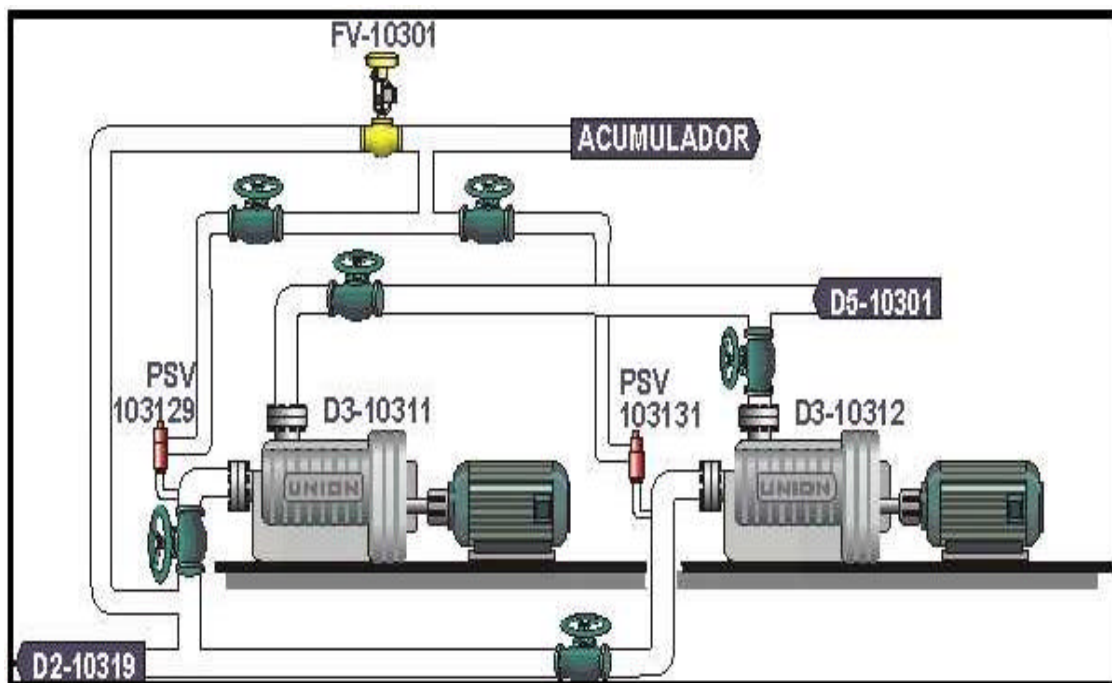


fig. 2.12 (Disposición de las bombas de glicol)

fuente: SIACCO.

Tabla 2.8 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Operación		Función
Bombas de alimentación de glicol pobre	D3-10311 D3-10312	Presión(psig)	Temp (°F)	Suministrar glicol pobre al contactor
		1020	200	
Válvulas: - PSV-103129 / 103131→ Previene una sobrepresión en la descarga de las bombas. - FV-10301→Regula el caudal de descarga de las bombas hacia el acumulador.				
Tipo. Modelo. Diámetro de succión. Diámetro de descarga. Marca. Posición. NPSH _R . Potencia. Caudal. Rpm del motor. Rpm de la bomba. N° de Pistones. Diámetro de los pistones. N° de válvulas de succión. N° de válvulas de descarga. Máxima presión de aceite. Mínima presión de aceite. Máxima presión de descarga.		Reciprocante. TX-125. 5 in. 3 in. Union Pump. Horizontal. 5.4 psi. 125 HP. 160 GPM. 1800 rpm. 300 rpm. 3. 3 3/8 in. 3. 3. 20 psig. 5 Psig. 1020 psig.		

2.4.7.- Tanque Flash (D8-10323).

Es un separador horizontal de tres fases de 78" de diámetro y 22' de longitud, en el cual todo hidrocarburo líquido se separa del glicol y del resto del gas que pudiese estar contenido aún en el TEG. El proceso, ocurre a una presión constante de 80 psig. Durante la separación, el gas se ubica en la parte superior de recipiente por ser menos denso, mientras que los condensados y el glicol se separan por medio de unos rebosaderos que posee el equipo. Estas dos últimas fases siguen caminos diferentes, los condensados son vaciados

hacia el drenaje cerrado y dirigidos a la fosa de quema y el glicol rico continúa en el proceso para su regeneración.



fig. 2.13 (Vista del tanque flash)

fuelle: SIACCO.

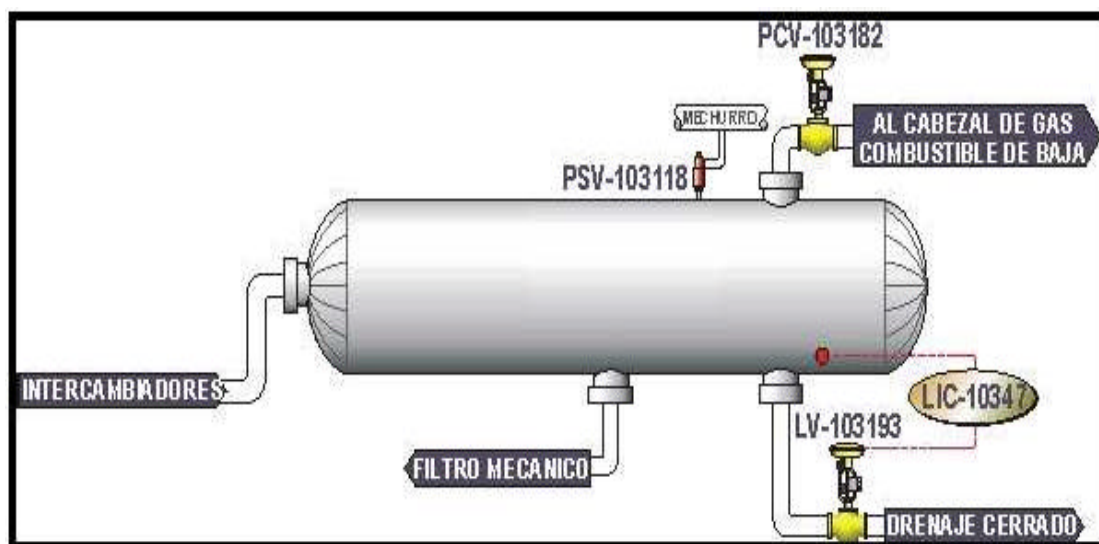


fig. 2.14 (Instrumentación asociada al tanque flash)

fuelle: SIACCO.

Tabla 2.9 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Tanque Flash	D8-10323	Presión(psig)	Temp (°F)	Separar el hidrocarburo líquido del gas y el glicol
		139	650	
		Condiciones de Operación		
		Presión	Temp (°F)	
		80	175	

Alarmas-paradas:

- LAH-10365 ➔Alarma en sala de control ante alto nivel de condensados.
- LAH-10368 ➔Alarma en sala de control ante bajo nivel de condensados.
- LAH-10366 ➔Alarma en sala de control ante bajo nivel de glicol.

Válvulas:

- LV-10347 ➔Controla el nivel de glicol en el tanque flash.
- PSV-103118➔Previene la sobrepresión en caso de fuego.
- PCV-103182➔Controla la presión en el flash.

2.4.8.- Filtros Mecánicos (D8-11302 & 10303).

La función de estos filtros es extraer todas las partículas sólidas de la solución rica del TEG. En el sistema están instalados dos filtros idénticos de 30" de diámetro y 7' de altura, dispuestos en forma vertical. De los cuales, solo uno opera mientras que el otro se encuentra en spare, lo que facilita las labores de mantenimiento.

La figura 2.15, muestra los dos filtros de elementos al lado derecho y el filtro de carbón activado al lado izquierdo.



fig. 2.15 (Vista de los filtros mecánicos)

fuente: SIACCO.

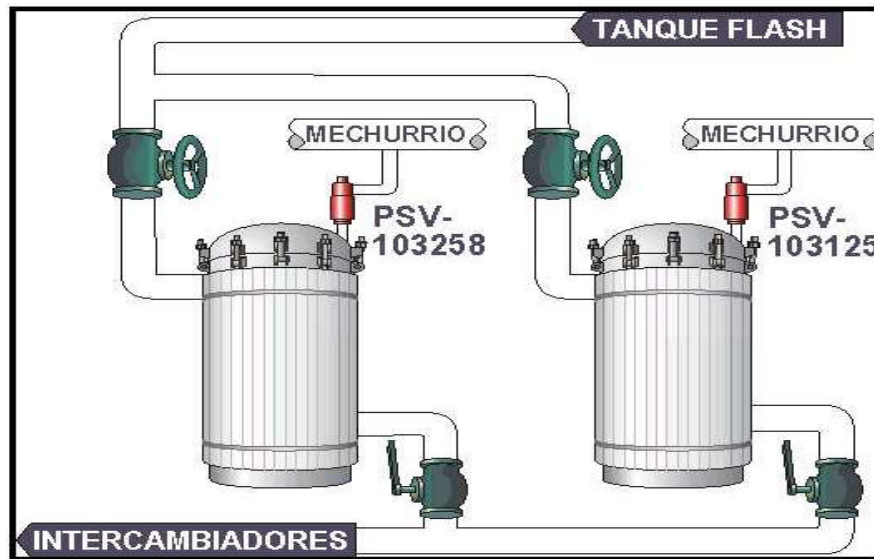


fig. 2.16 (Instrumentación asociada a los filtros mecánicos)

fuente: SIACCO.

Tabla 2.10 (Condiciones de operación e instrumentación)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Filtros de elementos mecánicos	D11-10302 D11-10303	Presión(psig)	Temp (°F)	Impedir el paso de cualquier elemento sólido al sistema
		130	250	
		Condiciones de Operación		
		Presión	Temp (°F)	
		40	175	
Válvulas: PSV-103258/3125 ➡ Previene una sobrepresión en los filtros.				

2.4.9.- Filtro De Carbón Activado (D11-10304).

Es un filtro dispuesto en forma vertical de 30" de diámetro y 7' de altura, ver figura 2.16, cuya función es eliminar los condensados (hidrocarburos livianos), que se pudiesen haber arrastrado en el recorrido del glicol, ya que estos, forman una espuma que impide el correcto contacto del glicol con el gas natural en el contactor. Por este filtro sólo se hace pasar una corriente lateral de 15 GPM, el resto continúa su recorrido hacia los intercambiadores.

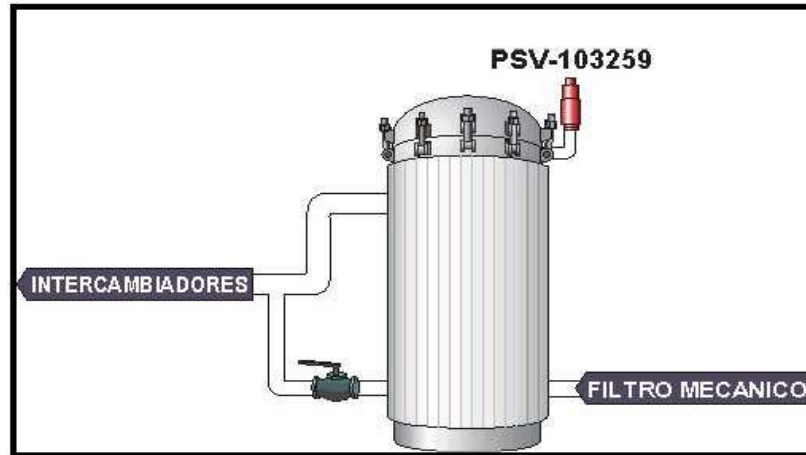


fig. 2.17 (Instrumentación asociada al filtro de carbón activado)

fuente: SIACCO.

Tabla 2.11 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuente: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Filtro de Carbón Activado	D11-10304	Presión(psig)	Temp (°F)	Eliminar condensados
		130	250	
		Condiciones de Operación		
		Presión	Temp (°F)	
		40	175	

Válvulas:
PSV-103259 ➡ Previene una sobrepresión en el filtro.

2.4.10.- Rehervidor De TEG (D2-10318).

El Rehervidor de TEG es un horno de fuego directo, a través de un tubo en forma de “u” (Piro tubo) colocado en su interior. Está dispuesto horizontalmente, con dimensiones de 90” de diámetro y 40’ de longitud, con dos cámaras de combustión, posee adicionalmente una columna vertical de destilación llamada columna de Regeneración ,que contiene tres (3) platos y en el tope un serpentín con un conjunto de tubos en forma de espiral. Su función es calentar el TEG para eliminar el agua contenida en él y condensar parcialmente los vapores de TEG y agua que vayan saliendo a través de un reflujo que permite una separación de TEG-Agua.



fig. 2.18 (Vista del rehervidor de glicol)

fuelle: SIACCO.

Tabla 2.12 (Condiciones de operación e instrumentación asociada)

fuelle: Miguel Rodríguez.

Nombre del Equipo	Tag	Condiciones de Diseño		Función
Rehervidor de Glicol	D2-10318	Presión(psig)	Temp (°F)	Eliminar el agua contenida en el glicol
		5	450	
		Condiciones de Operación		
		Presión(psig)	Temp (°F)	
		atmosférica	395	

Alarmas-paradas:

- LAL-103211 → Parada por bajo nivel de glicol, alarma en el tablero local y Alarma de parada en sala de control.
- TAH-103212 → Parada por alta temperatura del glicol, alarma en el tablero local y Alarma de parada en sala de control.
- TAH-103224 → Parada por alta temperatura del gas en la chimenea, alarma en el tablero local y Alarma de parada en sala de control.
- PAL-10382 → Parada por baja presión del gas del piloto hacia el rehervidor. Alarma en el tablero local y alarma de parada en sala de control.
- PAL-103264 → Alarma en el tablero local y parada en sala de control por baja presión de gas combustible en los quemadores

Válvulas

- PCV-103184 → Controla la presión de suministro de comb a los pilotos.
- PCV-103183 → Controla la presión de suministro principal de comb.
- TIC-103191 → Controla la temperatura del rehervidor a 400°F, mediante el control de flujo de gas combustible hacia los quemadores.
- XSV-10368.1,2 → Corta el suministro de gas comb a los quemadores.
- XSV-10383 → Corta el suministro de gas combustible a los pilotos.
- XSV-103136 → Corta el flujo de combustible complementario ante una parada.

CAPÍTULO III

3.- DEFINICIONES BÁSICAS DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL.

3.1.- Generalidades.

El presente trabajo gira entorno a la palabra mantenimiento, el cual se define como el conjunto de actividades y procesos estratégicos realizados para conservar y/o restablecer infraestructuras, sistemas, equipos y dispositivos a una condición que le permita cumplir con las funciones requeridas dentro de un marco económicamente viable y de acuerdo a las normas técnicas y de seguridad establecidas.

En los actuales momentos, existen una gran cantidad de tendencias, metodologías, software y herramientas en general, que contribuyen a que las labores de mantenimiento efectuadas sobre equipos o sistemas sean cada vez más eficaces. En este sentido, se dedica este capítulo a la explicación de todos los conceptos, técnicas y herramientas empleadas durante la ejecución del trabajo.

3.2.- Tipos De Mantenimiento.

3.2.1.- Mantenimiento Preventivo.

Son las acciones que se planean y programan con el objetivo de ajustar, reparar o cambiar partes en equipos, antes de que ocurra una falla o daños mayores, reduciendo al mínimo los gastos producto de paradas no programadas. Entre las ventajas de la aplicación de un buen plan de mantenimiento preventivo, se pueden citar las siguientes:

- Disminuye el tiempo de parada de los equipos.
- Disminuye el pago de tiempo extra al personal.
- Disminuye los costos por reparación.
- Mejora el control de la existencia de repuestos en almacén.
- Disminuye el costo unitario de producción.
- Aumenta la seguridad de los trabajos.

3.2.1.1.- Mantenimiento Sistemático.

Es un tipo de mantenimiento preventivo, basado en reemplazos programados de componentes de equipos, sin evaluar las condiciones de operabilidad de los mismos. Esta tendencia es aplicada, en gran medida en la industria aeronáutica, debido a que los requerimientos de seguridad deben ser elevados puesto que están involucradas vidas humanas.

3.2.1.2.- Mantenimiento Predictivo.

Este tipo de mantenimiento se practica para detectar anomalías en los equipos, generalmente en funcionamiento, mediante la interpretación de datos obtenidos con instrumentos previamente colocados en diferentes partes de la máquina o mediante la toma de muestras. El mantenimiento predictivo pudiera ser considerado como preventivo, la diferencia está, en que debido a la tecnología utilizada, cada vez más sofisticada, da la posibilidad de obtener datos de los diferentes parámetros que se presentan en la operación normal de los equipos, los datos así obtenidos pueden ser procesados por computadoras y dar reportes o accionar alarmas e inclusive parar el equipo evitando daños mayores. Así pues, se cuenta con numerosas técnicas que permiten anticiparse a la falla mediante el seguimiento de la operación de los equipos, entre las cuales sobresalen las mediciones de vibraciones para conocer el estado de los rodamientos, el análisis de aceite, detección infrarroja de puntos calientes, alineación óptica/láser, mediciones de variables operacionales como: Presión, temperatura y volumen, etc.

3.2.2.- Mantenimiento Correctivo.

Es el mantenimiento que se ejecuta después de la aparición de una falla, para restablecer cualquier infraestructura, sistema, dispositivo o equipo a una condición en la cual pueda cumplir con la función para el cual está diseñado. El mantenimiento correctivo, puede ser producto de la falla de un equipo, que lo obliga a no estar disponible para operar, o se puede derivar de una inspección que arroje como resultado, el daño de una o varias partes. A diferencia de otras

técnicas de mantenimiento, este debe realizarse en forma inmediata, con la correspondiente pérdida de tiempo, que normalmente es más larga que una parada programada, por las siguientes razones:

- No se conoce cuales piezas deberán ser reemplazadas y si hay existencia en el almacén.
- No se conoce la magnitud del daño, por lo que se debe desmontar e inspeccionar la pieza dañada y las que trabajan junto con ella.
- El daño puede ocurrir en horas no laborales, por lo que es frecuente incurrir en pérdidas de producción
- La falla puede causar accidentes a los operadores de los equipos.

3.2.3.- Mantenimiento Proactivo.

Este tipo de mantenimiento, consiste en el seguimiento de las fallas repetitivas con el fin de conseguir su causa y rediseñar el sistema de ser necesario.

3.3.- Períodos De Vida De Los Equipos.

Cualquier equipo, durante su vida, pasa por tres períodos muy bien definidos y caracterizados, cada uno de ellos, en función de una tasa de fallas determinada. Estas etapas pueden se pueden observar, junto con sus características principales, en la llamada curva de la bañera que se muestra en la figura 3.1.

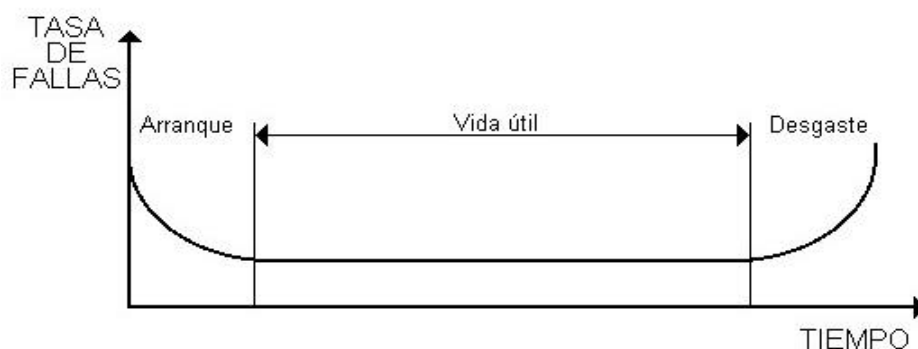


fig. 3.1 (Curva de la bañera)

fuelle: Miguel Rodríguez.

3.3.1.- Período De Arranque.

Como se muestra en la figura 3.1, es un período se caracteriza por presentar una tasa de fallas en descenso a medida que transcurre el tiempo; estas fallas son propias del arranque de cualquier equipo y tienen que ver con defectos de diseño no corregidos, errores en la fabricación montaje e instalación del equipo, defectos en los materiales, componentes fuera de especificación, etc.

3.3.2.- Período De Operación Normal.

Este intervalo de tiempo también es conocido como vida útil del equipo. Es un periodo cuyo inicio coincide con el final del arranque, siendo su característica principal la presencia de una tasa de fallas constante, por lo cual, es durante este tiempo cuando se espera que el equipo cumpla con la mayoría de sus funciones. Entre las características más relevantes de esta etapa se pueden nombrar:

- Cubre la mayor parte de la vida del equipo.
- La tasa de fallas es constante.
- Las fallas ocurren totalmente al azar, por lo que no se pueden predecir.

3.3.3.- Período De Desgaste.

Durante este periodo se produce un aumento de la tasa de fallas, como consecuencia del proceso de deterioro físico propio del uso, tal como el desgaste, fatiga, corrosión, etc. Cuando un equipo se encuentra en esta fase de su vida, llegará el momento en que no será económicamente viable mantenerlo, por lo que se suelen tomar decisiones como el reemplazo o la ejecución de mantenimientos mayores capaces de devolverle sus condiciones operativas normales.

3.4.- Indicadores De Gestión De Mantenimiento.

La figura de estos índices surge de la necesidad de controlar la función de mantenimiento, para lo cual, es necesario controlar variables como: Tiempo fuera de servicio por fallas, tiempo entre fallas, capacidad productiva de los

equipos, etc. En este sentido, se definieron los siguientes indicadores, capaces de medir las variables mencionadas.

3.4.1.- Confiabilidad.

Se define como la probabilidad de que un componente, equipo o sistema este operando adecuadamente, durante un periodo de tiempo dado y bajo condiciones de operación específicas.

3.4.1.1.- Parámetros De La Confiabilidad.

Los parámetros utilizados en un estudio de confiabilidad se pueden resumir en tres tipos a saber:

- *Tiempo promedio entre fallas (TPEF)*: Este tiempo es una medida del intervalo más probable de aparición de una falla. Mientras mayor sea su valor, mayor será la confiabilidad del equipo.
- *Probabilidad de supervivencia (P_s)*: Este término es un sinónimo de la confiabilidad, y no es más que la probabilidad de que el equipo este operando. Matemáticamente se define como el complemento de la probabilidad de falla, es decir:

$$P_s(t) = 1 - P_f(t) \quad \text{Ecuación 3.1}$$

- *Tasa de fallas (I)*: También es conocida como frecuencia de ocurrencia de fallas, y no es más que el número de fallas ocurridas en un determinado período de tiempo.

3.4.1.2.- Estimación De La Confiabilidad De Los Sistemas.

Cuando se habla de confiabilidad de sistemas, se refiere a un grupo equipos dispuestos de una forma en particular. Este índice será mayor o menor, dependiendo de la función del equipo y de la manera en que estén instalados. En general, existen dos configuraciones importantes:

- *Configuración en serie*: Representa la disposición más sencilla, y su característica principal es que la pérdida de función de un componente implica la pérdida de función del sistema.

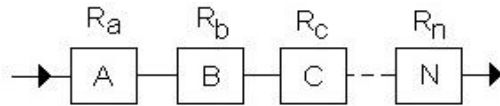


fig. 3.2 (Configuración en serie)

fuente: Miguel Rodríguez.

La expresión matemática para esta disposición de activos, establece que la confiabilidad total de un sistema cuyos componentes estén arreglados en serie, viene dado por el producto de las confiabilidades parciales de los mismos.

$$R(t) = R_1 \times R_2 \times \dots \times R_n \quad \text{Ecuación 3.2}$$

- *Configuración en paralelo:* Representa una configuración muy común en la industria, su característica principal, es que aún cuando un componente presente una pérdida total de función, el sistema puede seguir operando.

La expresión empleada para calcular la confiabilidad de un grupo de activos dispuestos de esta forma, es la siguiente:

$$R(t) = 1 - ((1 - R_1) \times (1 - R_2) \times \dots \times (1 - R_n)) \quad \text{Ecuación 3.3}$$

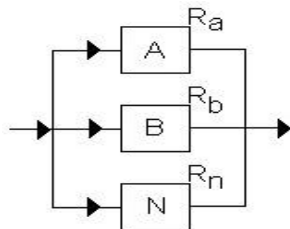


fig. 3.3 (Configuración en paralelo)

fuente: Miguel Rodríguez.

3.4.1.3.- Distribuciones Empleadas Para Estimar La Confiabilidad.

El concepto de confiabilidad hace referencia al término probabilidad. El hecho de vincular esta palabra en la definición, implica la aplicación de métodos estadísticos y modelos matemáticos; entre los cuales los más usados en mantenimiento son:

- *Distribución de Weibull:* Esta es la distribución más flexible, y además, la que se utiliza con mayor frecuencia, debido a que tiene una clara ventaja sobre las demás, y es que es aplicable a cualquier periodo de la vida del equipo porque

describe el comportamiento de las fallas en cualquiera de ellos. La expresión matemática que la representa es la siguiente:

$$Y = a - b \times e^{-ct^d} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Donde:

- a $\otimes$ Parámetro de localización de la distribución a lo largo de la ordenada.
- b, c $\otimes$ Parámetros de escala, un cambio en estos parámetros tienen el mismo efecto en la distribución que un cambio en el eje de las abcisas.
- d $\otimes$ Parámetro de forma. Describe la forma de la distribución dependiendo de su valor. Para $d < 1$, representa una exponencial decreciente en el tiempo, $d = 1$, representa una distribución constante y $d > 1$ una exponencial creciente en el tiempo. Lo cual se asemeja a los tres periodos básicos de la vida de un equipo.

- *Distribución Exponencial*: Esta distribución representa la forma más general mediante la cual se puede estimar la confiabilidad. Es una expresión sencilla en la que se considera que la frecuencia de fallas es el inverso del tiempo promedio operativo. Es importante destacar que en esta distribución el comportamiento de la tasa de fallas es constante, por lo que la precisión de los resultados está en función del grado de veracidad de los mismos.

La ecuación que la representa es la siguiente:

$$Y = a \times e^{bt} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

- *Distribución Log-normal*: Esta distribución es muy utilizada para equipos estáticos, debido a que su decrecimiento es lento, tal como suele suceder en el proceso de deterioro de este tipo de equipos.

Esta distribución esta representada por la siguiente ecuación:

$$Y = a + b \times \ln(t) \quad \text{Ecuación 3.6}$$

3.4.2.- Mantenibilidad.

Es la probabilidad de que un componente, equipo o sistema pueda ser restaurado a una condición operacional satisfactoria dentro de un período de tiempo dado. Por ende, este índice mide la capacidad de la organización de mantenimiento para cambiar de un estado fallado a uno de operación normal.

3.4.2.1.- Parámetros De La Mantenibilidad.

Para la estimación de este índice, se puede decir que existe un solo parámetro básico, conocido como el tiempo promedio fuera de servicio (TPFS), el cual, puede ser obtenido analítica o gráficamente basándose en el número total de horas fuera de servicio debido a una falla y el número de acciones de mantenimiento involucradas.

El TPFS, es el tiempo transcurrido desde que el equipo es desconectado hasta que es entregado de nuevo para cumplir su función. Este intervalo de tiempo está constituido por la sumatoria de los siguientes períodos individuales:

- *Enfriamiento*: Es el tiempo transcurrido desde que el equipo es desconectado y el instante en que las condiciones permitan su intervención.
- *Localización de la falla*: Representa el tiempo empleado en ubicar el desperfecto.
- *Reparación*: Es el tiempo que dura la reparación del equipo.
- *Demora por materiales*: Comprende el tiempo gastado en la espera de materiales, de no existir en el almacén.
- *Administrativo*: Es el tiempo gastado en actividades como turnos no trabajados, fines de semana, espera de permisos, prioridad de realización de otros trabajos, etc.
- *Arranque*: Es el tiempo que se debe dedicar a la puesta en marcha del equipo una vez reparado.

3.4.2.2.- Distribuciones Empleadas Para Estimar La Mantenibilidad.

Al igual que para la confiabilidad, la mantenibilidad también es estimada mediante la aproximación de los respectivos datos a modelos específicos, entre los cuales, los más empleados son:

- *Distribución exponencial:* Se adapta muy bien cuando las intervenciones al equipo son de corta duración, que constituyen principalmente intercambio de piezas estándar, su expresión matemática, es una ecuación exponencial negativa como se muestra a continuación:

$$M(t) = 1 - e^{-mt} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Donde μ es la tasa de reparación y es constante.

- *Distribución de Gumbell:* Esta es la distribución más comúnmente empleada para estimar la mantenibilidad, debido a que puede ser aplicada cuando se tienen intervenciones cortas y algunas largas, pero principalmente porque los cálculos son muy sencillos, debido a la existencia de un papel funcional que simplifica la metodología de evaluación del índice.

La ecuación que representa esta distribución es como sigue:

$$P(t) = e^{-e^{-a(t-\mu)}} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Donde:

$P(t)$ = Densidad de probabilidad.

a = Parámetro de dispersión.

t = Tiempo en estudio (TPFS).

μ = Parámetro de posición.

Los parámetros anteriores, pueden ser encontrados de una manera sencilla utilizando el papel probabilístico, también llamado papel de tipo gumbell, como se muestra en la figura 3.4.

El parámetro de dispersión “a”, se calcula mediante la expresión

$$a = \frac{3}{(Y_2 - Y_1)}$$

Ecuación 3.9

Donde:

Y_1 = Tiempo fuera de servicio para $P(t) = 27\%$.

Y_2 = Tiempo fuera de servicio para $P(t) = 95\%$.

El parámetro de posición " μ ", corresponde al TFS para una probabilidad de falla de 36.8%

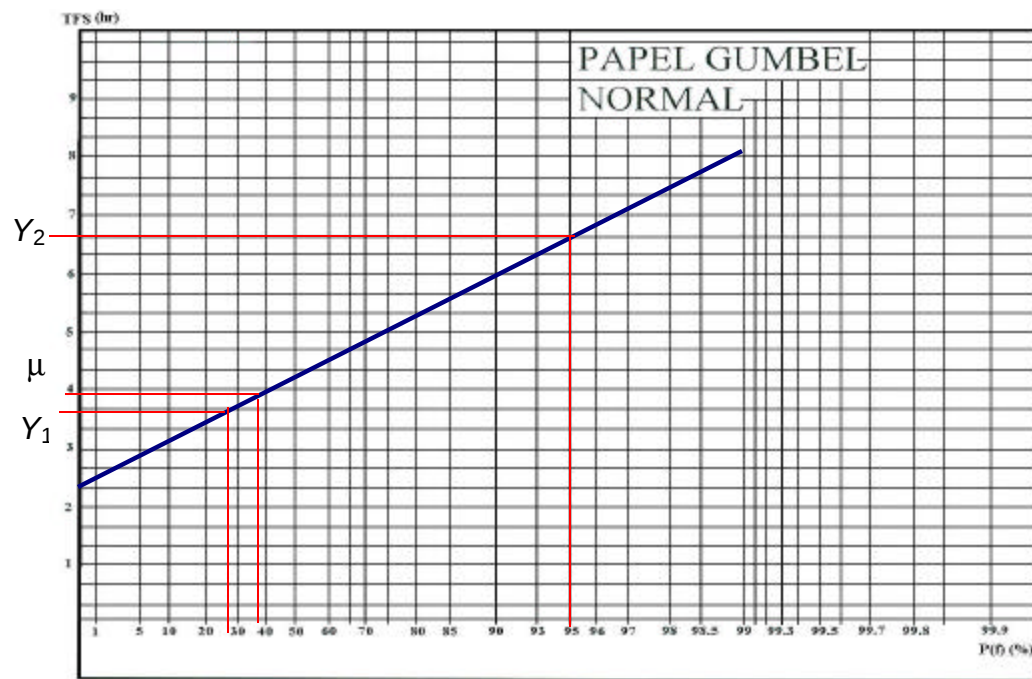


fig. 3.4 (Procedimiento gráfico para la estimación de la mantenibilidad)

fuelle: Miguel Rodríguez.

3.4.3.- Disponibilidad.

Este índice da una medida de la capacidad del equipo para cumplir con la función para la cual está destinado, en un tiempo dado.

3.4.3.1.- Tipos De Disponibilidad.

Existen algunas variantes de este parámetro, dependiendo de los factores que se deseen vincular, entre ellas las más comunes son:

- *Disponibilidad genérica:* Proporciona el valor más conservador y es la más indicada para hacer evaluaciones de sistemas productivos. Su expresión se muestra a continuación:

$$D = \frac{TPEF}{TPEF + TPFS} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

- *Disponibilidad Intrínseca:* Evalúa la disponibilidad, tomando únicamente en cuenta, la capacidad y organización del personal que repara.

$$D_i = \frac{TPEF}{TPEF + TPPR} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

- *Disponibilidad operacional:* En este caso se evalúa la disponibilidad sin tener en cuenta los tiempos debidos a espera operacional.

$$D_o = \frac{TPEM}{TPEM + TPFS} \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Las ecuaciones anteriores muestran una diversidad de intervalos de tiempo, para hacer las estimaciones de disponibilidad. La diferencia entre todos ellos se puede observar en a figura 3.5

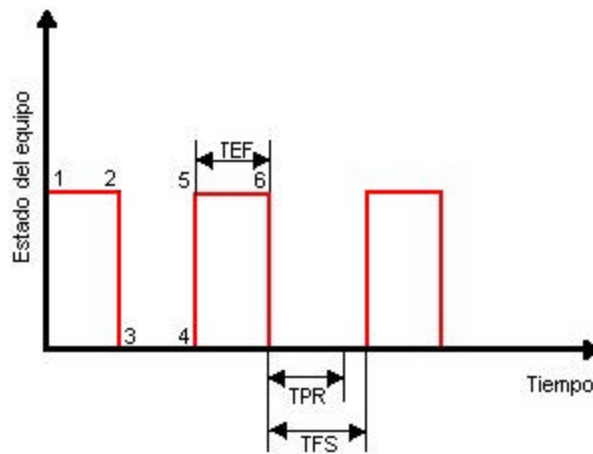


fig. 3.5 (Tiempos de mantenimiento)

fuentes: Miguel Rodríguez.

Entre los puntos 1 y 2, el equipo se encuentra operando normalmente, en el punto identificado con el número 3, se produce la parada del equipo debido a

la existencia de una falla y permanece fuera de servicio hasta (4); una vez reparada, la máquina entra de nuevo en operación (5) hasta que se presente nuevamente otra falla (6).

Adicionalmente, se puede observar también, la relación entre la confiabilidad y la mantenibilidad con la disponibilidad, debido a que las ecuaciones 3.12-3.14, involucran los TPEF y TPFS, los cuales son los parámetros básicos usados para estimar dichos índices, este hecho, recalca lo que intuitivamente se conoce, y es que, si aumentamos el tiempo operativo del equipo y disminuimos los tiempos fuera de servicio, obtendremos un aumento de la probabilidad de que el equipo funcione cuando se le requiera, lo que representa un incremento de la disponibilidad. Esta situación se expresa gráficamente en la figura 3.6.

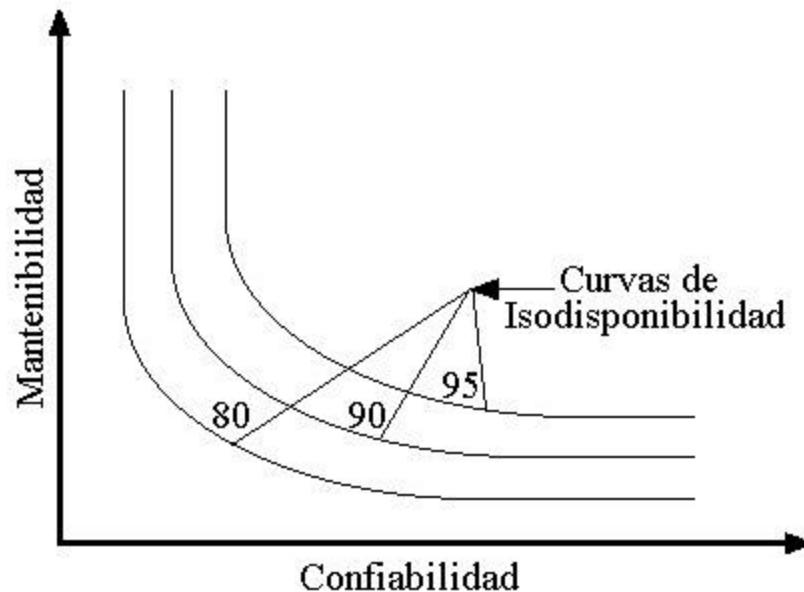


fig. 3.6 (Relación entre la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad)

fuelle: Miguel Rodríguez.

3.5.- Confiabilidad Operacional.

Este término está referido a la probabilidad de que una instalación o sistema, representado por sus procesos tecnología y gente, cumplan su función dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional definido.

Para su análisis, existen una serie de herramientas técnicas ampliamente probadas y usadas a nivel mundial, cuya aplicación resulta en ahorros considerables dentro del ámbito de las grandes corporaciones. En función de esto, a continuación se describen las técnicas de mayor uso en la actualidad.

3.5.1.- Mantenimiento Centrado En Confiabilidad (MCC).

Es una metodología cuyo fin es determinar las necesidades de mantenimiento de plantas y equipos en su contexto operativo; para lo cual, aplica un enfoque de preguntas que trata de responder una en específico, y es, ¿Qué se debe hacer para que un activo físico continúe llevando a cabo su función?.

Se aplica principalmente en equipos dinámicos que presentan patrones de falla de alta frecuencia y baja consecuencia. El resultado principal de la adopción de esta metodología de trabajo son planes de mantenimiento óptimos.

3.5.1.1.- Aplicación De La Metodología.

Los pasos a seguir, si se adopta un esquema de trabajo de este tpo, está representado de una manera sintetizada en la figura E.1 apéndice E. Sin embargo, a continuación se definen las características básicas del MCC para lograr un resultado exitoso.

La aplicación de la metodología se debe iniciar con la formación de un grupo de trabajo, conformado por personal de la planta con amplia experiencia sobre el proceso y las labores generales que en ella se realizan; en este sentido deberá, existir las siguientes figuras:

- *Facilitador*: Será la persona que tome el rol de líder del grupo. Su trabajo consiste en organizar todos los aspectos del análisis, como lo son, fijar las reuniones, prepara la agenda a discutir, responder a las preguntas que el grupo no pudo responder y preparar el informe final sobre recomendaciones del mantenimiento para su aprobación por parte de la gerencia.
- *Mantenedor*: Representa la experiencia de las labores de mantenimiento dentro del grupo, tiene por función aportar toda sus conocimientos en el área de mantenimiento.
- *Operador*: Es el representante de la parte operacional de los equipos, ya que, las estrategias operacionales que se siguen en una planta, deben estar ligadas a la frecuencia y alcance del mantenimiento.
- *Especialista*: Es el experto en manejo y conocimiento del proceso que se lleva a cabo en la planta. Este individuo conoce a cabalidad las variables que influyen en el proceso y como pudiesen afectar el desenvolvimiento normal del mismo.
- *Diseñador*: Esta persona, conoce el equipo físicamente, por lo que posee la información de los efectos que se pudiesen ocasionar sobre la máquina si se llegase a producir la falla de algún componente. En muchas de las ocasiones, esta figura puede ser desempeñada por los técnicos mecánicos encargados de hacer las reparaciones; puesto que ellos son los más familiarizados con todos los elementos y partes que conforman el equipo.

Una vez constituido el grupo de MCC, se inicia la formulación de 7 preguntas básicas:

1. ¿Qué debe hacer la planta y cuán bien debe operar mientras cumple su función?.
2. ¿Cómo podría dejar de operar como se requiere?.
3. ¿Cuáles son las causas posibles de estas fallas?.
4. ¿Qué ocurre cuando la planta falla?.
5. ¿Son importantes los efectos de estas fallas?.

6. ¿Qué puede hacerse para prevenir los efectos de fallas que sí son importantes?.
7. ¿Qué debe hacerse en todos aquellos casos que no es posible prevenir la falla?.

Las cuatro primeras preguntas pueden ser respondidas utilizando una técnica conocida como Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF) el cual, es un método de análisis que permite identificar las razones posibles de la falla de un elemento. Para esto, el grupo de MCC, debe definir cuatro aspectos importantes a saber:

- Requerimientos y normas de operación de los equipos.
- Especificación de la manera en que el equipo puede dejar de cumplir su función.
- Identificación de las causas de las fallas.
- Identificación de los efectos de las fallas.

La información referente a los tópicos nombrados anteriormente, se organiza, por medio de un código numérico, en una planilla destinada para tal fin, véase fig B.1-B.5, apéndice B).

El resultado final de un AMEF, es una lista de fallas que pudiesen presentarse, además de una descripción de los efectos que se generarían. Acto seguido, el proceso de MCC tiene la tarea de analizar toda esta información y seleccionar las tareas de mantenimiento así como la frecuencia de su realización y el personal más idóneo. Para ello, se cuenta con un formato que organiza todos estos elementos y los presenta de una manera estructurada, véase fig B.6-B.9, apéndice B. Esta planilla es conocida como, Registro de la selección de tareas, y posee varias secciones a saber:

- *Número de referencia:* Esta sección está integrada por tres columnas tituladas: F, FF, FM, cuyo significado es: Función, falla de función y modo de falla, respectivamente. En estas columnas se coloca el código numérico de las

causas de fallas analizadas en el AMEF. Por lo cual, esta parte constituye el medio de comunicación entre las dos planillas.

- *Evaluación de las consecuencias de fallas:* El MCC, establece una caracterización específica de las fallas que se presentan sobre los equipos, según la cual, existen 5 grupos de consecuencia, estos son:

1. *Consecuencia de falla durmiente:* Este grupo clasifica a las fallas que no tienen un efecto inmediato sobre el equipo o sistema, y se requiere que se presente otra falla para que todas las consecuencias salgan a relucir. Son típicas fallas de este tipo, las que se presentan en alarmas, válvulas de alivio, equipos en spare, etc.
2. *Consecuencia de falla de seguridad:* Incluye aquellas fallas que pueden causar lesiones o la muerte de las personas. Por ejemplo, fugas o cualquier condición insegura de operación de los equipos.
3. *Consecuencia de falla ambiental:* Son aquellas que ocasionan violaciones de las regulaciones ambientales y ecológicas en general. Por ejemplo, fallas que pueden ocasionar emisiones de sustancia tóxicas al medio ambiente.
4. *Consecuencia de falla operativa:* Son aquellas que afectan la producción. En este caso se habla de paradas de equipos principales o daño de algunas partes que ocasionen la parada de la máquina y por tanto de la producción.
5. *Consecuencia de falla no-operativa:* Esta categoría absorbe todas aquellas fallas que no encajen en las definiciones anteriores.

- *Tareas de mantenimiento:* Para el llenado de esta parte, la metodología del MCC, propone varias actividades para solventar cualquier percance. Entre ellos están:

1. *Lubricación:* Se indica una tarea de este tipo cuando se considera que la falla puede ser ocasionada por eventos como: Falta de aceite o grasa, lubricantes inadecuados, contaminación de los lubricantes, etc.
2. *Monitoreo de las condiciones:* Esta tarea propone inspeccionar el equipo, bajo una frecuencia definida, mediante el monitoreo de algunas condiciones que aporten datos suficientes como para predecir o reconocer la falla de

algún componente. Esta técnica aplica para aquellas fallas cuyo periodo de tiempo entre su inicio y desenlace catastrófico es suficientemente amplio como para intervenir el equipo y solucionar el problema; a este intervalo se le conoce como intervalo p_f . Las herramientas más comunes utilizadas para la detección de fallas incluyen: Mediciones de vibraciones, análisis de aceite, monitoreo químico, detección de grietas, detección de puntos calientes etc.

3. *Tareas programadas*: Se refiere a la asignación de una tarea fija, preestablecida con una frecuencia definida, esto se hace cuando se posee información acerca del patrón de falla de los componentes, por lo cual, se puede predecir su duración en el tiempo, por medio de estimaciones de su vida útil. Las acciones más comunes de este tipo son los mantenimientos mayores (overhaul) y la sustitución programada de partes.
4. *Prueba de función*: Esta tarea de mantenimiento es indicada cuando se requiere conocer si el componente está funcionando satisfactoriamente. Aplica principalmente, a equipos con tendencia a fallas del tipo durmiente, es decir, aquellos que no están operando continuamente; este es el caso de las válvulas de alivio, las alarmas, sistemas de incendio, etc.

- *Frecuencia de las tareas de mantenimiento*: El establecimiento de la frecuencia para la realización de las tareas depende del criterio del grupo evaluador, sin embargo, se debe tener presente que la tareas programadas deben realizarse antes de cumplir el período de tiempo equivalente a su TMEF, y el monitoreo de las condiciones debe tener una frecuencia mayor al intervalo p_f .
- *Personal idóneo para la ejecución de la tarea de mantenimiento*: Esta sección está integrada por una columna con el título “podrá ser hecha por”. Aquí el equipo seleccionará al personal más calificado para la ejecución de la actividad; de acuerdo con la experiencia y la capacidad técnica que amerite el caso.

3.5.2.- Inspecciones Basadas En Riesgo (IBR).

Es una metodología que permite determinar la probabilidad de falla en equipos que transportan y/o almacenan fluidos, y las consecuencias que estas pudiesen generar sobre las personas, el ambiente, los procesos y el equipo. Esta tendencia propende el control del riesgo como herramienta básica, el cual se expresa matemáticamente como:

$$Riesgo = P \times C$$

Ecuación 3.13

Donde:

P= Probabilidad de falla (Eventos/año).

C= Consecuencia (\$/evento).

El problema que se presenta en la cuantificación del riesgo, es precisamente la obtención de la información referente a los parámetros involucrados, debido a que por lo general, las empresas no llevan este tipo de registro; por esta razón, los valores referidos a la probabilidad de falla, son con frecuencia, obtenidos de publicaciones como OREDA (Offshore Reliability data), el cual recopila la data de una serie de empresas petroleras a nivel mundial, tabulando los datos promedios referentes a las distintas fallas que se pueden presentar en los equipos asociados a las plantas del sector. Mientras que para la estimación de consecuencias, se cuenta en la actualidad, con software como el Canary y el Phast, capaces de calcular el impacto monetario que pueden sufrir las plantas ante las diversas fallas que se puedan presentar. Adicionalmente, existe la norma API-581, en la cual, aparecen todas las consideraciones que se deben tomar en cuenta para hacer un análisis de este tipo.

El resultado de la aplicación de esta metodología son planes de inspección eficaces, priorizando la ejecución de tareas de mantenimiento sobre los equipos más riesgosos y organizando toda la información bajo la figura de una matriz de riesgo, la cual, permite ver de manera clara los equipos que figuran como más

riesgosos dentro del estudio. La fig 3.7 muestra una matriz de riesgo típica, en la cual fueron evaluados 120 equipos.

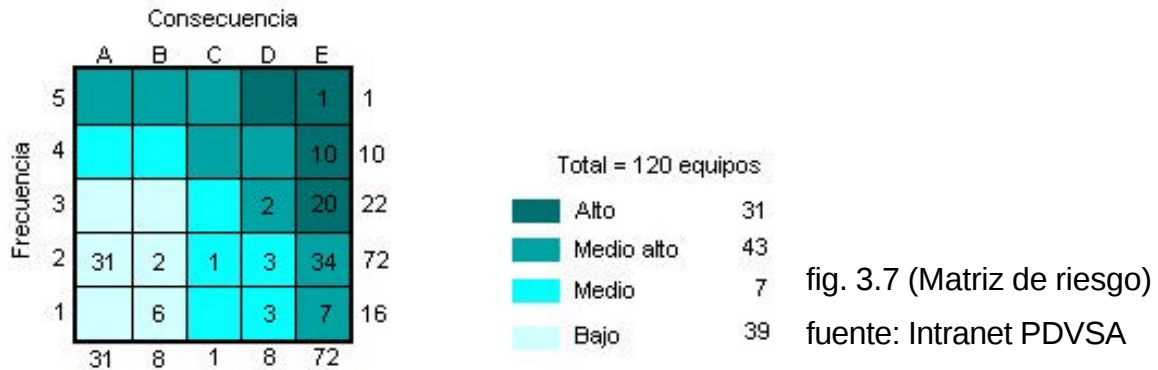


fig. 3.7 (Matriz de riesgo)

fuente: Intranet PDVSA

3.5.3.- Análisis de criticidad (AC).

Un análisis de este tipo permite jerarquizar sistemas, instalaciones o equipos en función de su impacto global; de esta manera se establece la importancia relativa de cada uno de ellos dentro de la planta.

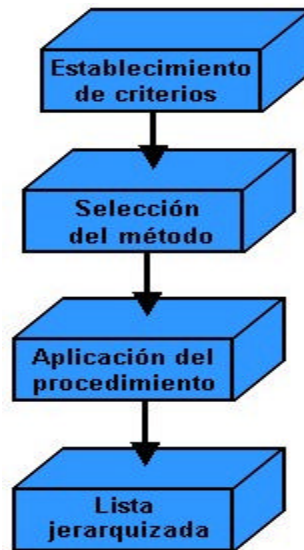


fig. 3.8 (Modelo básico de análisis de criticidad)

fuente: Intranet PDVSA

Un modelo básico de análisis de criticidad, es equivalente al mostrado en la figura 3.8. Donde el establecimiento de criterios se basa en seis criterios fundamentales:

- Seguridad
- Ambiente
- Producción
- Costos (operacionales y de mantenimiento)
- Tiempo promedio para reparar
- Frecuencia de falla

Para la selección del método de evaluación se toman criterios de ingeniería, factores de ponderación y cuantificación. Para la aplicación de un procedimiento definido se trata del cumplimiento de la guía de aplicación que se haya diseñado en la empresa de acuerdo al contexto operacional a evaluar. Por último, la lista jerarquizada es el producto que se obtiene del análisis, justificándose de esta manera, la redistribución de los recursos de mantenimiento, canalizándolos hacia los equipos críticos.

3.5.4.- Análisis Costo-Riesgo-Beneficio (ACRB).

Como su nombre lo indica, esta metodología permite lograr una combinación óptima entre los costos asociados a la realización de una actividad y los beneficios esperados de ella, considerando el riesgo que implica la ejecución de la misma.

Su aplicación converge hacia un punto óptimo, definido por el menor costo total, al sumar el costo global de mantenimiento y el costo del impacto o riesgo, para los diferentes intervalos de tiempo donde se ejecuta el mantenimiento.

3.5.5.- Análisis Causa-Raíz (ACR).

Esta es una metodología elaborada con la finalidad de encontrar las causas que producen una determinada falla. Es aplicada en presencia de fallas recurrentes,

donde se requiere investigar el origen de la misma para erradicarla por completo. Su éxito, exige un grupo de trabajo con amplia experiencia en la planta, capaz de indagar y analizar todos los posibles eventos causantes del problema. Para esto, suele aplicarse herramientas como el árbol de fallas, por medio del cual se describen todas las causas posibles que conducen a un evento final, y el árbol de eventos, que sirve de apoyo al anterior, mediante la determinación de las consecuencias de cada evento. Estas dos herramientas en conjunto, conllevan al descarte progresivo de las causas en estudio hasta llegar al origen del problema.

3.6.- Software De Mantenimiento.

Esta sección establece el alcance de algunos software que son utilizados en mantenimiento para facilitar las labores de control, ejecución, organización y planificación del mismo. En este sentido, existen muchas herramientas capaces de cumplir con estos requerimientos, sin embargo, a continuación se describen los software vinculados de alguna manera con el presente trabajo.

3.6.1.- Software SIM.

Este programa representó la base de datos del sistema de mantenimiento de PDVSA-GAS en los últimos 7 años. En él se llevaba toda la información referente a las actividades ejecutadas sobre cada uno de los equipos de la planta; las cuales incluyen reparaciones, inspecciones y mantenimientos preventivos. Todas estas, organizadas bajo la figura de ordenes de trabajo, donde se podía visualizar todos los datos vinculados a la actividad que se ejecutaría. Una pantalla típica de este software se puede observar en la figura 3.9.

SIM	SISTEMA INTEGRAL DE MANTENIMIENTO		13:14:38 12/11/2001	
	MODULO DE CONTROL DE ORDENES		C80MPI55	
	ORDEN DE TRABAJO HISTORICAS		CONSULTA	
NO. ODT : 0799200559 TITULO TRABAJO: CAMBIO DE RODAMIENTO MOTOR ELE				
EQUIPO : D3-10311 SERIAL EQUIPO : D3-10311-1 ZONA/AREA: S				
COD. DPTO: 0300010600 NOM DEPTO : EXTRACCION SAN JOAQUIN				
TIPO TRAB: 2 TIPO PRIORIDAD: R CC : 08				
ORDEN INTERNA: M00000000088 FECHA INICIO : 2 2 1999 FECHA FIN: 04 02 1999				
DURACION: HORAS EST: 6,0 REAL: 0,0 HORAS-HOMBRE EST: 18,0 REAL: 48,0				
COSTOS: LABOR EQUIPO ESP. MATERIALES SERV. CONT.				
EST.: 8.424,0 0,00 0,00 0,00				
REAL: 22.416,0 0,00 0,00 0,00				
COSTOS:; TRANSPORTE LABOR CONT. OTROS				
EST.: 0,00 0,00 0,00				
REAL: 0,00 0,00 0,00				
COSTO TOTAL EST: 8424,00 REAL: 22416,0 APROB.: 500000,0				
TRABAJO RECIBIDO POR : O. MACHADO FECHA: 04 02 1999				
ENTREGADO POR: T. GUAREPERO				
OBSERVACIONES: REALIZAR CAMBIO DE RODAMIENTO A LA BOMBA DE GLICOL D3-10				
311. PRESENTA SOLTURA DE RODAMIENTOS.				
<CLEAR>: PANTALLA ANTERIOR <PF2>: SALIDA DEL SISTEMA <PF5>: ACTIVIDADES				
<PF6>: MATERIALES <PF7>: COMENTARIO ODT <PF12>: MENU PLANIF.				

fig. 3.9 (Orden de trabajo)

fuente: Software SIM.

3.6.2.- APT-Spare.

Este software pertenece a la familia de APT (Asset Performance Tools), y es una herramienta empleada para calcular el número óptimo de repuestos que son económicamente viables de mantener en un almacén de planta.

El APT-Spare, se basa fundamentalmente en un ACRB, ya que el se encarga de evaluar los costos vinculados al mantenimiento de las partes en stock, los costos en que se incurrirá, por pérdida de producción, si no se cuenta con el repuesto cuando se necesite, y los costos asociados al capital paralizado. La filosofía del programa encuentra un punto óptimo entre todos ellos y emite un gráfico que permite visualizar el balance de todos los costos.

3.6.2.1.- Costos Asociados Al APT-Spare.

El APT-Spare considera que existen cuatro costos importantes, y son ellos en los cuales se basa su estudio, ellos son:

- *Valor de dinero en el tiempo (VDT):* Este valor está expresado en %/año, y se interpreta como, lo que se deja de ganar en caso de tener el repuesto

almacenado y no invertir el dinero con el que se va a comprar el repuesto. La expresión considerada en este cálculo es la siguiente:

$$VDT = \left(\frac{(1 + \% \text{ interés anual a ganar}/100)}{(1 + \% \text{ inflación anual}/100)} - 1 \right) \times 100 \quad \text{Ecuación 3.14}$$

- *Costos de mantenimiento y almacenamiento de repuestos (CMA)*: Estos costos representan lo que cuesta mantener un repuesto en el almacén, debido a que sobre ellos pesan labores de limpieza, inspección, manejo y administración, etc. Se expresa como un porcentaje anual de los costos de capital (costo del repuesto), que por lo general, se encuentra entre 3-12% del costo del repuesto por año.
- *Consecuencia de falla (CF)*: Aquí se incluye la pérdida de dinero en el caso de necesitar el repuesto y no tenerlo. Se expresa en \$/hora y abarcan los costos operacionales, penalizaciones, pérdidas de producción, etc.
- *Consecuencia de falla adicional (CFA)*: Es similar al anterior, pero se refiere directamente al impacto económico en que se incurre si se produce una segunda falla. Este caso aplica cuando se tienen instalados equipos en paralelo y que cada uno maneje un porcentaje de la carga del sistema. Por ejemplo una disposición de dos bombas que manejen el 60 y el 40% de la carga total de un sistema. Si falla la primera, aún se estaría suministrando el 40% de la carga, por lo que no se puede hablar de una pérdida total de producción.

La fig 3.10, muestra una pantalla típica del APT-Spare, en la cual se puede observar la información requerida.

Installed usage		Impact of unavailability		Re-supply		Purchase & Ownership costs	
Number of units installed	2	Consequence of unavailability	X - Uncategorised	Replacement leadtime	4 months	Purchase price	Bs 14600
Number required for normal operation	1	Impact of failure of a required unit	Bs 13750 /hour	Leadtime if downtime costs are being incurred	0.11 months	Cost of money tied up	5 %/year
Annual operating hours per unit (continuous = 8760)	8760 /year	for a further failure	Bs 0 /hour	Chance of refurbishing the failed unit	0 %	Storage & Maintenance	10 %/year
Spares holding				Refurbishment leadtime	0 months	Limited useful life	years
Current holding policy	0 items						Not applicable
Demand for Spares						Notes	
Total demand	0.08 /year						

fig. 3.10 (Información requerida por e APT-Spare)

fuelle: Software APT

Como se observa, existen varias secciones de información que deben ser llenadas. La primera se refiere a las características de la instalación y las condiciones de operación. A continuación se pregunta por la probabilidad de falla del componente que se está estudiando. Posteriormente, se ubican los costos derivados de la falla, luego se encuentra la información acerca del tiempo máximo y mínimo que tarda el componente en estar disponible para su uso, si no se cuenta con su presencia en el almacén, además de si existe algún porcentaje de recuperación de la pieza si se llegase a dañar. Y el último módulo contempla lo referente al costo de repuesto, el VDT y el CMA.

3.6.3.- SAP-PM.

El SAP-PM, forma parte de la plataforma SAP (System applications and products), la cual es un software de integración de todas las actividades propias de una empresa, entre las que se cuentan la logística, contabilidad de costos, recursos humanos, gerencia de activos y proyectos, manejo de materiales, etc. De esta forma, el módulo SAP-PM, tendrá la capacidad de vincular las labores de mantenimiento con el resto de a actividades de la empresa, estableciendo una comunicación permanente con los restantes módulos. En este sentido, el uso de este software esta llamado a cubrir todas las actividades de Mantenimiento, dando soporte a la Planificación y ejecución de la Gestión, con énfasis en la Disponibilidad de equipos, Costos y Aseguramiento del Personal, garantizando de esta manera el estado de arte de la Base de Datos y la optimización de los procesos del Negocio.

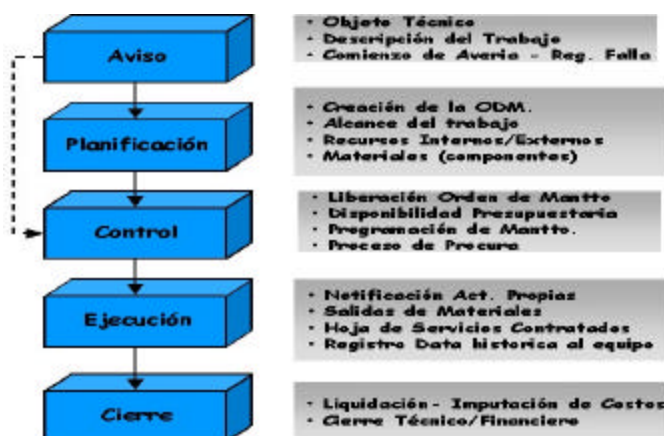


fig. 3.11 (Ciclo de mantenimiento en SAP)

fuelle: Intranet PDVSA

La figura anterior muestra la metodología que sigue SAP-PM, para lograr la correcta organización de las actividades de mantenimiento. De acuerdo con esto, primero se emite aviso que notifica la existencia de una falla, luego el personal de mantenimiento verifica la existencia de la misma y crea la ODT, especificando los materiales y equipo necesario, concluida esta parte, el sistema ubica los materiales y repuestos en el almacén, mediante la comunicación con el SAP-Materiales. Después de concluido el trabajo, se vierte toda la información referente a la duración de la actividad, personal involucrado y comentarios generales acerca de la labor ejecutada. Por último se efectúa el cierre de la ODT, con la imputación de costos correspondientes.

3.6.4.- SAP-Materiales.

Al igual que el anterior, este es un módulo que controla la solicitud de materiales y repuestos al almacén de planta, mediante la comunicación con el SAP-PM, en el cual, se contemplan los repuestos y materiales necesarios para la ejecución de una actividad específica.

CAPÍTULO IV

4.- DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS BÁSICOS DE MANTENIMIENTO.

4.1.- Generalidades.

Cualquier equipo que posea un historial de fallas puede ser descrito por algún modelo, mediante la aproximación de sus datos a una distribución determinada, ver capítulo III, esto permitirá predecir su comportamiento en el tiempo, obteniéndose los parámetros de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad. Estos tres parámetros son complementarios entre sí; y en conjunto permiten evaluar la gestión de mantenimiento, mediante la cuantificación de las fallas, el tiempo de duración de las mismas y la capacidad del sistema para realizar su función en un tiempo determinado.

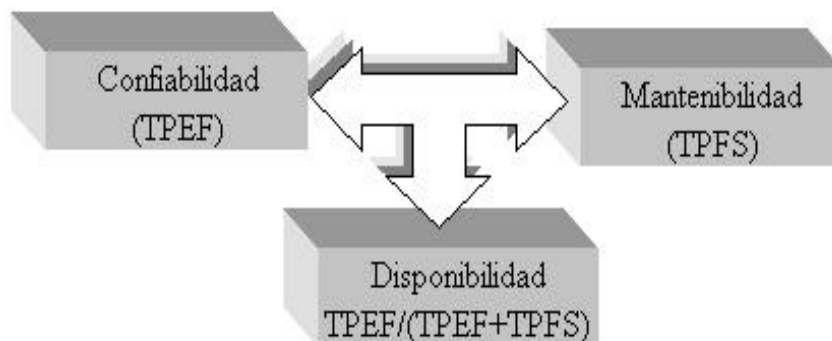


fig. 4.1 (Relación entre los parámetros de mantenimiento)

fuente: Miguel Rodríguez.

Por esta razón, en este capítulo se muestra el cálculo de los índices antes mencionados, y además la posición de los equipos del sistema con respecto a las exigencias de PDVSA.

4.2.- Metodología Empleada Para El Cálculo De La Confiabilidad.

El cálculo de confiabilidad que se muestra en esta sección, comprende únicamente las bombas de ambos trenes de procesos, esto se debe, a que los equipos estáticos no presentan un historial de fallas considerable, debido entre

otras cosas, a la inexistencia de piezas en movimiento, lo cual, disminuye la cantidad de elementos que pudieran fallar, por ello, son manejados desde el punto de vista de las inspecciones programadas de acuerdo a los criterios de la empresa.

En general, describir las curvas de confiabilidad de equipos como: El tanque flash, el acumulador, el contactor, los intercambiadores y el rehervidor, no aportaría gran información para la sección de mantenimiento, ya que, estos se caracterizan por presentar tiempos entre fallas muy grandes, lo que implicaría una confiabilidad casi del 100%, a lo largo de la vida útil del recipiente.

El procedimiento a seguir en el cálculo se esboza en figura 4.2

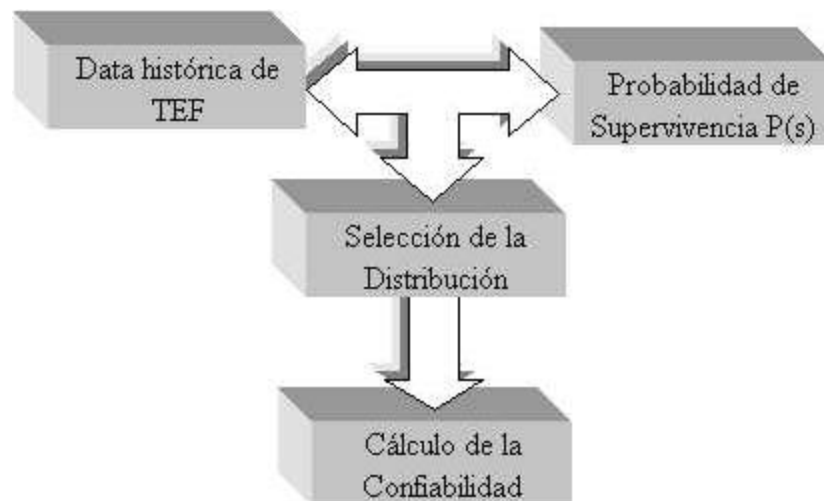


fig. 4.2 (Metodología para el cálculo de la confiabilidad)

fuelle: Miguel Rodríguez.

La data histórica fue extraída del TDC-3000, ver tablas A.1-A.8 apéndice A, el cual, es un sistema de control distribuido que monitorea todos los equipos instalados en la planta. A través de él se puede obtener toda la información referente a la fecha y hora de las paradas y arranques de las bombas asociadas al sistema, con lo que se está en capacidad de conocer el tiempo existente entre una parada y otra del mismo equipo (TEF), lo que implica directamente la

falla, por la política actual de operar el equipo hasta que este falle o presente una condición que pueda salirse de control, por ejemplo, excesivas vibraciones, baja presión de aceite, ruido, etc.

Para realizar los cálculos se tomó una data equivalente a 4 meses correspondientes al último trimestre del 2001 y el primer mes del 2002. Una vez obtenida la información de los TEF se procedió de la siguiente manera:

- Ordenar la información de los TEF en forma ascendente.
- Numerar los valores observados de 1 hasta el enésimo valor de TEF.
- Calcular la probabilidad de supervivencia con la siguiente fórmula:

$$P(s) = \frac{(N - i) + 1}{N + 1} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

donde:

N → Número total de observaciones.

i → N° de orden de la observación.

Nota: Se empleó la ecuación 4.1, debido a que para las cuatro bombas se obtuvieron menos de 20 observaciones de TEF, véase tablas A.2, A.4, A.6 y A.8, apéndice A.

- Ubicar los puntos en el gráfico de confiabilidad, para ello se coloca en el eje de las abscisas los TEF y en el eje de las ordenadas la probabilidad de supervivencia $P(s)$.
- El paso siguiente consiste en elegir la distribución que más se aproxime a los datos del sistema, esto fue posible, mediante el uso del software "Curve Expert 1.3". este programa fue obtenido de internet en la dirección: <http://www2.msstate.edu/~dgh2/cvxpt.htm>, y permite verificar el ajuste de una serie de datos de acuerdo a varios modelos matemáticos. En este trabajo se adaptaron los datos a las tres distribuciones más usadas en mantenimiento, Logarítmica, Exponencial y Weibull, obteniéndose en todos los casos, el índice de correlación más cercano a uno en la distribución de weibull; lo que implica

la bondad del ajuste de los datos estudiados con ese modelo, véase fig. A.1 – A.4, apéndice A).

La situación antes planteada, postula a Weibull, como la distribución que definió la confiabilidad de las bombas de glicol con mayor exactitud.

- Obtenida la ecuación que describe la distribución a emplear (Weibull), se procede al cálculo de la confiabilidad de las bombas para un tiempo igual al TPEF, con la finalidad de conocer el comportamiento actual del equipo.

4.3.- Cálculo De Confiabilidad Del Sistema.

El cálculo de la confiabilidad de cada una de las bombas consiste en la aplicación sistemática de la ecuación 3.4, en la cual, los valores de a,b,c,d son calculados por el software Curve expert, para la data de fallas introducida, ver tablas A.9 - A.12, apéndice A; y el valor de tiempo a evaluar será la media de los tiempos entre fallas. El resultado se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 (Confiabilidad de las bombas de TEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

	<i>Equipo</i>	<i>Confiabilidad (%)</i>
<i>TREN A</i>	Bomba D3-10311	<i>31.2%</i>
	Bomba D3-10312	<i>34.1%</i>
<i>TREN B</i>	Bomba D3-20311	<i>40.5%</i>
	Bomba D3-20312	<i>37.5%</i>

Toda la información utilizada en este cálculo se encuentre en el apéndice A, incluyendo los valores de confiabilidad encontrados mediante las otras dos distribuciones cuyo resultado no fue tan aproximado como el correspondiente a weibull.

Por otro lado, es importante evaluar la confiabilidad de todo el sistema, ya que, recordemos que para cada tren de procesos existe una configuración de dos

bombas de iguales características dispuestas en paralelo. Por lo cual, la confiabilidad del conjunto debe ser mayor, puesto que en el caso de que falle una bomba, la otra inmediatamente restituirá la capacidad operativa del sistema. En este sentido, se utilizó el criterio de cálculo de confiabilidad para sistemas en paralelo que se explica en el capítulo III del presente trabajo, mediante la aplicación de la ecuación 3.3.

Tabla 4.2 (confiabilidad del sistema de bombas)

fuelle: Miguel Rodríguez.

	Sistema	Confiabilidad
TREN A	Bombas de glicol (10311/312)	54.7%
TREN B	Bombas de glicol (20311/312)	62.8%

4.4.- Metodología Empleada Para El Cálculo De La Mantenibilidad.

Los datos empleados en esta sección fueron obtenidos del software SIM y corresponden a órdenes de trabajo que van desde el año 99 hasta finales del 2001. Esta información fue tabulada de manera organizada para la realización de las curvas, ver tablas A.13-A.16, apéndice A.

Al igual que la confiabilidad, este parámetro será calculado para las bombas, con la finalidad de medir la capacidad del equipo para cambiar de un estado inoperante a uno de operación satisfactorio. Una vez recopilada la información, se aplicó la siguiente secuencia de pasos que conducen a la cuantificación del parámetro en estudio.

- Se ordenó la data de los tiempos fuera de servicio (TFS) en orden ascendente.
- Se enumeraron los valores observados de 1 en adelante (N° de orden).
- Se calculó la probabilidad de obtener un valor menor o igual que el observado, usando la siguiente fórmula:

$$P(f) = \frac{i}{N+1}$$

Ecuación 4.2

Donde:

$i \rightarrow$ Número de orden de la observación.

$N \rightarrow$ Número total de observaciones.

Nota: La información referente a estos tres primeros pasos se puede observar en las tablas A.17-A.20, apéndice A.

- Se Trazó la curva de mantenibilidad en papel Gumbel, correspondientes a cada una de las bombas en estudio, ver figuras A.5-A.8 apéndice A. Para esto, se ubican la probabilidad de fallas en el eje de las abscisas y los TFS correspondientes en el eje de las ordenadas. El resultado se puede aproximar a una recta, lo que indica que los datos se ajustan a la distribución de weibull.
- El paso siguiente, consiste en calcular el TPFS, mediante la siguiente ecuación:

$$TPFS = m + \frac{0.5778}{a} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

El valor calculado debe ser aproximado al calculado analíticamente, de lo contrario se debe ajustar la curva hasta lograr esta condición.

- Como último paso el índice de mantenibilidad será calculado, para un valor de tiempo igual al tiempo promedio para reparar. Para esto, se evaluó la ecuación (3.10), obtenida para cada caso, en t igual a TPFS.

En la práctica se le da mucha importancia a la pendiente de la recta que se obtiene de la aplicación de este método, ya que, a medida que la pendiente aumenta la varianza de los TFS es mayor, lo que implica que el proceso de mantenimiento estará más fuera de control. Esta situación se verificó en los resultados de mantenibilidad hallados sobre las bombas del sistema, ya que, el equipo que presentó el menor índice fue la bomba D3-20312, la cual presenta también la curva con mayor pendiente de todas, ver fig. A.8 apéndice A.

4.5.- Cálculo De La Mantenibilidad.

Esta sección consistirá en la aplicación de la ecuación (4.3), para obtener los TPFS, y la evaluación sucesiva de la, ecuación (3.10), en $t=TPFS$, para hallar el índice de mantenibilidad, cuyos resultados se muestran en la tabla 4.3. Como se mencionó en el procedimiento de cálculo, los valores de " μ " y " a ", correspondientes a las ecuaciones anteriores, son obtenidos gráficamente como se explica en la sección 3.4.2.2 del capítulo III.

Tabla 4.3 (Mantenibilidad de las bombas de TEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

	<i>Equipo</i>	<i>m</i>	<i>a</i>	<i>TPFS_D</i> (horas)	<i>TPFS_G</i> (horas)	<i>M(t)</i> (%)
TREN A	Bomba D3-10311	5.6	1.1	6.07	6.12	56.87
	Bomba D3-10312	4.9	1.30	5.7	5.50	56.86
TREN B	Bomba D3-20311	5.1	1.28	5.85	5.55	57.00
	Bomba D3-20312	5.3	0.48	6.14	6.50	56.85

Donde:

μ → Parámetro de posición.

a → Parámetro de dispersión.

$TPFS_D$ → Tiempo promedio fuera de servicio calculado de la data.

$TPFS_G$ → Tiempo promedio fuera de servicio calculado sobre la distribución.

$M(t)$ → Índice de mantenibilidad para $t=TPFS_G$.

4.6.- Metodología Empleada Para El Cálculo De La Disponibilidad.

El cálculo que se presenta a continuación, corresponde a la disponibilidad desde el punto de vista operacional, el cual, orientará a la sección de mantenimiento acerca de la capacidad del equipo de trabajar cumpliendo con las condiciones normales de operación, con respecto al tiempo de funcionamiento, para lo cual se hace uso de la ecuación 3.12.

4.7.- Cálculo de Disponibilidad.

La disponibilidad del sistema queda definida, empleando para cada equipo, la ecuación (3.12), el resultado se muestra a continuación en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 (Disponibilidad de las bombas de TEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

	Equipo	TPEF (horas)	TPFS (horas)	D(%)
TREN A	Bomba D3-10311	241.0	6.07	97.54
	Bomba D3-10312	275.1	5.7	97.97
TREN B	Bomba D3-20311	449.1	5.85	98.71
	Bomba D3-20312	289.1	6.14	97.92

4.8.- Comparación Con Los Índices PDVSA.

La planta de extracción San Joaquín, al igual que las demás plantas integrantes del complejo criogénico de oriente, emiten un informe mensual referente a los índices de confiabilidad y disponibilidad de los equipos vinculados a la sección de turbomáquinas; según el cual, la confiabilidad de sus equipos estarían alrededor del 98% y la disponibilidad en el orden de 99.5%, para el mes de noviembre del 2001.

Los resultados obtenidos en este capítulo evidencia la criticidad de las bombas del sistema, ya que se demostró que existe una diferencia aproximada de 39% en niveles de confiabilidad, según las exigencias de la empresa, y 1.4% en lo que se refiere a disponibilidad. Esta situación, revela una clara necesidad de mejoramiento de las labores de mantenimiento preventivo y correctivo efectuadas sobre las bombas del sistema de glicol, ya que, la parada de estos equipos implica la parada del sistema y por ende del tren de procesos. En función de esto, el siguiente capítulo muestra la metodología empleada para el fortalecimiento de las debilidades halladas sobre el sistema, con miras al mejoramiento de los parámetros de mantenimiento anteriormente calculados.

CAPÍTULO V

5.- PROPUESTAS AL SISTEMA DE MANTENIMIENTO.

5.1.- Generalidades.

Para establecer las necesidades de mantenimiento de los equipos asociados al SDTEG, se requiere la mayor cantidad de información posible referente a las fallas que han presentado los equipos. Por esta razón, en este capítulo se describe la situación actual del sistema, así como las labores de mantenimiento que se ejecutan actualmente, y además se analiza la información recabada, con la finalidad de establecer la metodología a seguir con miras a la definición del mantenimiento necesario a ejecutar. Para esto, es importante acotar que existen diferencias marcadas entre el mantenimiento realizado a los equipos estáticos y a las bombas, en cuanto a la frecuencia y alcance del mismo; esto se debe, a que los primeros son equipos más simples consistentes principalmente en tanques a presión e intercambiadores de calor, los cuales no presentan piezas en movimiento; mientras que las bombas poseen gran número de elementos móviles, lo que aumenta la probabilidad de falla del equipo. De acuerdo con lo anterior, de ahora en adelante, se distinguirá entre los equipos estáticos y las bombas, puesto que el tratamiento para cada grupo será distinto.

5.2.- Bombas De Glicol.

5.2.1.- Descripción Del Mantenimiento Actual.

Las labores de mantenimiento ejecutadas sobre el sistema de glicol de la planta de extracción San Joaquín son realizadas y supervisadas por la unidad de operaciones, apoyándose en la sección de mantenimiento mecánico, es decir, mientras que una unidad se encarga de detectar las fallas operacionales, la otra encuentra las fallas de tipo mecánico asociadas al problema; por ende, la responsabilidad sobre el funcionamiento del proceso de deshidratación, recae directamente sobre estas dos secciones.

La fig 5.1, muestra la estructura del SDTEG, así como, los departamentos encargados de mantenerlo funcionando en óptimas condiciones.

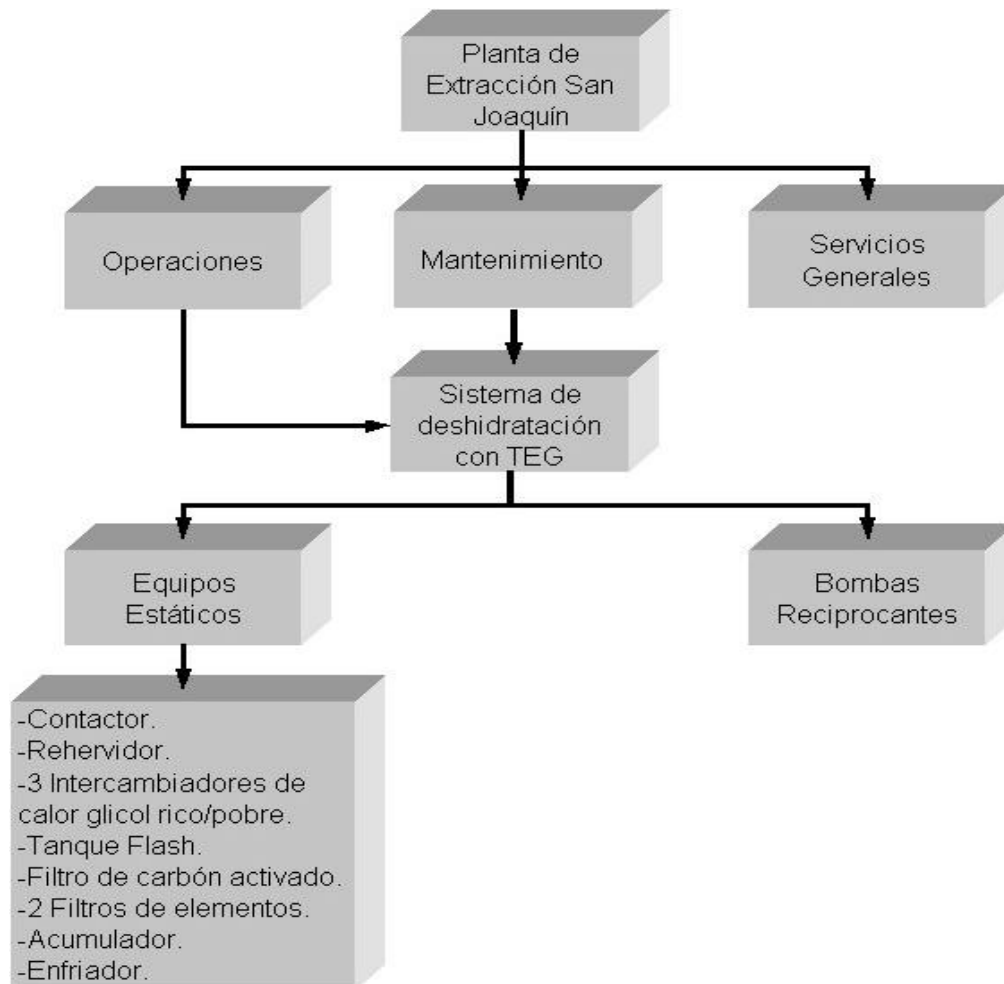


fig. 5.1 (Jerarquización del sistema)

fuelle: Miguel Rodríguez.

Actualmente no existe un plan de mantenimiento preventivo estructurado para las bombas de glicol, simplemente, cuando se observa una condición de falla potencial; por ejemplo, que la presión de aceite sea inferior a 8 psig, que existan excesivas vibraciones, ruido o cualquier falla de tipo operacional; estas son inspeccionadas en sitio por lo mecánicos y de no poder resolverse el problema, son desmontadas y llevadas al taller para desarmarlas y evaluar el estado de todas sus partes. Los componentes que presenten desgaste o estén dañados

son reemplazados, devolviéndose la bomba a su condición operativa. Adicionalmente, cada seis meses se emite una ODT para la ejecución de MP, consistente en una inspección visual de su funcionamiento; de resto, se espera a que se presente la falla para ejecutar alguna labor de MC. El problema que se presenta realizando este tipo de mantenimiento, es que al desarmar la bomba se encuentra que existe gran cantidad de piezas dañadas, lo que implica una pérdida de tiempo adicional porque no se sabe cuál repuesto necesitará ser reemplazado, por ende, no se puede predecir el stock óptimo que debiese tenerse para solventar cualquier percance. Otro inconveniente que se presenta en la aplicación de esta política, es que si el repuesto no se encuentra en el almacén, se debe solicitar a Bariven, que es el ente encargado de la procura de todas las partes de la bomba, esta operación incrementa el tiempo que el equipo ha de permanecer fuera de servicio, disminuyendo el índice de mantenibilidad del equipo y aumentando la probabilidad de parada del sistema. Este último punto se debe evitar a toda costa, debido a que cada tren produce 22.000 Barriles/diarios de LGN, aproximadamente, y el barril de este producto se cotiza a un precio promedio de 15 \$/barril, lo que implica un ingreso por producción de 13.750 \$/hr. Si tomamos en cuenta la incapacidad del sistema para operar sin el SDTEG y evaluamos la situación de doble contingencia (falla de ambas bombas del tren) la cantidad anterior se convierte en una pérdida de oportunidad, ya que, la empresa dejaría de percibir esa cantidad de dinero por hora. Si adicionalmente consideramos que el tiempo TPFS para estas bombas está alrededor de 6 hr, si se cuenta con los repuestos en stock, véase tablas A.17-A.20, apéndice A, se puede decir que existe una alta probabilidad de perder un promedio de $13.750\$/hr \times 6hr = 82500 \$$, en las condiciones más favorables.

5.2.2.- Situación Actual.

Las bombas de glicol operan normalmente hasta que se presente alguna falla, en este caso se arranca la bomba que está en spare mientras que se va reparando la otra, la cual pasará a ser el spare ahora. Sin embargo, existe un

problema de tipo operacional en cuanto al funcionamiento de las bombas, y es que, cuando estas no están en uso se presentan inconvenientes como: adherencia del aceite a las paredes, se tranca el motor, se resecan los elementos sellantes, etc. Por esta razón, anteriormente se operaba con una bomba durante un lapso de tiempo, no definido, y luego se apagaba para poner a funcionar la que se encuentra en spare. Este procedimiento de trabajo beneficia al equipo en cuanto a los factores antes mencionados, pero debilita la estructura operacional del sistema, situación esta, que puede ser explicada claramente haciendo uso de la tradicional curva de la bañera, la cual describe el comportamiento de los equipos a lo largo de su vida. En la figura 5.2, se observa, que si se pone en funcionamiento una bomba y al poco tiempo se arranca la otra existe un solapamiento de ambas curvas, lo que trae como consecuencia que el tiempo t_x , es decir, el tiempo que hay desde que comienza el período de senectud de una con respecto a la otra, se hace más reducido. Por esto, de continuar esta situación se puede predecir que ambas culminarán su vida útil más o menos al mismo tiempo, situación esta muy desfavorable porque se tendrán dos equipos con tasas de fallas en ascenso en el mismo período, lo cual, disminuye la capacidad operativa e incrementa las paradas no programadas del sistema. Lo ideal ante la situación anterior sería dejar que cada equipo culmine un ciclo completo de vida, y en ese momento arrancar la otra máquina. Esto reduciría en gran medida los costos asociados al mantenimiento; pero como esto no es posible por las razones antes señaladas, se recomienda poner a funcionar la bomba que se encuentra en spare una vez por semana, en un intervalo aproximado de $\frac{1}{2}$ hora, y luego restablecer la operación de la bomba principal.

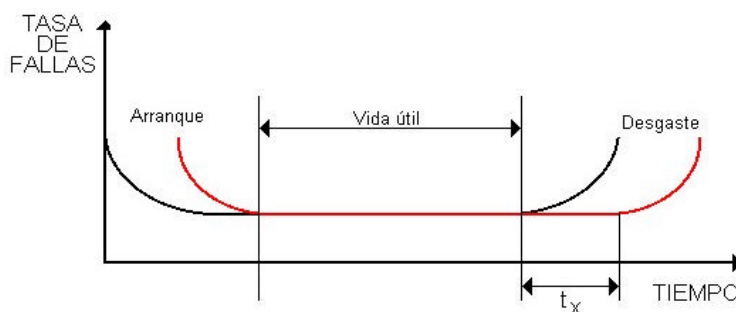


fig. 5.2 (Período de vida de las bombas)

fuelle: Miguel Rodríguez.

5.2.3.- Tratamiento adoptado.

Estas bombas deben ser consideradas como el punto fuerte del sistema, ya que ellas son las causantes de la mayoría de las paradas, situación que es reflejada en los bajos índices de confiabilidad encontrados, véase sección 4.3, Cáp. IV. Por esta razón, se deben adoptar medidas orientadas a la disminución de los tiempos fuera de servicio y al aumento de los tiempos entre fallas, lo que se traduce en un incremento de los parámetros de mantenimiento y por ende de la efectividad del sistema.

A continuación se comenta los aspectos que se consideran como debilidades del conjunto, y que por lo tanto, deben constituir la guía en el desarrollo de las necesidades de mantenimiento.

- *Análisis de las fallas de los equipos:* La información referente a las fallas presentadas por las bombas es muy escasa, lo que no permite indagar sobre la causa-raíz de la misma; esto contribuye a que se convierta en una falla recurrente, como consecuencia del desconocimiento de su origen. Sin embargo, existe información en el SIM donde se reporta las partes que han sido cambiadas en las bombas, lo cual, es de gran ayuda para establecer las piezas que deben ser reemplazadas preventivamente antes de que se cumpla el período de tiempo equivalente a su TPEF.
- *Descripción de las tareas de mantenimiento:* La ausencia de un plan de mantenimiento preventivo planificado y estructurado, repercute directamente sobre el funcionamiento de los equipos, debido a que estos son desmontados únicamente cuando se sospecha la existencia de una falla, sin tomar en cuenta factores como la vida útil de los rodamientos del cigüeñal (que no pueden ser monitoreados por predictivo), el rodamiento axial, las conchas de biela, los sellos, estoperas, empacaduras, etc. El resultado de esto es una situación totalmente impredecible al momento de efectuar mantenimiento

porque no se está en capacidad de conocer el estado de los elementos antes mencionados.

- *Frecuencia y alcance del mantenimiento*: Para el establecimiento de la frecuencia de los preventivos, se debe tomar en cuenta la situación del spare, ya que, el hecho de tener una bomba que pueda restituir la condición de servicio del sistema en caso de que se presente una falla, induce a pensar que siempre existirá un equipo que trabaje mucho más tiempo que el otro, por lo tanto la frecuencia de MP deberá ser establecida en Hr de funcionamiento y no como antiguamente se tenía establecido en función de un tiempo rígido expresado en meses. Esto garantizará que los MP se hagan cuando las bombas hallan cumplido el tiempo establecido para este fin. Por otro lado, la frecuencia establecida debe ser fija, con la finalidad de poder realizar comparaciones en el tiempo, que permitan luego, tomar otras decisiones en cuanto a incrementar o reducir las intervenciones a los equipos.

En cuanto al alcance del preventivo, debe ser definido en base al estudio de las fallas que se han presentado a lo largo de la vida de las bombas, apoyándose en las herramientas actuales dadas por la confiabilidad operacional, la cual, permite definir las consecuencias de cada falla y asociar a cada una de estas una tarea de mantenimiento en función de su impacto sobre el sistema.

- *Abastecimiento del Stock de materiales y repuestos*: Este es el principal problema que afecta la mantenibilidad de las bombas, debido a que el nivel de inventario actual es CERO, lo que implica un retraso considerable a la hora de efectuar una reparación o un MP por la ausencia del repuesto en el almacén. A este respecto se deben considerar los siguientes aspectos:

1. *Demora de repuestos y materiales*: Se debe tener en cuenta que existe un tiempo necesario para que los repuestos estén completamente disponibles,

que se cuenta desde que se emite la orden de compra hasta que son inspeccionados en el almacén de la planta; este tiempo está dado según la experiencia de la planta entre 4 y 6 meses.

2. *Repuestos necesarios para realización de mantenimiento preventivo*: Estos repuestos deben ser establecidos mediante un análisis conjunto del histórico de las bombas, las recomendaciones del fabricante y la factibilidad económica de mantenerlos en espera en el almacén.

3. *Situación del Stock de materiales y repuestos*: Es necesario conocer la cantidad de repuestos con que se cuenta para solventar cualquier parada del equipo; esto permite maximizar la capacidad de respuesta ante una reparación o un MP.

- *Seguimiento*: Esta sección está indicada, en primer lugar, para fortalecer las debilidades encontradas en el sistema y en segundo lugar, para garantizar la eficacia de las labores de mantenimiento planteadas en este trabajo. Contribuyendo así, a la obtención de la información necesaria que permita, en un futuro, construir una plataforma de mantenimiento de clase mundial.

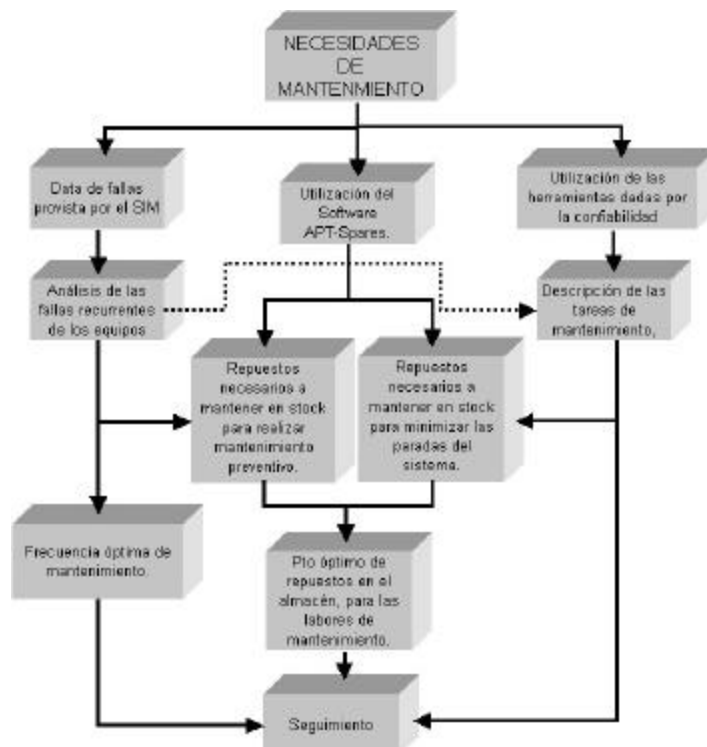


fig. 5.3 (Metodología aplicada a las bombas de TEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

La fig 5.3, resume las debilidades comentadas anteriormente y además muestra las herramientas aplicadas para solucionarlas.

5.2.3.1.- Análisis De Las ODT Del SIM.

Estudiando la data provista por el SIM, véase tablas A.13-A.16, apéndice A, se puede obtener información valiosa para la sección de mantenimiento, al evaluar cual ha sido la causa más frecuente por la cual las bombas de glicol han salido de operación. Esta caracterización permitió identificar la pieza, elemento o sistema que ha fallado y cuan frecuente se presentó la situación. Todo ello, con la finalidad de establecer las fallas más recurrentes para poder atacarlas, reduciendo su aparición mediante la adopción de las políticas de mantenimiento apropiadas.

La herramienta a utilizar para el análisis fue el diagrama de Pareto, con este método se puede ver claramente la influencia de las distintas fallas mencionadas con respecto al número total de ellas, y además, se visualiza el porcentaje de la falla con respecto al número de componentes presentes en el equipo, o en este caso el conjunto de equipos.

En el análisis se considerarán los históricos de las 4 bombas instaladas en la planta; esto se hace, atendiendo al hecho de que todas son exactamente iguales y están sometidas a las mismas estrategias operacionales; además, la data refleja muchas fallas en común en los cuatro casos.

Resultado.

El resultado del análisis se puede observar claramente en la gráfica 5.4. Donde a pesar de que los problemas con los elementos sellantes (empacaduras, y empaquetaduras de glicol) contribuían en un 51.06% del total de fallas, se observa que los problemas presentados por los rodamientos y las válvulas representan el 40 y 29.17% respectivamente, del total de los componentes del equipo contra un 25% correspondiente a los elementos

sellantes de glicol. Esto quiere decir que si evaluamos el sistema desde el punto de vista del número de elementos de la misma clase que posee, se encuentra como es lógico, que a medida que se tiene mayor número de partes iguales mayor será la probabilidad de que se presente una falla asociada a dicho elemento. Esta situación explica lo sucedido con los elementos sellantes de glicol, ya que, una bomba posee 9 empaquetaduras en la parte del cuerpo de válvulas y una empaquetadura conformada por 6 aros en cada barra del cuerpo de válvulas, lo que da un total de 27 sellos de glicol, puntos por los cuales se han presentado las fugas, siendo la falla más recurrente el mal estado de las empaquetaduras del prensaestopas. Este evento se debe corregir puesto que se presenta con una frecuencia marcada ocasionando paradas intermitentes del equipo. Sin embargo, se observa que las fallas más preponderantes ocurren en los rodamientos y las válvulas, por ser los elementos mecánicos que están sometidos al mayor desgaste debido a su constante movimiento.

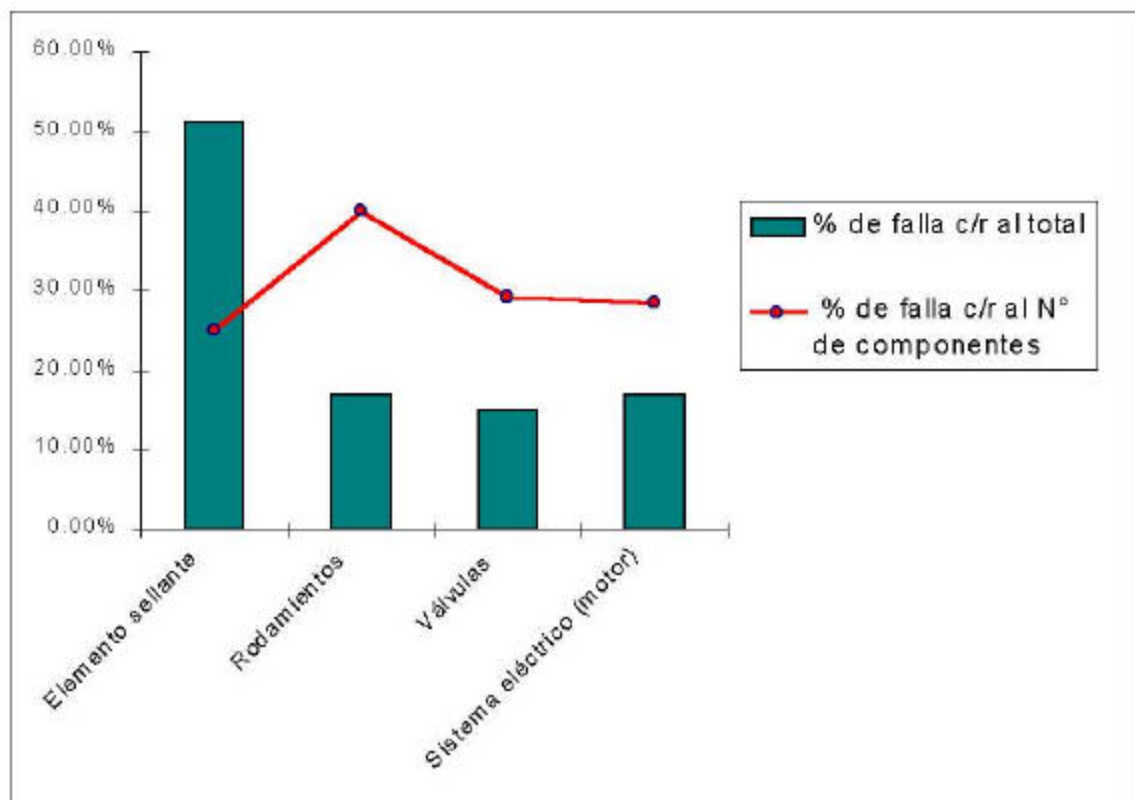


fig. 5.4 (Análisis de Pareto aplicado a la data de fallas del SIM)

fuelle: Software SIM.

Adicionalmente, la tabla 5.1 muestra un resumen de la información extraída del SIM donde se observa los TPEF para cada elemento de la gráfica 5.4, y la tasa de falla que ha reflejado en los últimos años para cada una de las bombas instaladas en ambos trenes de procesos.

Tabla 5.1 (TPEF y tasa de fallas de algunas partes de la bomba)
fuente: Software SIM.

Bombas	TREN A				TREN B			
	D3-10311		D3-10312		D3-20311		D3-20312	
	I	TMEF	I	TMEF	I	TMEF	I	TMEF
Descripción	Falla/año	Horas	Falla/año	Horas	Falla/año	Horas	Falla/año	Horas
Empaquetadura de glicol	2.96	3904	3.88	1238	3.92	2251	2.96	6552
Rodamientos	0.74	13128	1.29	13176	0.98	14496	0.74	15792
Válvulas	0.74	16584	0.65		0.98	14352	0.74	13896

La información que se encuentra en esta tabla debe ser manejada con cuidado, debido a dos factores principales:

- Existen reparaciones que se han hecho sobre el equipo y no están reflejadas en el SIM. Esto sucede cuando la bomba es desmontada, por ejemplo, para cambiar un rodamiento y al abrirla el mecánico se da cuenta que existen otras piezas dañadas. Estas partes son cambiadas, aprovechando la parada de la bomba, pero no son reportadas en las ODT.
- La tasa de fallas que se muestra corresponde al número de veces que se ha presentado un problema en particular, en un periodo de tiempo correspondiente al intervalo de estudio, años 99-01; sin embargo, recordemos que existe una bomba en spare, por tanto no se sabe si el equipo estuvo operando o no durante este tiempo. Lo ideal en este contexto, sería calcular la tasa de fallas en función de las horas de operación del equipo en el período correspondiente a la data, pero esta información no se puede obtener puesto que la sección de mantenimiento no lleva tal registro.

Es importante acotar que el resultado de un análisis de este tipo depende, como es lógico, de la veracidad de los datos del sistema, en este caso se observó que

la información acerca de la falla en sí es muy escasa, es decir, en las órdenes de trabajo solo se especifica el trabajo a realizar y no existe un registro donde se hable acerca de la falla especificando sus consecuencias, impacto, desarrollo, etc. Esta situación se pretende solucionar con la incorporación de sistema SAP-PM, el cual, será el sucesor del SIM. En él, existe un módulo acerca de los efectos de las fallas que deberá ser llenado por el mantenedor. Con el buen uso de esta herramienta se tendrá toda la información necesaria para realizar análisis de fallas y así actualizar las tareas de mantenimiento.

Nota: El cálculo particularizado de la tasa de fallas para cada elemento se encuentra en el apéndice C.

5.2.3.2.- Descripción De Las Tareas De Mantenimiento.

El mayor problema que enfrenta la unidad de mantenimiento consiste en determinar el nivel correcto de acción preventiva a través de un esquema de mantenimiento. A este respecto la publicación N° BS6548 de British standard, señala que la mejor manera de identificar los requerimientos de mantenimiento es:

- *Analizando el equipo para ver cómo podría fallar.*
- *Creando tareas en un esquema preventivo contra posibles fallas.*

Lo anterior se logró mediante el uso del AMEF, para determinar las fallas que pudiesen presentarse en el contexto operativo de la planta, y seguidamente la implementación del MCC, el cual usa el resultado del AMEF y un enfoque sistemático de preguntas para determinar la viabilidad de prevenir las fallas, la frecuencia correcta de las acciones preventivas y el personal más idóneo para ejecutar la tarea, véase fig E.1, apéndice E. Para esto, se integró un grupo de trabajo llamado equipo de MCC, conformado por:

- 1 Ingeniero del área de procesos.
- 1 Ingeniero del área de operaciones.
- 1 Ingeniero del área de mantenimiento.

1 Técnico mecánico.

1 Facilitador.

La metodología de trabajo estuvo constituida por reuniones ejecutadas cada dos semanas y de duración variable, dependiendo de los puntos a tratar en cada caso, los cuales, eran definidos por el facilitador previamente a las reuniones mediante entrevistas informales con cada uno de los miembros del equipo e investigación particular. Estos puntos eran discutidos ampliamente, anotándose el criterio expuesto por cada uno de los participantes, para que posteriormente el facilitador organizara la información recabada, a fin de revisarla en la próxima sesión y aprobarla.

El resultado del análisis se muestra en el apéndice B, bajo el formato establecido para este fin.

5.2.3.3.- Alcance Del Mantenimiento.

El análisis efectuado sobre el histórico de la bomba, revela la necesidad de atacar las debilidades comentadas en la sección 5.2.3; sin embargo, se efectuó una evaluación adicional sobre estos equipos, basada en la metodología del MCC con el fin de tener una visión más amplia, no solo de las fallas que se han presentado, sino de las que se pudieran presentar. Todo esto, justificado mediante la determinación de los efectos que ocasionarían estas contingencias sobre la bomba y el sistema en general, y organizado bajo un esquema de categorización de fallas en grupos, definidos según su impacto, véase tablas B.1-B.11, apéndice B. Basándose en la explicación anterior, se definió el alcance del mantenimiento como sigue:

- *Elementos sellantes de glicol:* Se refiere a los sellos, empacaduras, y empaquetaduras asociadas al equipo, ubicados en el cuerpo de válvulas de la bomba. La necesidad de cambiar estas partes se ve reflejada en el hecho de que la mayoría de las ODT corresponden a tareas de corrección de fugas de

glicol principalmente por el prensaestopas, en cuyo interior se alojan las empaquetaduras. El resto de las empaquetaduras se encuentran en la parte superior y lateral de las válvulas, y de fallar no causarán ningún efecto mayor. Por esta razón, solo formará parte del MP las empaquetaduras, ya que, esa si es una falla recurrente.

- *Rodamientos*: Estos elementos son considerados como los más críticos del equipo, ya que si se dañan durante la operación normal de la bomba pueden ocasionar severos daños sobre el resto de los componentes y principalmente sobre el cigüeñal, que es el repuesto más costoso. Por lo tanto, se debe establecer una conducta de reemplazo preventivo, evitando a toda costa la falla total. En general, la bomba posee un total de 5 rodamientos, 2 que soportan el cigüeñal, 2 del lado del motor y uno que impide el movimiento axial, instalado en el lado opuesto al motor. Los rodamientos del lado del motor son monitoreados cada 15 días, mediante la medición de vibraciones, lo que permite mantener un seguimiento continuo del límite de vibraciones tolerables por estos elementos según el fabricante, para así, conocer el momento óptimo de reemplazo preventivo. Sin embargo, esta técnica predictiva no es posible aplicarla a los rodamientos del cigüeñal, debido a que la velocidad de rotación de este es 300 rpm, lo que implica contar con equipos capaces de medir vibraciones a bajas velocidades y no se cuenta actualmente con esta tecnología en la planta.
- *Válvulas*: La bomba posee 6 válvulas idénticas, de las cuales tres son de succión y las otras tres son de descarga. En sí las válvulas están compuestas de cuatro partes completamente desmontables del conjunto, estas son: El asiento, el disco de asiento, el resorte y el tornillo de ajuste. De estas cuatro partes las que están sujetas al mayor desgaste son: el asiento y el disco de asiento, por el constante golpeteo cuando entra y sale el flujo de glicol, y el resorte, el cual debe resistir la constante compresión y tensión en cada movimiento de la válvula. En lo que respecta al tornillo de ajuste, este no sufre

gran desgaste, sin embargo se recomienda efectuar la sustitución del mismo en frecuencia con el cambio de las válvulas, puesto que él posee una zona roscada que debe ajustar completamente con el asiento, para garantizar el correcto funcionamiento del conjunto. Si se reemplaza solo el asiento y se mantiene el tornillo, se incrementará el juego entre las dos piezas, dando como resultado la posible fractura del tornillo; puesto que existe un desgaste de la rosca, inherente al propio funcionamiento del equipo. Esta situación ha sucedido en varias oportunidades, observándose que la falla ocurre a nivel de la cabeza del tornillo, véase fig. 5.5. Esto se debe, a que esta parte de la pieza está diseñada con un ángulo perfectamente agudo, lo que evidencia una clara zona de concentración de esfuerzos.

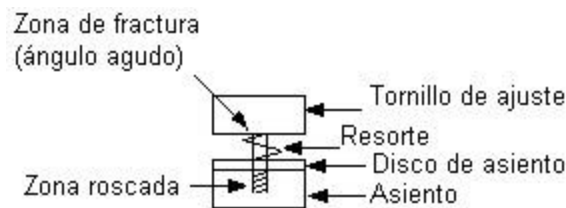


fig. 5.5 (Partes de una válvula de la bomba de TEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

- *Análisis y cambio de aceite*: El estado del aceite es de vital importancia para el correcto funcionamiento de todas las partes de la bomba, por ello, el fabricante recomienda que se efectúe el cambio de aceite antes de las 2500 hr de operación. Sin embargo, el laboratorio de la planta está en capacidad de realizar análisis a muestras de aceite tomadas de estas bombas, lo cual, aportaría gran información al proceso de mantenimiento en cuanto a la optimización de los tiempos de recambio del aceite y además, se podrá predecir daños en otras piezas. En función de esto, el análisis de aceite debe contemplar 3 aspectos fundamentales, a saber:

1. *Ubicación de trazas de glicol*: La presencia de glicol en la muestra de aceite implica que los sellos N° 632 y 633, véase fig E.2, apéndice E, están deteriorados; puesto que ellos constituyen la barrera de separación entre los dos fluidos. Por esta razón el resultado del análisis de aceite, debe

predominar ante una sustitución programada de estos elementos, aprovechándose al máximo de su vida útil.

2. *Verificación de la viscosidad:* el fabricante recomienda, que la viscosidad del aceite empleado por estas bombas para su normal funcionamiento, debe estar entre 129,4 – 174,7 Cts. En la actualidad, se está usando aceite marca Engralub-150 (150 Cts), el cual cumple con la condición anterior. Por ende, la función del análisis de aceite en este caso, estará orientada a constatar que esta propiedad fundamental del lubricante, como lo es la viscosidad, se encuentre dentro del límite definido, de manera de garantizar la correcta operación de todas las partes ubicadas en el cuerpo de la bomba y obtener el mayor provecho del lubricante.
3. *Ubicación de partículas extrañas:* Cualquier partícula sólida o líquida que se encuentre en el lubricante demuestra que el aceite está contaminado, y que por lo tanto, debe ser reemplazado. Además si se hallase una partícula sólida o alguna viruta de material, puede ser indicativo del desgaste progresivo de algún componente de la bomba.

En cuanto a la frecuencia de realización de estos análisis, se recomienda iniciar en intervalos de 2 semana, con la finalidad de comenzar a recabar información acerca del patrón de degradación de este aceite. Una vez que se conozca el comportamiento del mismo en combinación con las características de operación de la bomba, se puede tomar la decisión de extender el tiempo entre análisis.

- *Medición de vibraciones:* Como se ha mencionado, el departamento de mantenimiento predictivo de la planta, no cuenta actualmente con la tecnología necesaria para efectuar el monitoreo de vibraciones en equipos recíprocos, como lo son las bombas de glicol. Sin embargo, existe la posibilidad de incluir estas bombas, en la ruta de mantenimiento del Dpto. de predictivo del Distrito Anaco. La ventaja de esto, es que las bombas serán incluidas en la base de datos sistema, con lo cual se podrá obtener mayor información que permita, en un futuro, optimizar las frecuencias de MP,

estimadas en este trabajo; y por otra parte, se minimizará la probabilidad de causar daños mayores a la bomba a consecuencia de la falla de un rodamiento.

En este caso, se recomienda indicar una frecuencia no mayor a 1 mes para estudiar el comportamiento de los rodamientos del cigüeñal y comenzar a definir su patrón de falla.

- *Elementos sellantes de aceite y conchas de biela:* Estas partes no se encuentra reflejadas en el SIM, sin embargo, deben ser tomadas en cuenta porque su reemplazo ha estado sujeto a una conducta rutinaria a lo largo de la historia de la bomba.

En cuanto a los sellos de aceite, existen dos que requieren especial interés, puesto que ellos son los encargados de evitar que el glicol se mezcle con el aceite, ya que esta combinación forma una pasta que corroe las conchas de biela y los rodamientos del cigüeñal de manera abrupta. Para evitar esto, se debe garantizar la total hermeticidad de estos elementos, ubicados al final del cuerpo de la bomba (632 y 633, véase fig. E.2 ,apéndice E), y adicionalmente se recomienda la incorporación de la pieza N° 123, véase fig. E.2 ,apéndice E, la cual, no está instalada en ninguna de las cuatro bombas, y tiene por función impedir que el glicol que desliza por las barras de los pistones, penetre en el cuerpo de la bomba y se mezcle con el aceite, ocasionado el efecto mencionado. También existe una estopera del lado del motor, cuya pérdida de función no implicaría mayor efecto que un bote de aceite, sin embargo su reemplazo requiere destapar el equipo y trasladarlo hasta el taller, por lo que se indicará el cambio de esta pieza en frecuencia con el mantenimiento preventivo.

- *Sistema eléctrico del motor:* Las causas por las cuales falla el motor eléctrico tienen que ver, en la mayoría de los casos, con interrupciones eléctricas, por

lo que no existe un mantenimiento estipulado para evitar estas fallas; sin embargo, el motor puede fallar por otras consideraciones de tipo mecánico caracterizadas por el aumento de la potencia consumida por la bomba para mantener su velocidad de operación, en este sentido si se garantiza el correcto funcionamiento de la bomba se tendrá menor probabilidad de falla del motor.

- *Sistemas de protección y seguridad:* En la bomba están instalados una serie de dispositivos de seguridad, cuya función es proteger al equipo en caso de presentarse una falla que pueda comprometer la integridad tanto de la bomba como del motor y la instalación, estos son:
 1. *Dispositivo de protección eléctrica:* Su función es proteger al motor ante un exceso de corriente. La acción de control que ejerce este elemento es apagar el motor si la corriente se incrementa por encima de 155 A.
 2. *Dispositivo de presión de aceite:* Este dispositivo cheque constantemente la presión de aceite en la bomba, de manera tal, que si esta baja de 8 psig, el motor se apaga. Esto garantizará que todos los elementos de la bomba estarán bien lubricados.
 3. *Vibraswitch:* Este dispositivo tiene por función, apagar el motor de la bomba si las vibraciones exceden los 3.5 g. Esto previene cualquier exceso de vibración que pueda comprometer el funcionamiento de la bomba.
 4. *Válvula de alivio en la descarga:* Esta válvula está calibrada para 1100 psig, de manera que si la presión en la descarga de la bomba excede este valor, la válvula deberá dispararse para evitar una sobrepresión.

El problema de estos dispositivos es que no operan constantemente, por lo que, no se sabe si están en óptimas condiciones. Por lo que, las tareas de mantenimiento asociadas a estos elementos consistirán en simulación semestral o anual de las condiciones para las cuales están calibrados, con la finalidad de verificar su funcionamiento.

- *Rutinas de Inspección:* Todos los componentes nombrados hasta ahora, serán reemplazados según una frecuencia que se establecerá más adelante. Ahora bien, existe otra serie de partes para las cuales no se conoce los valores del TPEF, sin embargo, la experiencia de la sección advierte que son piezas que no se cambian con frecuencia, debido a que son robustas, de un costo elevado y no han presentado tasa de fallas apreciables durante la vida de la bomba. Por estas razones, estarán sometidas a un régimen de inspección visual y líquidos penetrantes, si se considera necesario, para observar la presencia de cualquier discontinuidad, y de esta forma conocer la evolución de la pieza en el tiempo. En este grupo se incluyen las partes que se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 (Partes de la bomba sujetas a inspección)

fuente: Miguel Rodríguez.

Descripción	N°SAP
Cigüeñal	135359
Pistones	135360
Barras de los pistones	-
Engranaje principal del cigüeñal	135369
Piñón de engrane principal	135373
Engranaje grande de la bomba de aceite	135378
Engranaje pequeño de la bomba de aceite	135379
Engranes internos de la bomba de aceite.	-
Cadena de la bomba de aceite	-
Bielas	135348
Barras del cuerpo de válvulas	135347

Esta inspección, se ejecutará en frecuencia con el MP y estará a cargo del Dpto. de inspección y corrosión. Consistirá inicialmente en una inspección visual de las partes listadas en la tabla 5.2 y en base a estos resultados, quedará a criterio del inspector, la aplicación de líquidos penetrantes para la ubicación de defectos que justifiquen el reemplazo de la pieza. Esto deberá ejecutarse bajo los lineamientos establecidos en la norma PI-02-05-01.

- *Rutinas Operacionales:* Estas rutinas abarcarán las siguientes labores de monitoreo por parte del operador de guardia, que permitan la verificación de la condiciones correctas de operación de las bombas.
 1. *Chequeo de la presión de aceite:* En todas las bombas se encuentra instalado un manómetro que mide la presión con que se está bombeando el aceite por el sistema de lubricación del equipo. Esta presión deberá estar siempre entre 8 – 20 psig.
 2. *Chequeo del nivel de aceite:* Para esto, existe un visor en la parte inferior de la bomba, con una pequeña marca que indica el nivel que debe mantener la columna de aceite.
 3. *Chequeo del goteo de glicol por el prensaestopas:* Este goteo debe estar entre 3 – 5 gotas por minuto. Lo cual, se puede verificar fácilmente levantando la tapa superior de la bomba donde se encuentran las barras de los pistones.
 4. *Existencia de ruidos extraños:* Aunque el ambiente de la planta, es bastante ruidoso, La experiencia del operador le hace diferenciar si existe un sonido particular en el equipo. Esta situación debe ser tomada en cuenta puesto que muchas de las fallas potenciales se descubren de esa manera.
 5. *Presencia de vibraciones excesivas:* Aunque la bomba posea un dispositivo capaz de apagarla ante una excesiva vibración, el operador debe estar alerta con el estado de las tuberías de succión y de descarga, puesto que un incremento en la vibración normal, puede significar que la bomba este trabajando en vacío.

Cualquier desviación de los límites dados en esta sección, debe ser notificado a la unidad de mantenimiento u operaciones para que se cree el aviso respectivo en SAP-PM y sea revisado por el personal mecánico.

5.2.3.4.- Frecuencia Del Mantenimiento.

Para decidir cuál debería ser la frecuencia, se tomaron en cuenta cuatro factores, que tendrán diferente peso sobre la decisión según su grado de importancia; estos son:

- *La data extraída del SIM:* Esta es la única data escrita, que se tiene acerca de las fallas que se han presentado en las bombas; sin embargo, existen piezas que se han reemplazado en estos equipos y no han sido reportadas en las ODT, en este sentido, será beneficioso para la decisión considerar otras opiniones.
- *La opinión de la sección de mantenimiento:* Este parámetro pretende considerar la opinión del grupo de mantenedores, debido a que estas bombas datan desde hace 15 años y han sido mantenidas durante todo este tiempo, en una acción conjunta de la sección de mantenimiento con operaciones, por ende se debe explotar el conocimiento que se tiene sobre estos equipos.
- *Las recomendaciones del fabricante:* El fabricante de los repuestos da un estimado de la vida útil de la pieza, aunque esta sea en condiciones de operación específicas; sin embargo, se debe tomar en consideración, puesto que eso forma parte de la garantía del repuesto.
- *La condición del Spare:* Este factor pretende involucrar el hecho de que existe una bomba que se encuentra parada mientras que la otra está operando, esto implica que una alcanzará la frecuencia de MP con mayor rapidez. Por lo tanto, se debe tomar en cuenta el tiempo promedio que una bomba opera en el mes, de tal manera de aproximar más el resultado de la frecuencia de preventivo. Esto obedece, a que los datos dados por el SIM y la sección no consideran el hecho de que existe un spare, por ende, uno de estos ítem puede decir, por ejemplo, que el TPEF para un rodamiento es 2 años, lo que equivale a 17520 Hr de operación, ahora la pregunta a continuación es ¿La bomba estuvo operando durante todo ese tiempo?, ¿Cuál sería el rendimiento real del rodamiento si la bomba estuviera en condición operativa durante los dos años?. Estas interrogantes pretenden ser aproximadas mediante la

aplicación del factor mencionado; el cuál será calculado haciendo uso de la data real de arranques y paradas de la bomba, provista por el TDC-3000 y usada para los cálculos de confiabilidad. En general este parámetro tomará en cuenta las horas de operación mensual de la bomba, la cual según la data estudiada, es de 670 Hr/mes, lo que representa una operación equivalente al 93% de un mes de servicio.

Una vez descritos los aspectos a considerar en el cálculo, se debe establecer la influencia que cada uno tendrá sobre la decisión. Esta ha sido establecida de la siguiente manera, tomando en consideración los comentarios anteriores:

- Data del SIM 60%
- Opinión de la sección de mantenimiento 30%
- Recomendaciones del fabricante 10%

Estos tres ítem abarcan el 100% de la decisión, sin embargo, solo los dos primeros serán afectados por el factor de la condición del spare, debido, a que el fabricante da sus valores de vida útil de las piezas en función de las horas de operación a las que realizó sus ensayos, mientras que la experiencia de la planta, contemplada por la data del SIM y la opinión del equipo de mantenimiento, está dada por un valor en meses o en años, que no considera el hecho de que la bomba haya estado operando o no.

Esta metodología fue aplicada a las partes que pueden ser reemplazados preventivamente, véase sección 5.2.3.3, Cáp. V, y se observa en la tabla 5.3, ya que, el resto de los repuestos estarán sometidos a inspecciones.

Tabla 5.3 (Frecuencia de MP para los elementos críticos de las bombas)

fuelle: Miguel Rodríguez.

Descripción	Fabricante	SIM	Sección	Total
Rodamientos del cigüeñal	30000	14148	17520	15572.66
Rodamientos del motor	Según predictivo			
Válvulas	17520	14944	17520	14856.19
Empaquetaduras de glicol	4320	3561	3600	3393.198
Cambio de aceite	2500			

Existe gran cantidad de partes que no se muestran en la tabla anterior, esto se debe, a que no se pudo obtener esa información, sin embargo, la experiencia de la sección de mantenimiento indica que piezas como: las conchas, pasadores y bocinas de las bielas, las estoperas, sellos y líneas de aceite y la empacadura de asbesto del cuerpo de la bomba. Han tenido que ser reemplazados la mayoría de las veces que la bomba ha sido desmontada, razón por la cual, se involucrarán en el MP.

En general la tabla 5.3 orienta hacia la necesidad de reemplazar las empaquetaduras del cuerpo de válvulas antes de que se cumplan 3393 horas de operación, por ende se debe establecer una frecuencia de preventivo menor a esta cifra; en este sentido, se considera suficiente 3000 hr de operación para efectuar el reemplazo de todas las empaquetaduras. Este punto requiere especial interés, puesto que la falla que se presenta con mayor frecuencia es precisamente la fuga de glicol por esta zona. La tarea de mantenimiento asociada es sencilla y se ejecuta en el sitio, por lo que no requerirá mayor logística que el permiso de trabajo junto con todos sus documentos. También se observa que el TPEF para las válvulas es 14856 horas, por lo que sería conveniente establecer una frecuencia de 14000 horas para su reemplazo. De acuerdo con esto, existen dos escenarios que deben ser estudiados:

- Reemplazar las válvulas preventivamente a las 14000 hr.
- Dejar que ocurra la falla catastrófica a partir de las 14856 hr

En el primer caso, se estaría desechando un repuesto que teóricamente, aún se encuentra en buenas condiciones de funcionamiento, pero se está evitando una parada no programada del equipo a consecuencia de la falla total de la válvula. En el segundo caso se evalúa ¿qué sucedería si se espera a que ocurra la falla catastrófica de la pieza?. Según la información recabada a través del AMEF de las bombas, si una válvula de succión se rompe en funcionamiento se corre el riesgo rayar la barra del cuerpo de válvulas que trabaja en ese émbolo, lo que le impediría cumplir su función, por lo cual, esta también deberá ser reemplazada,

implicando un costo adicional. Ahora bien, la información recogida en planta afirma que de tres veces que se han roto completamente alguna de las válvulas de succión, solo una vez se ha requerido cambiar la barra correspondiente. Tomando en cuenta esta consideración, se deben evaluar los costos vinculados a ambas alternativas en el tiempo. Para esto supongamos que se ha reemplazado el juego completo de válvulas de alguna de estas bombas y evaluemos los mantenimientos sucesivos.

Según las frecuencias establecidas, el reemplazo preventivo se debe ejecutar cada 14000 hr (21 meses) y la falla catastrófica ocurrirá a las 14856 hr (22 meses aproximadamente). De acuerdo con estos números, la figura 5.6 muestra que en 6 años se efectuará 3 mantenimientos; los cuales tendrán un costo fijo de 4155324 Bs. cada uno, si se adopta el modelo de sustitución preventiva, véase tabla 5.4. Mientras que si se espera la falla total, uno de los tres mantenimientos se verá incrementado en 781459 Bs, equivalentes al precio de la barra dañada. El problema que se presenta es que el costo adicional puede ubicarse tanto al inicio como al final del período, puesto que no se sabe cuando va a fallar la barra también.

Para poder comparar las situaciones descritas desde el punto de vista económico, se utilizó la técnica del *valor presente neto*, por medio de la cual se pueden evaluar los gastos generados en cada caso, como si todo el dinero a lo largo de ese tiempo se estuviese invirtiendo el día de hoy.

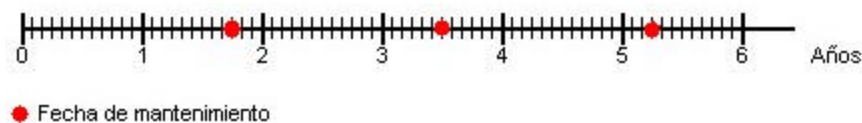


fig. 5.6 (Distribución de los mantenimientos según la frecuencia indicada)

fuelle: Miguel Rodríguez.

La expresión para el cálculo es la siguiente:

$$VPN = \frac{R}{(1+r)^n} \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde:

R→ Costo de cada mantenimiento.

r → Tasa de interés que generaría el dinero en el tiempo (se estableció en 10%)

n→ Año en que se ejecuta el gasto por concepto de mantenimiento.

Tabla: 5.4 (Costos asociados al reemplazo preventivo de las válvulas)

fuelle: Sección de mantenimiento, Planta Extracción San Joaquín.

Descripción de actividades		Costo asociado (Bs)
☞ Desmontaje y traslado de la bomba al taller		
Duración:	4 hr.	
Personal:	1 Mecánico y 2 asistentes.	30000
Equipos:	Grúa.	100000
☞ Ejecución del MP		
Duración:	4 hr.	
Personal:	1 Mecánico y 2 asistentes.	30000
Equipos:	Herramientas de taller.	
☞ Traslado, montaje y alineación de bomba		
Duración:	8 hr.	
Personal:	1 Mecánico y 2 asistentes.	60000
Equipos:	Grúa.	200000
☞ Costo de las válvulas.		4155324
☞ Costo de la barra del cuerpo de válvulas.		781459
Costo total del Reemplazo preventivo		4.575.624
Costo total de la falla catastrófica		5.357.083

Tabla 5.5 (Cálculo del VPN)

fuelle: Sección de mantenimiento.

	Reemplazo preventivo	Falla catastrófica			
		1er mantto	2do mantto	3er mantto	Cada 3 años
VPN	9489540,7	10135374,5	10023287,7	9930653,9	7048789,44
Diferencia		645833,9	533747,0	441113,2	-2440751,2

La tabla anterior muestra el resultado del cálculo del VPN. Donde la primera columna representa lo que se invertiría en los próximos 6 años, si se adopta el esquema de reemplazo preventivo de válvulas. Las siguientes tres columnas

muestran el costo de mantenimiento, dependiendo de si la falla que dañe la barra ocurre en el primero, segundo o tercer mantenimiento. La cuarta columna se anexó, porque existen varios casos en que las válvulas han durado hasta 3 años, según la experiencia de la sección de mantenimiento.

Analizando la tabla 5.5, se puede concluir que no es factible ejecutar una sustitución preventiva debido a que:

- La experiencia de la unidad de mantenimiento ha demostrado que las válvulas pueden durar mucho más de los valores de TPEF encontrados, esto se debe a que la data disponible corresponde a solo dos años de operación, por lo cual, no se tiene la suficiente información como para definir el patrón de falla de estos elementos. De hecho, se verificó que si la válvula llegase a durar 3 años sería mucho más económico esperar a que fallen aunque se tenga que reemplazar la barra también en cada mantenimiento.
- El juego de válvulas es demasiado costoso como para desaprovechar parte de su vida útil, efectuando reemplazos preventivos.
- En todas las oportunidades no se tiene que reemplazar la barra correspondiente.
- No importa que la falla catastrófica genere una parada no programada, puesto que se dispone de una bomba en spare, que mantendrá la continuidad del proceso.

En conclusión, se indica que es más viable esperar a que ocurra la falla catastrófica de una de la válvulas para efectuar el reemplazo del juego completo, ya que, se espera que una vez que falle la primera, las demás estarán a punto de fallar también.

5.2.3.5.- Inventario De Repuestos En Stock.

Uno de los problemas que afecta en mayor grado a la mantenibilidad las bombas de glicol, es el hecho de no contar con los repuestos necesarios para su reparación o la realización de un MP, de aquí, surge la necesidad de

mantener un stock de repuestos y materiales que garantice la existencia mínima y suficiente para evitar las paradas no programadas del equipo; esto reducirá los tiempos fuera de servicio aumentando la mantenibilidad de las bombas. El problema que se presenta a la hora de mantener un stock, es que si se almacenan una gran cantidad de repuestos, los costos por mantenimiento de almacén y por capital paralizado aumentan en gran medida, mientras que si no hay existencia de repuestos, los costos de penalización por producción aumentarán también. La solución a este problema se consigue ubicando un punto de equilibrio entre los costos anteriores.

La figura 5.7, explica la idea del párrafo anterior, a través del factor de servicio, el cual se define como el número de renglones atendidos entre el número de renglones solicitados. En el gráfico se observa que mientras el FS se hace mayor, los costos ligados al almacenaje aumentan mientras que los costos de penalización por parada de la planta disminuyen, esto se debe a que en este caso se tendrán los repuestos necesarios, a la mano, para reparar cualquier imprevisto; mientras que en el caso contrario, aumentan los costos por penalización debido al paro de producción, ya que, no se contará con repuestos suficientes en el almacén para realizar cualquier correctivo.

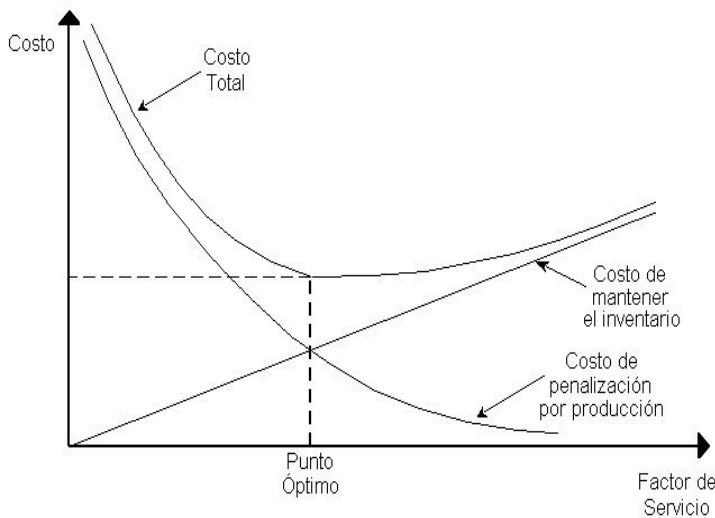


fig. 5.7 (Distribución de los costos de mantenimiento en función del FS)

fuelle: Miguel Rodríguez.

5.2.3.5.1.- Situación Actual Del Almacén.

Actualmente se ha adoptado la política de comprar los repuestos para las bombas sólo cuando sean necesarios, esto se apoya en el hecho de tener una bomba en spare y se hace con la finalidad de disminuir los costos asociados al mantenimiento del almacén. El problema que se presenta es la demora en la entrega de estas partes, lo que trae como consecuencia un retraso en la ejecución de las labores de mantenimiento y un aumento de la probabilidad de parada del sistema por la disminución de la disponibilidad del mismo. Esta situación puede generar pérdidas excesivas, debido a que los costos de penalización por pérdida de producción de la planta son elevados, por los altos niveles de producción que en ella se manejan.

5.2.3.5.2.- Situación Deseada.

La situación deseada en toda organización, sería un abastecimiento ideal, es decir, que el tiempo de recepción de los repuestos sea mínimo, lo que reduciría la necesidad de mantener un stock de repuestos; sin embargo, esto es un poco difícil de lograr, debido en primera instancia, a las diferentes etapas que se deben cumplir durante la requisición de un repuesto y adicionalmente a que todos los repuestos para las bombas en cuestión deben ser adquiridos en el exterior del país. Estas razones evidencian la necesidad de mantener un inventario de repuestos que sea capaz de:

- Suministrar los materiales y repuestos necesarios para la ejecución del mantenimiento preventivo programado para las bombas.
- Mantener la cantidad óptima de repuestos mayores que permita disminuir las paradas no programadas de las bombas.

5.2.3.5.3.- Clasificación De Los Repuestos.

Para establecer los niveles de inventario a mantener se clasificaron los repuestos en base a dos grupos:

- *Repuestos para mantenimiento preventivo*: Este grupo está integrado por todas aquellas partes de las bombas que serán reemplazadas, según el alcance establecido en la sección 5.2.3.3.
- *Repuestos Mayores*: Esta categoría estará formada por los repuestos de bajo consumo, es decir, aquellos que no serán substituidos durante el MP, sino que su reemplazo estará sujeto al resultado de las inspecciones realizadas al equipo en cada MP.

Tabla 5.6 (Repuestos necesarios para la ejecución de MP)

fuente: Software SIM.

Cantidad	N° (plano)	Descripción	N°SAP	Costo
6	322/323	Asientos de válvulas	135375	1968582
6	320/321	Discos de asiento de válvulas	135382	1500000
6	314/315	Tornillo de ajuste de válvulas	135370	592020
6	334/335	Resortes de válvulas	135380	94722
6	619	Empacaduras de tapa de válvula	135364	47400
3	622	Empacadura del cuerpo de empaquetaduras	135365	56244
2	107	Rodamientos del cigüeñal	174229	904000
1	142	Rodamiento axial	135345	46000
3	116	Conchas de bielas	135355	480000
3	120	Bocinas de bielas	135372	473610
3	119	Pasadores del pistón	134979	74400
1	632	Sello interno del pistón	135074	20000
1	633	Sello externo del pistón	135074	20000
1	631	Estopera del piñón (lado motor)	135349	80000
		Líneas de aceite. (tubo de cobre)		10000
		Empacadura de asbesto		8000
		Aceite engralub-150		26396
Costo Total				6401377

La tabla 5.7, muestra los repuestos mayores correspondientes a una sola bomba. El costo resultante demuestra que es imposible mantener toda esta cantidad de dinero paralizado en un almacén a la espera de que se dañe alguna de estas piezas; por lo tanto, es necesario evaluar la factibilidad de mantener todas estas partes. Para esto, se hizo uso del software APT-SPARE, véase sección 3.6.2, Cáp. III, el cual permite obtener el nivel óptimo del stock según el impacto económico de la falla. Esta herramienta será aplicada solo a los repuestos mayores, ya que, en su mayoría, son de elevado costo y de bajo

consumo, por lo cual se hace imprescindible conocer la viabilidad de mantenerlos en stock; a diferencia de las partes que se usarán para el preventivo, puesto que estas, tendrán una salida casi constante.

Tabla 5.7 (Repuestos mayores)

fuelle: Software SIM.

Cantidad N° (plano)		Descripción	N°SAP	Costo
1	103	Cigüeñal	135359	14310953
3	117	Pistones	135360	3407034
3	122	Barras de los pistones	-	1600000
1	128	Engranaje principal del cigüeñal	135369	9266006
1	129	Piñón de engrane principal	135373	7845174
1	167	Engranaje grande de la bomba de aceite	135378	29500
1	168	Engranaje pequeño de la bomba de aceite	135379	21707
1	636	Cadena de la bomba de aceite	-	15641
3	112	Bielas	135348	5206761
3	353	Barras del cuerpo de válvulas	135347	2344377
Costo Total				44.047.153

El análisis de costos efectuado a través del APT-SPARE, mostró la viabilidad de mantener las cantidades estipuladas en la tabla 5.8, para los repuestos mayores. Sin embargo, existen otros repuestos que serán usados durante el MP (ver tabla 5.5), por lo tanto, estos también deben formar parte del almacén. En función de esto, el stock de la planta deberá ser capaz de mantener, como inventario mínimo, los repuestos dados en la tabla 5.8. más la cantidad correspondiente a la realización de mantenimiento preventivo a dos bombas. Esto último, con la finalidad de garantizar el servicio de al menos un equipo por tren, condición suficiente para que el sistema opere normalmente.

El resultado detallado del análisis se puede visualizar en el apéndice D. También, es importante destacar que el cálculo se efectuó para un solo SDTG, es decir, en el se considera la existencia de una bomba principal y una en spare, por lo que la cantidad total de repuestos que se muestra está corregida, debido a que existen otras dos bombas pertenecientes al otro tren de procesos, que también demandarán repuestos.

Tabla 5.8. (Cantidad óptima de repuestos mayores a mantener en stock.)

fuente: Miguel Rodríguez.

Cantidad óptima	Descripción del repuesto	N°SAP
0	Cigüeñal	135359
6	Pistones	135360
2	Barras de los pistones	-
1	Engranaje principal del cigüeñal	135369
1	Piñón de engrane principal	135373
2 *	Engranaje grande de la bomba de aceite	135378
2 *	Engranaje pequeño de la bomba de aceite	135379
2 *	Cadena de la bomba de aceite	-
6	Bielas	135348
4	Barras del cuerpo de válvulas	135347

Nota: Los repuestos señalados con un asterisco, no fueron evaluados en el APT-Spare, debido a que son repuestos de bajo costo. Sin embargo la carencia de estas partes inhabilita a la bomba para cumplir su función. Por esa razón, se indico la cantidad suficiente que garantizar la existencia para una bomba por tren.

5.2.3.6.- Seguimiento.

La rutina de seguimiento estará compuesta de los siguientes aspectos:

- *Monitoreo de las horas de operación de las bombas:* Esto obedece a que la frecuencia del mantenimiento fue establecida en función de las horas de operación de los equipos. Para llevar este control, es necesario incluir a las cuatro bombas de glicol en el programa de consulta de horas de servicio. Este programa extrae la información de fechas y horas de arranque y paradas de los equipos, para calcular el tiempo que han estado operando. Este será el mecanismo empleado para conocer el momento en que el equipo debe someterse al mantenimiento correspondiente.
- *Cálculo de la Confiabilidad:* Este será el parámetro fundamental encargado de medir la eficiencia de las actividades propuestas, ya que el éxito de las mismas debe implicar un aumento en la confiabilidad del sistema. Para cumplir con esta parte del seguimiento se establece lo siguiente:

1. Se utilizará la data del TDC-3000. Estos datos deberán ser depurados por los programadores, dependiendo de si existe o no una ODT vinculada al equipo, ya que si esta no existe, implica que la bomba fue parada atendiendo a una maniobra operacional y no como consecuencia de una falla.
 2. Una vez depurada la data, se introducirá en el programa CODISMAN 001, el cual, consiste en una hoja de cálculo, realizado por el Ing. López A Rolando, en su trabajo: Desarrollo De Un Modelo De Gestión De Confiabilidad Operacional. INTEVEP. Con el uso de esta herramienta se puede calcular la confiabilidad del sistema aplicando las diferentes distribuciones de mantenimiento.
 3. El resultado, debe almacenarse en el módulo de fallas del SAP-PM, de manera de convertir este índice en el indicador del funcionamiento de las bombas, mediante el análisis de su comportamiento en el tiempo.
- *Situación del stock:* Se debe conocer en todo instante, el estado en el que se encuentra el almacén, ya que en base a eso se planificará la rutina de MP. Este seguimiento se hará, de ahora en adelante, mediante el SAP-MATERIALES, con este módulo se puede conocer todos los repuestos que han salido del almacén y por supuesto, los que aún quedan en existencia.
 - *Historial de fallas:* Como se ha mencionado en secciones anteriores, durante el desarrollo del trabajo se observó que la información aportada por el software SIM es muy escasa; sin embargo, actualmente se está implementando el nuevo sistema SAP-PM, el cual, permite almacenar mayor cantidad de información acerca de las diferentes fallas que puedan presentar los equipos. Ahora bien, el problema está en la alimentación que reciba este software, ya que, de no ser veraz y completa se trabajará sobre una data errada. A este respecto, se recomienda incluir un formato para el registro de fallas, ver figura 5.8, junto con el permiso de trabajo que se le entrega al técnico mecánico para la ejecución de una actividad de mantenimiento. Este formato tiene por finalidad, enriquecer la información transmitida del ejecutor

de la tarea al mantenedor, ya que será este último el encargado de vaciar la información en el SAP-PM. Por esta razón, el técnico mecánico deberá plasmar todas sus impresiones en la planilla para que el mantenedor pueda alimentar de manera efectiva al SAP. De esta forma la ODT estará compuesta por la siguiente documentación:

- Planilla de registro de fallas.
- Procedimiento de trabajo.
- ARETE (Análisis de riesgos en tareas específicas).
- ARO (Análisis de riesgos operacionales) si se involucra operaciones.
- Permiso de trabajo.

El plan de seguimiento estará integrado como se muestra en la figura 5.7.



fig. 5.8 (Estructura del plan de seguimiento).

fuelle: Miguel Rodríguez.

Información de la actividad ejecutada									
Fecha de inicio				Fecha fin				N° de personas	
Tiempo est		Hr/hombre est		Tiempo real		Hr/hombre real			
Clase de actividad:									
Información de Falla									
Naturaleza de la falla:									
Mecánica		Eléctrica		Hidráulica		Neumática		otras	
Observaciones:									
Tipo de falla en servicio:									
Desgaste		Corrosión		Fatiga		Falla de otra pieza		otras	
Observaciones:									
Velocidad de manifestación:									
Progresiva		Parcial		Súbita		Completa		otras	
Observaciones:									
¿Se podría prevenir la falla?							Si	No	
Medida preventiva propuesta:									
Llenada por:									

fig. 5.9 (Planilla de registro de fallas recomendada)

fuente: Miguel Rodríguez.

5.2.4.- Resumen De La Propuesta De Mantenimiento.

Esta sección tiene por finalidad, mostrar de manera resumida las tareas de mantenimiento que se han justificado al largo de este capítulo y principalmente en el AMEF de las bombas.

El plan propuesto, se puede dividir en tres partes a saber:

1. *Mantenimiento preventivo mayor*: Este consistirá en el cambio de todas aquellas partes que de fallar, no causan la parada de la bomba, pero que sin embargo deben ser reemplazadas para el correcto funcionamiento de la misma. Para esto se aprovechará la parada de la bomba cuando falle catastróficamente alguna de las válvulas y se efectuará el cambio de las partes listadas a continuación.

Nota: Esta frecuencia es válida en condiciones normales, es decir serán reemplazadas estas piezas después de las 14000 hr de operación como mínimo, ya que, después de este tiempo es que se espera que falle alguna de las válvulas.

Tabla 5.9 (Partes a cambiar en frecuencia con reemplazo de válvula)

fuelle: Miguel Rodríguez.

Descripción	Nº SAP
Empacaduras de a tapa de las válvulas (superiores y laterales).	135364
Empacadura del cuerpo de empaquetaduras.	135365
Conchas de biela. (*)	135355
Bocinas de biela.	135372
Pasadores del pistón.	134979
Estopera del piñón (lado del motor).	135349
Líneas de aceite.	-
Empacadura de asbesto del cuerpo de la bomba	-

(*) El resultado del análisis de aceite, puede sugerir un período de tiempo más corto para el cambio de las conchas.

El resto de las labores de mantenimiento se encuentran bien definidas en las tablas B.7-B.11 del apéndice B.

2. *Rutina de Inspección*: Esta rutina fue definida en la sección 5.2.3.3, y estarán sujetas a ella las partes listadas en la tabla 5.2.

3. *Rutina operacional*: También fue descrita al inicio del Cap. Y consiste en la verificación de los siguientes puntos, por el operador de guardia.

Tabla 5.10 (Rutina operacional)

fuelle: Miguel Rodríguez.

Descripción	Rango
Presión de aceite.	8-20 psig
Nivel de aceite.	Entre las marcas
Goteo por el prensaestopas.	3-5 gotas/min
Existencia de ruidos extraños.	-
Vibraciones excesivas.	-

5.3.- Equipos Estáticos.

5.3.1.- Descripción Del Mantenimiento Actual.

Actualmente todos los equipos estáticos, son sometidos a una política de inspecciones periódicas, cuya frecuencia y alcance dependen de una clasificación establecida por PDVSA, en su manual IME (integridad mecánica de equipos), basándose en su propia experiencia y en la de otras corporaciones similares, de la manera siguiente:

- *Grado 0:* Los equipos clasificados en este rango deben ser inspeccionados durante las etapas de precomisionado y comisionado que incluye una inspección inicial completa.
- *Grado 1:* Incluye aquellos equipos que pueden presentar un severo deterioro en sus partes a una velocidad relativamente rápida.
- *Grado 2:* Equipos que puedan presentar un deterioro moderado y una velocidad predecible que justifique un incremento o disminución de los intervalos de inspección.
- *Grado 3:* En este grupo se encuentran los que no están incluidos en el grado 2, y que presentan un ligero deterioro a una velocidad baja y predecible que no afecten la operación de los sistemas.

5.3.1.1.- Intervalos De Inspección.

Los intervalos de inspección para cada equipo depende de una gran cantidad de factores, entre los que se encuentran: El riesgo, las características de operación del equipo, el tipo de recipiente, su ubicación y disposición, etc. Según esto, la corporación, ha asignado un grado de clasificación entre 0 y 3 para cada uno de los equipos asociados al SDTEG. Estos tiempos se pueden visualizar en la tabla 5.11.

Tabla 5.11 (Frecuencia de inspección de los equipos estáticos del SDTEG)

fuente: Manual de integridad mecánica.

Equipos	Inspección Interna O Mantenimiento Mayor (En Años)				Inspección Externa (En Años)
	Grado 0	Grado 1	Grado 2	Grado 3	Visual
Recipiente a presión		3	5	10	1
Intercambiadores de calor		3	5	10	1
Tanque de almacenaje			8	10	1

5.3.1.2.- Alcance De Las Inspecciones.

Los equipos estáticos son sometidos a dos tipos de inspecciones con la frecuencia establecida en la tabla anterior, dependiendo de su clasificación, en las cuales se evalúa su capacidad para continuar en servicio. La principal diferencia entre ellas, radica en el hecho de que una puede ser realizada con el equipo operando normalmente, mientras que para la ejecución de la otra se requiere que el recipiente salga de servicio. A continuación se describe la finalidad de cada inspección que se deberá cumplir para todos los equipos del sistema.

- *Inspección Externa:* Consiste en revisar el equipo externamente con el objeto de determinar si presenta alguna condición insegura que le impida seguir operando. Esta se ejecuta durante la operación normal del recipiente y se basa principalmente en el cumplimiento de tres etapas:

1. Revisión de la placa de identificación del equipo (Número, presión y temperatura de diseño, presión de prueba hidrostática, etc).
2. Verificación de las condiciones de trabajo (Presión, temperatura y flujo).
3. Revisión de la placa de identificación de la válvula de seguridad (Número, fecha y presión de calibración).

Dependiendo de la tasa de corrosión calculada para el servicio y de la vida remanente del equipo, se deberá efectuar mediciones de espesores de pared, con equipos de ultrasonido, estas se realizarán en las zonas donde exista mayor desgaste, para ello, se tiene que analizar cada caso particular; sin embargo, las más comunes son: Alrededor de las conexiones de entrada y salida, pared de choque de entrada del glicol, fondo del recipiente y la sección superior, sobre todo si se producen vapores.

En los casos que sea posible (equipos sin aislamiento), el inspector deberá examinar visualmente todo el equipo, especialmente las soldaduras del cuerpo, cabezales y conexiones, con el fin de detectar posibles grietas, corrosión externa o fuga de glicol.

- *Inspección Interna:* Como su nombre lo indica, esta inspección requiere que el inspector penetre en el interior del equipo, por esta razón, se deben cumplir a cabalidad los procedimientos de trabajo a fin de disminuir la posibilidad de accidentes que puedan originarse por factores como: Exposición a sustancias tóxicas, como es el caso del glicol, carencia de oxígeno, asfixia debido a la presencia de gas, etc. De acuerdo con lo anterior, antes de penetrar en un equipo, el mismo deberá ser drenado, purgado, limpiado y desgasificado, así como, aislado de toda fuente de líquidos gases o vapores. Una vez cumplidas todas las etapas anteriores, el inspector deberá acercarse a las secciones internas. Para ello, se debe contar con una fuente de iluminación apropiada que le permita tener buena visibilidad y de ser necesario usar escaleras o andamios. En general, la inspección interna pretende encontrar defectos tales como:

1. *Picaduras:* Es el desgaste localizado del material, cuando presentan poca profundidad y se encuentran aisladas en pequeñas áreas; no debilitan la resistencia de la sección del equipo, sin embargo es necesario medir su profundidad con la herramienta mecánica adecuada (medidor de picaduras)

para determinar el espesor remanente y verificar si cumple o no con el espesor requerido.

2. *Corrosión lineal*: Es la agrupación de picaduras, que pueden estar o no unidas entre sí, formando líneas continuas con desgaste de material. Esto ocurre frecuentemente en el área de interfase líquido vapor, si existe.
3. *Corrosión uniforme*: Es el desgaste que ocurre cuando toda la superficie del equipo presenta el mismo grado de ataque. En estos casos la medición de espesores de pared se efectúa con equipos de ultrasonido.
4. *Corrosión galvánica*: Es el desgaste que se observa en la zona de contacto de dos metales diferentes sometidos a la acción del mismo medio.
5. *Erosión*: Es el desgaste que ocurre en las superficies internas de choque o de entrada del glicol, así como en las zonas donde se produce la mayor turbulencia del mismo (conexiones). El inspector debe realizar medición de espesores con la finalidad de determinar el grado de desgaste.

Todos los equipos del SDTEG deben ser inspeccionados bajo la filosofía descrita, sin embargo, existen ciertas diferencias en cuanto a las técnicas y pruebas aplicadas a cada recipiente, esto se debe a factores como: disposición física del equipo, condiciones de aislamiento, accesibilidad, etc. Por esta razón, en la tabla 5.12 se muestra las técnicas y pruebas aplicables a cada caso.

Tabla 5.12 (Técnicas de inspección aplicadas a los equipos estáticos)

fuente: Dpto. de inspección y corrosión.

EQUIPO	TAG	TÉCNICA DE INSPECCIÓN APLICABLE
Rehervidor	D2-10318	• Medición de espesores. • Líquidos penetrantes. • Ensayo de dureza (al pirotubo). • Prueba de hermeticidad. • Prueba hidrostática. • Termografía infrarojo (al pirotubo).
Intercambiador de calor glicol pobre-rico	D2-10317.1 .2 y .3	• Medición de espesores. • Líquidos penetrantes. • Videoscopia. • Prueba de hermeticidad.
Flash Tank	D8-10323	• Partículas magnéticas húmedas fluorescentes. • Medición de espesores. • Líquidos penetrantes. • Prueba de hermeticidad.
Acumulador	D5-10301	• Partículas magnéticas húmedas fluorescentes. • Medición de espesores. • Líquidos penetrantes. • Prueba de hermeticidad.
Enfriador	D2-10319	• Medición de espesores. • Líquidos penetrantes. • Videoscopia. • Prueba de hermeticidad.
Torre contactora	D8-10302	• Partículas magnéticas húmedas fluorescentes. • Medición de espesores. • Líquidos penetrantes. • Ultrasonido de defectología. • Prueba de hermeticidad.
Filtros de elementos	D11-10302 Y 303	• Se les mantiene un monitoreo de la diferencia de presión, esto indica el estado del elemento filtrante.
Filtro de Carbón Activado	D11-10304	

5.3.2.- Situación Actual De Los Equipos Estáticos.

A continuación se describe la situación general en que se encuentran los equipos estáticos, basándose en el resultado de las inspecciones externas

realizadas constantemente, en las últimas inspecciones internas y en las condiciones de operación y funcionamiento observadas durante la evaluación.

Es necesario recalcar que para conocer completamente el estado de estos recipientes se requiere haber realizado una inspección interna reciente, razón por la cual, no se puede saber el estado interno de algunos de los equipos puesto que aun no se ha cumplido la frecuencia correspondiente a la ejecución de este servicio. Tomando en consideración estas observaciones, las tablas 5.13 y 5.14 resumen el estado en que se encuentran los equipos en cuestión.

Tabla 5.13 (Situación actual de los equipos estáticos del Tren A)

fuentes: Informes de inspección. Dpto de inspección y corrosión de la Planta de extracción San Joaquín.

Equipos	Grado	Inspección Previa	Última inspección	Frecuencia indicada (años)	Comentarios acerca de la situación del equipo
Rehervidor	2	01/05/99	09/06/01	5	Durante la última inspección se le realizó limpieza mecánica, medición de espesores y la reparación del pirotubo por la presencia de puntos calientes. Todo arrojando resultados satisfactorios, actualmente se encuentra en servicio.
Intercambiador 317.1 (4)(5)	2	13/10/92	18/07/01	5	Presenta corrosión leve generalizada en los tubos, sin embargo esto no afecta su condición operativa. Externamente está en buen estado de aislamiento y la medición de espesores está dentro de los límites permisibles. Además aprobó todas las pruebas de funcionamiento para la restitución a servicio en la última inspección.
Intercambiador 317.2 (4)(5)	2	13/10/92	12/07/01	5	Presenta 4 tubos condenados, sin afectar notablemente la eficiencia del equipo, igualmente posee corrosión leve generalizada en los tubos. Exteriormente presenta buenas condiciones de aislamiento, bases, fundaciones y soportes en general. Aprobó todas las pruebas de funcionamiento; Los espesores están bajo especificación.
Intercambiador 317.3 (4)(5)	2	13/10/92	12/07/01	5	Se encuentra en perfectas condiciones de funcionamiento, al igual que todos, presenta corrosión leve en los tubos. En su exterior posee buenas condiciones tanto en los soportes como el elemento aislante. La medición de espesores reflejó que todos se encuentran por encima de los mínimos permitidos.
Enfriador de glicol	2	-	Año 85	5	Se inspeccionó internamente solo durante su montaje al inicio de la operación de la planta en el año citado, de resto se le han realizado inspecciones externas, así como, cambios de rodamientos de la caja reductora, según el programa de monitoreo de vibraciones de mantenimiento predictivo.

Cont Tabla 5.13

Acumulador (2)	3	08/02/99	14/07/01	10	El equipo está en buenas condiciones, la medición de espesores arrojó resultados satisfactorios, todos por encima de los parámetros nominales. No se presentaron defectos en las soldaduras ni corrosión en el cuerpo.
Torre contactora (7)	2	11/10/92	17/07/01	5	Se le realizó limpieza química del recipiente obteniéndose resultados satisfactorios. Actualmente el equipo se encuentra en servicio, con buenas características de operación.
Tanque flash (5)	3	11/10/92	17/07/01	10	En la última inspección, se efectuó limpieza química y mecánica, además, la medición de espesores estuvo bajo norma. Actualmente se encuentra en normal operación.
Filtro separador de entrada 301	2	13/01/91	10/04/99	5	Se desconoce su estado actual, debido a que no se ha inspeccionado internamente desde hace tres años. Sin embargo operacionalmente no se han tenido problemas en cuanto al gas que entra al contactor.
Filtro separador de entrada 336	2	03/05/99	12/07/01	5	Equipo en buen estado con todos los espesores bajo especificación. Externamente presenta buenas condiciones. En general, apto para seguir operando.
Filtros de elementos (1)(6)	3	-	-	10	Estos equipos no son inspeccionados con frecuencia, simplemente se mantiene un monitoreo constante de la diferencia de presión, cuando se observa un diferencial de presión mayor a 10 psig se tiene un indicativo de que el elemento filtrante está saturado, por lo que necesita ser reemplazado. Esta situación se presenta aproximadamente cada 40 días, lo que equivale a 9 cambios al año. Ver tabla histórica (tablas C.5-C.6, apéndice C).
Filtro carbón activado (1)(6)	3	-	-	10	

Tabla 5.14 (Situación actual de los equipos estáticos del Tren B)

fuelle: Informes de inspección. Dpto de inspección y corrosión.

Equipos	Grado	Inspección Previa	Última inspección	Frecuencia indicada (años)	Comentarios acerca de la situación del equipo
Rehervidor	2	22/06/01	14/08/01	5	Se detectó una grieta de 40cm en la zona afectada por el calor en el tubo inferior, reparándose exitosamente restableciendo nuevamente el rehervidor a su condición operativa. Se debe tener cuidado con la proliferación de puntos calientes.
Intercambiador 317.1 (4)(5)	2	14/11/92	13/08/01	5	Presenta ligera oxidación en los tubos, sin afectar notablemente su operación. Todos los espesores medidos son superiores a los nominales. Externamente se encuentra en excelentes condiciones de aislamiento, bases y soportes, además, aprobó todas las pruebas de funcionamiento
Intercambiador 317.2 (4)(5)	2	14/11/92	13/08/01	5	Equipo en perfectas condiciones de funcionamiento, con todos sus espesores bajo especificación y su elemento aislante exterior, bases y soportes en buen estado; presentando sólo una leve corrosión en los tubos internos.
Intercambiador 317.3 (4)(5)	2	14/11/92	13/08/01	5	Actualmente está trabajando con 27 tubos taponados y 3 condenados, lo que afecta notablemente la eficiencia del equipo. Externamente posee buenas condiciones de aislamiento, bases y soportes. Todos los espesores están bajo especificación. Se debe indicar limpieza de los tubos para la próxima parada programada.
Enfriador de glicol	2	Año 85	11/08/01	5	Presenta corrosión leve en varias secciones del equipo al igual que en las rejillas. Los espesores están bajo especificación. No se le realizó la prueba hidrostática antes de restituirlo a su condición de servicio.

Cont Tabla 5.14

Acumulador (2)	3	19/11/92	14/08/01	10	Presenta excelentes condiciones tanto internas como externas. El resultado de la última inspección arrojó espesores bajo especificación y actualmente se encuentra operando normalmente.
Torre contactora (7)	2	01/12/92	20/09/00	5	La medición de espesores reportó valores dentro de norma, presentando tanto externa como internamente óptimas condiciones de funcionamiento. Actualmente en servicio.
Tanque flash (5)	3	08/10/98	13/08/01	10	Equipo en buenas condiciones, con espesores dentro de los límites permitidos. Se realizó limpieza interna completa en la última inspección con resultados satisfactorios devolviendo el equipo a su condición operativa después de realizar las pruebas de funcionamiento.
Filtro separador de entrada 301	2	-	Año 85	5	Se desconoce su estado porque no existe registro de a realización de ninguna inspección interna desde su montaje.
Filtro separador de entrada 336	2	-	Año 85	5	Se desconoce su estado porque no se ha realizado inspección interna desde su montaje.
Filtros de elementos (1)(6)	3	-	-	10	Estos equipos no son inspeccionados con frecuencia, simplemente se mantiene un monitoreo constante de la diferencia de presión, cuando se observa un diferencial de presión mayor a 10 psig se tiene un indicativo de que el elemento filtrante está saturado por lo que necesita ser reemplazado. Este situación se presenta aproximadamente cada 40 días, lo que equivale a 9 cambios al año. Ver tabla histórica (tablas C.5-C.6, apéndice C).
Filtro carbón activado (1)(6)	3	-	-	10	

Donde los números ubicados debajo de cada equipo de las tablas 5.13 y 5.14 implican lo siguiente:

- 1 ® No tiene acceso interno, inspección externa.
- 2 ® Equipo con aislamiento térmico.
- 3 ® Equipo enterrado.
- 4 ® Haz tubular removible.
- 5 ® Inspección interna con cambio de elemento filtrante.
- 6 ® Andamio externo

Se recomienda indicar inspección interna al enfriador de glicol del tren A e incluir la limpieza de los tubos del intercambiador 20317.3, el cual posee 27 tubos taponados, para la próxima parada programada de los trenes de procesos.

Nota: Los resultados de las mediciones de espesores, así como la localización de defectos e información adicional detallada, pueden ser encontrados en los informes de la unidad de inspección y corrosión de la planta de Extracción San Joaquín, PDVSA-GAS.

5.3.3.- Tratamiento Adoptado.

Una vez realizado el análisis de la información recabada en cuanto a las rutinas de inspecciones que se han realizado sobre los equipos a lo largo de su vida, su estado actual y el funcionamiento del sistema, se observó que a pesar de que la planta tiene 17 años operando, y que aunque en algunos casos no se haya cumplido con la frecuencia estipulada para las inspecciones, los recipientes del sistema presentan buenas condiciones de operación, esto se debe principalmente a los siguientes factores:

- *El Fluido de trabajo*: Es TEG asociado con agua y condensados, dependiendo de la zona del proceso, esta combinación se ha demostrado que no es corrosiva, lo que evita uno de los principales problemas de los recipientes.

- *Las rutinas de inspecciones:* Ambas, tanto internas como externas se han cumplido a cabalidad, no así la frecuencia establecida por PDVSA.
- *El alcance de las inspecciones:* Concuerda con lo establecido en la norma PI-02-09-01, Inspección de equipos estacionarios en operación y con las pautas del manual IME.

Por las razones anteriores se considera necesario orientar las acciones de mantenimiento, para esta clase de equipos, de la siguiente manera:

1. *Rutinas de inspecciones:* Están referidas a las rutinas de inspecciones exigidas por la corporación y que se han venido aplicando a lo largo de la vida de los equipos, con la finalidad de garantizar el estado externo e interno de los recipientes mediante la aplicación de las técnicas expuestas en la norma PI-02-09-01, necesarias para garantizar la integridad mecánica de los equipos, según lo estipulado en el manual IR-S-14.
2. *Rutinas operacionales:* Abarca una conducta de seguimiento del funcionamiento del equipo desde el punto de vista operacional, es decir, chequeo continuo del nivel de glicol y condensado en los distintos recipientes, monitoreo de las condiciones de presión y temperatura, etc. Este punto requiere especial interés, puesto que quedo demostrado la influencia de las variables operacionales en equipos como las bombas de glicol.

En general la implantación de esta rutina favorecerá al sistema de la siguiente manera:

- Incrementando la seguridad operacional a través de la detección temprana de fallas potenciales y situaciones peligrosas.
- Reduciendo el tiempo fuera de servicio y los costos asociados debido a la detección temprana de fallas incipientes o potenciales.
- Impactando positivamente sobre la confiabilidad y disponibilidad de los equipos y, por ende, del sistema en general.

En función de lo anterior, se decidió adoptar la metodología que se muestra en la fig 5.9, para el establecimiento de las tareas de mantenimiento.

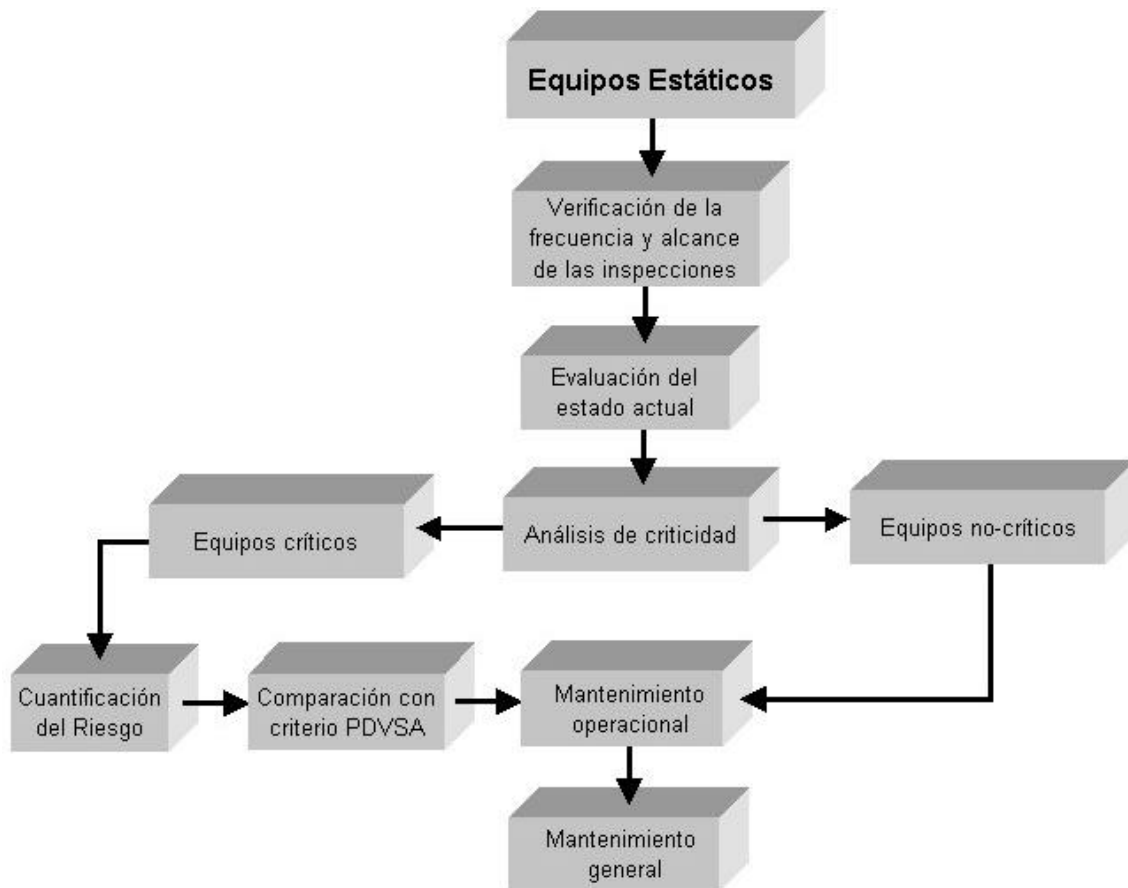


fig. 5.10 (Metodología aplicada a los equipos estáticos del SDTEG)

fuelle: Miguel Rodríguez.

En general, los dos primeros pasos de la metodología sirvieron de base para el establecimiento de las reales necesidades de mantenimiento del sistema, puesto que se demostró que las rutinas de inspecciones efectuadas hasta ahora han sido efectivas, sin embargo, existen equipos que requieren una atención prioritaria, lo cual fue evaluado a través del análisis de criticidad, para luego realizar un estudio adicional basado en riesgo, que permitiese comparar este parámetro con el exigido por la corporación, en su norma IR-S-02. Como último paso, se convino en establecer una conducta de mantenimiento operacional, con la finalidad de mantener el funcionamiento de estos equipos dentro de los límites correctos.

Los dos primeros pasos de la metodología, fueron explicados en la sección 5.3.2, mientras se describía el mantenimiento actual efectuado sobre los equipos estáticos a través de las inspecciones, véase tablas 5.13 - 5.14. Por esto, a continuación se describen las herramientas empleadas para definir la criticidad de los equipos y para determinar el riesgo.

5.3.3.1.- Análisis De Criticidad.

Como se explicó en la sección 3.5.3, Cáp. III, se deben establecer los criterios que integrarán la evaluación de la criticidad, para luego proceder a la ponderación de cada uno de los factores. En este sentido, PDVSA, ha desarrollado su propio modelo de criticidad, la cual, se basa en 5 parámetros básicos a saber:

1. *Flexibilidad Operacional*: Este ítem toma en consideración las alternativas que existen para que el equipo pueda seguir realizando su función al momento de producirse la falla.
2. *Consecuencia de la Falla*: Este renglón pretende responder a la pregunta: ¿cómo repercute la falla sobre el sistema o la operación de la planta?.
3. *Costo de Reparación*: Aquí se toma en cuenta el costo monetario cada vez que se produce la falla.
4. *Impacto a la Seguridad, Ambiente o Higiene*: Esta es una de las categorías más importantes dentro del estudio de la criticidad porque está orientada a evaluar las consecuencias de seguridad e higiene y a su vez el impacto que la falla pueda tener sobre el ambiente. Estos efectos deben prevenirse mediante una acción de mantenimiento preventivo o un rediseño.
5. *No-Confiable*: Es un índice de la frecuencia a la cual el sistema o equipo está fallado.

Las 5 categorías mencionadas, tienen distinto peso sobre la criticidad total, por ello, PDVSA adoptó la siguiente fórmula y la guía de puntaje que se muestran más adelante.

$$CT = ((FO * CF) + CR + IMP\ SHA) * NC.$$

Donde:

CT= Criticidad Total.

FO= Flexibilidad Operacional.

CF= Consecuencia de la Falla.

CR= Costo de Reparación.

IMP SHA=Impacto a la Seguridad, Ambiente o Higiene.

NC= No-Confiable.

Guía de Puntaje.

A continuación se presenta la escala utilizada por la empresa para la cuantificación de la criticidad de acuerdo al cumplimiento de las condiciones establecidas.

• *Flexibilidad Operacional.*

No hay opción alterna de producción.....	4
Opción alterna de producción o equipo compartido.....	2
Hay reserva.....	1

• *Consecuencia de falla.*

Parada inmediata de planta.....	10
Parada del sistema y efectos en otros sistemas.....	6
Impacto en niveles de producción o calidad.....	4
Costos operacionales mientras no este disponible.....	2
Sin efectos en producción/operación.....	1

• *Costo de Reparación.*

Mayor a \$15000	2
Menor a \$ 15000.....	0

- *Impacto en seguridad, Higiene y ambiente (SHA).*

Obligatoriedad de cualquier tipo de notificación externa.....	8
Reporte interno de accidente o incidente.....	2
Sin riesgo significativo de SHA.....	0

- *No-Confiablez.*

Pobre > 4fallas/año.....	4
Promedio 2 a 4 fallas/año.....	3
Bueno 1 a 2 fallas/año.....	2
Excelente < 1 falla/año.....	1

El criterio para discernir si un equipo es crítico o no tiene que ver con la escala de Puntaje, y ha sido establecido por la empresa de la siguiente forma:

60 – 200 Equipos Críticos.

1 – 60 Equipos No-Críticos.

Tabla 5.15 (Matriz de criticidad para los equipos estáticos)

fuelle: Miguel Rodríguez

<i>Cantidad</i>	<i>Descripción de Equipos</i>	<i>FO</i>	<i>CF</i>	<i>CR</i>	<i>IMP (SHA)</i>	<i>NC</i>	<i>CT</i>
2	Filtro separador	1	4	0	0	1	4
1	Contactador	4	10	2	2	3	132
1	Rehervidor	4	10	2	2	4	176
3	Intercambiador de calor	4	4	2	2	1	20
1	Tanque flash	4	10	2	2	2	88
2	Filtro de elementos	1	4	0	0	3	12
1	Filtro de carbón activado	2	4	0	0	3	24
1	Acumulador	4	10	2	2	2	88
1	Enfriador	1	4	0	2	1	6

Este análisis es válido para ambos SDTEG, ya que los equipos son exactamente iguales y son sometidos a las mismas políticas de mantenimiento.

El resultado se observa directamente en la tabla 5.15, según la cual los equipos críticos son:

1. El rehervidor.
2. Torre contactora.
3. Tanque flash y el acumulador.

Nota: Las bombas de alimentación de glicol no se incluyeron en este análisis, puesto que se dedicó el capítulo IV del presente trabajo al cálculo de los parámetros de mantenimiento que definen su condición operativa, y cuyos niveles, reflejaron que evidentemente estos equipos deben ser tratados como elementos críticos del sistema.

5.3.3.2.- Cuantificación Del Riesgo Para Los Equipos Críticos.

Tal como se establece en el manual IR-S-14, a los equipos considerados como críticos dentro de un sistema se les debe cuantificar el riesgo inherente a su funcionamiento, con la finalidad de conocer si se encuentran dentro de los límites permitidos por PDVSA, en su norma IR-S-02. De no ser así, se deben adoptar medidas orientadas a la disminución del riesgo hasta un nivel tolerable. En función de esto, se realizó un estudio del riesgo, desde el punto de vista del mantenimiento, es decir, en él se consideran únicamente los daños que pueda sufrir el equipo o el conjunto de equipos y el lucro cesante originado del peligro. De esta manera, no se consideran los daños causados a personas ubicadas en la instalación o cercanas a ella, debido, a que este estudio implica el uso de software y herramientas complejas cuyo éxito requiere la presencia de expertos en materia de siniestros y control de riesgo.

Como se explicó en la sección 3.5.2 del Cáp. III, el riesgo está compuesto por dos variables, frecuencia y consecuencia. Para establecer la frecuencia, PDVSA se ha encargado de recolectar información histórica de los equipos de sus distintas plantas, en la norma IR-S-02, en ella se pueden consultar las tasas de fallas de todos los recipientes y sus accesorios. En este sentido se utilizará esta información, debido a que es la única corporativamente aceptada como verdadera.

En lo que respecta a la estimación de las consecuencias, esta se realizó tomando como referencia la guía de análisis de riesgo de PDVSA, según la cual, se asigna la ponderación expuesta en la tabla 5.16, dependiendo del impacto económico que genere la falla.

Tabla 5.16 (Ponderación de consecuencias para estimaciones de riesgo)

fuelle: Guía de análisis de riesgo, PDVSA.

Consecuencia	Puntaje
A) Paro total de planta. Daños cuantiosos (más de 250 MMUS\$).	100
B) Paro parcial de planta. Daños entre de 250 MMUS\$, y 100 MMUS\$.	50
C) Daños menores de 100 MMUS\$ pero mayores de 50 MMUS\$.	25
D) Daños entre 51 MMUS\$ y 25 MMUS\$.	15
E) Daños entre 24 MMUS\$ y 1 MMUS\$.	5
F) Daños menores a 1 MMUS\$.	1

El presente estudio se llevó a cabo con el mismo grupo de personas que participó en el MCC de las bombas.

5.3.3.3.- Comparación Con El Criterio De PDVSA.

En materia de riesgos, la empresa ha definido los criterios de tolerancia permisibles de exposición, a través del manual corporativo IR-S-02, en su sección 10. Según el cual, existen tres zonas bien definidas, en las cuales, el riesgo es considerado como: Intolerable, reducible y tolerable, esto depende de la frecuencia y consecuencias de ocurrencia del evento. A este respecto, un riesgo considerado como intolerable debe ser reducido a todo costo, uno reducible será reducido si un estudio riesgo-costo-beneficio así lo sugiera y uno tolerable es permitido por los lineamientos corporativos, sin embargo, todavía aplica el concepto de costo-riesgo-beneficio.

El resultado de la evaluación se puede observar en detalle, en las tablas B.12-B.15, apéndice B. Sin embargo la figura 5.11, muestra simplificalmente el

resultado de cada uno de los peligros evaluados, superpuestos en el esquema de comparación de la norma de riesgo.

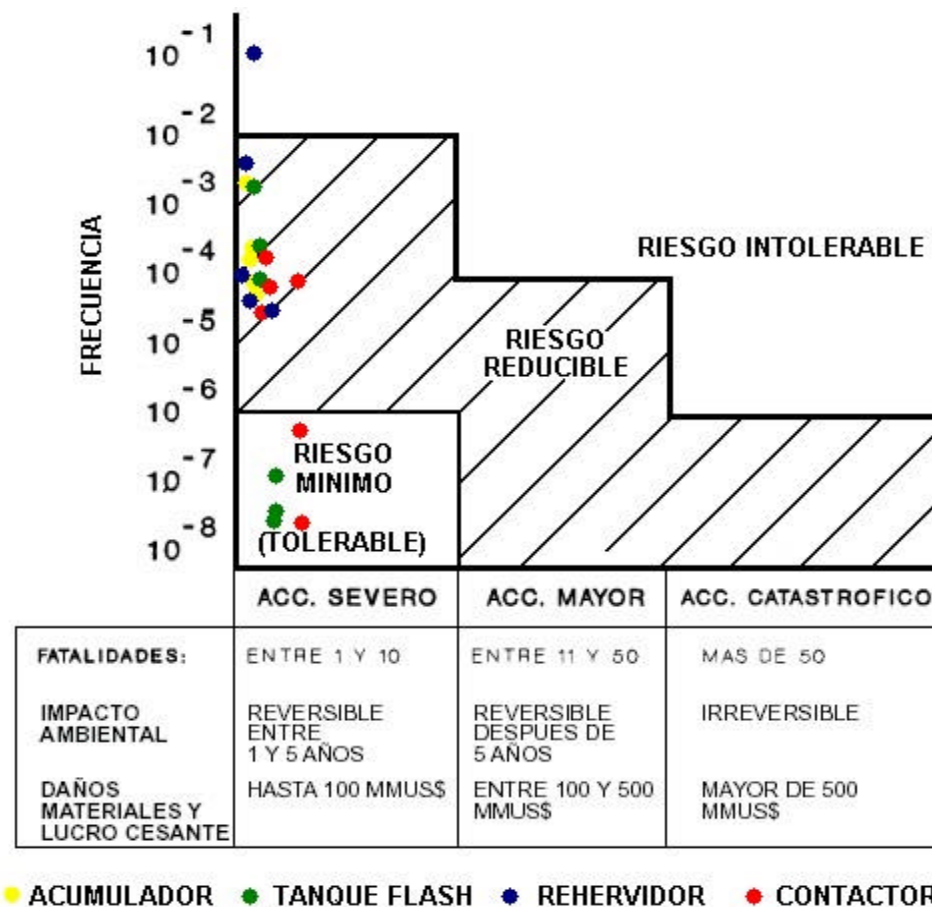


fig. 5.11 (Evaluación del riesgo con respecto al criterio de tolerancia)

fuentes: Grupo MCC

5.3.3.2.1.- Análisis Del Resultado.

La fig 5.11, muestra de manera clara, que todos los peligros evaluados se encuentran en la zona de riesgo reducible, excepto uno que se ubicó en la zona de riesgo intolerable. Este último corresponde a la proliferación de puntos calientes en el pirotubo del rehervidor de glicol, ya que este evento ha sucedido en varias oportunidades a lo largo de la operación de la planta.

El hecho de que todos los peligros evaluados se hallan ubicado en la zona de riesgo reducible implica que se debe evaluar la posibilidad de disminuirlo hasta un nivel tolerable. En este sentido se debe considerar los siguiente:

- La planta posee 17 años operando y no se han presentado accidentes mayores que involucren a ninguno de los equipos del sistema.
- El único equipo donde existe cantidad abundante de gas es la torre contactora, por ende es el que podría tener el mayor riesgo asociado; Sin embargo se observa que no es así. Esto obedece a los altos niveles de seguridad de la planta, lo que se traduce en la disminución de la frecuencia de eventos peligrosos.
- El TEG no es una sustancia inflamable, por lo cual el riesgo de explosión de alguno de estos equipos es extremadamente bajo.

Analizando el resultado, se observa que el riesgo sobre los recipientes es realmente tolerable; no así el riesgo vinculado a los accesorios (bridas y válvulas). De acuerdo con esto, continuación se presentan una serie de observaciones vinculadas al estudio.

Recomendaciones.

- Mantener el plan de inspecciones actual, ya que quedó demostrado que el alcance y frecuencia han mantenido en buenas condiciones de operación a todos los equipos del sistema.
- Incluir la inspección de bridas en frecuencia con las inspecciones externas realizadas anualmente; con el fin de minimizar las tasa de fugas por estos elementos.
- Establecer un plan de inspección interna, no mayor a 2 ½ años, para las válvulas de alivio y las PCV, ya que estos dispositivos también presentan tasas de fallas considerables.

- Efectuar pruebas anuales de termografía al pirotubo del rehervidor, para conocer su distribución de temperaturas y de esta forma percatarse de la existencia de puntos calientes.
- Implantar un plan de mantenimiento preventivo anual al rehervidor que comprenda la limpieza por lo menos externa del pirotubo para eliminar los restos de sal.
- Cumplir con la frecuencia indicada para cada recipiente, según su clasificación, y proponer la disminución de dicha frecuencia si los espesores estuviesen muy cerca de los mínimos requeridos.

5.3.3.4.- Propuesta de mantenimiento operacional.

La tabla 5.17, muestra una lista de las variables operacionales a controlar, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Estas serán chequeadas por el operador de guardia, debido a que la mayoría corresponden a la instrumentación instalada en campo. De observarse cualquier discrepancia entre los valores límites dados y los observados, se deberá notificar a la sección de operaciones para que ejecute las estrategias operacionales propias del caso.

Tabla 5.17 (Variables operacionales a controlar)

fuente: Miguel Rodríguez.

EQUIPO	VARIABLE A CONTOLAR	LÍMITES
Acumulador	Nivel de glicol	1' 6" – 2' 0"
	Presión del gas de mantta	3" WC
Tanque flash	Temperatura	175°F aprox.
	Presión.	50 – 75 Psig
	Nivel de glicol.	1' 9" – 2' 9"
	Nivel de condensados.	2' 3" – 3' 3"
Contactor	Nivel de glicol.	4' 2" – 2' 6"
	Temperatura del glicol pobre	120 °F aprox.
Rehervidor	Temperatura del glicol (*).	404 – 420 °F
	Nivel de glicol.	> 6' 4"
	Presión de gas en los quemadores (*).	20 psig aprox.
Filtros Mecánicos	Presión diferencial (*).	< 10 psig
Filtros Separadores	Nivel en las botas	10" – 15"

(*) Estos parámetros pueden ser monitoreados por el panelista desde sala de control.

CONCLUSIONES

- ☞ El mantenimiento de las bombas de glicol debe depender de las horas de funcionamiento, puesto que la presencia del spare, implica que siempre una de ellas alcanzará la frecuencia de mantenimiento mucho más rápido que la otra. Esto garantizará un mayor control sobre los tiempos justos para la ejecución de las tareas establecidas en el presente trabajo.
- ☞ El hecho de dar por sobreentendido información básica en las ODT (Ubicación exacta del elemento fallado, características de la falla, daños a otros componentes, etc), acarreará graves errores a la hora de efectuar análisis de fallas en el futuro.
- ☞ El éxito de emplear la confiabilidad como parámetro básico para evaluar la gestión de mantenimiento, depende en gran escala, de la veracidad de la base de datos histórica del equipo.
- ☞ Tener un alto índice de disponibilidad, por poseer un equipo en spare, no garantiza que el sistema no va a fallar, si se tienen equipos de baja confiabilidad.
- ☞ Efectuar evaluaciones de confiabilidad para los equipos estáticos del sistema no aporta gran información a la sección de mantenimiento, debido a su baja tasa de fallas. Es preferible efectuar actualizaciones de los niveles de riesgo para tomar medidas orientadas hacia la reducción de la frecuencia y mitigación de sus consecuencias.
- ☞ La clave para el éxito de las metodologías basadas en la confiabilidad operacional, radica en involucrar al personal de planta de alta experiencia como participante del grupo natural de trabajo.

RECOMENDACIONES

- ☞ Mantener la continuidad del proceso de MCC, en cuanto a la actualización periódica de las tareas de mantenimiento, dependiendo de la evolución de las mismas.
- ☞ Hacer el estudio de riesgo sobre los equipos del SDTEG, empleando los software Canary o Phast, con la finalidad de afinar las consecuencias estimadas en este trabajo.
- ☞ Crear una conducta de mantenimiento de clase mundial, mediante el fomento de trabajos que involucren alguna de las metodologías descritas en este trabajo.
- ☞ Motivar la comunicación del ejecutor de las tareas de mantenimiento y el mantenedor, a través de la planilla propuesta, con el objeto de enriquecer la información vaciada en el SAP, en cuanto a las características de la falla presentada por el equipo.
- ☞ Crear una base de datos, en visual Basic o Access, que mantenga comunicación con el TDC-3000, para controlar las actividades de mantenimiento propuestas, por medio de relojes que prevengan al mantenedor acerca de la cercanía de la frecuencia establecida para cada tarea.
- ☞ Efectuar ensayos de termografía anual al pirotubo del rehervidor de glicol, para controlar la proliferación de puntos calientes.
- ☞ Instalar los termómetros en la entrada y salida de los intercambiadores, para verificar su eficiencia.

- ☞ Instalar el sello flexible ubicado en las barras de los pistones de las bombas de glicol (pieza N° 123 del plano), para evitar la mezcla del TEG con el aceite.
- ☞ Cuando alguna válvula falle se recomienda cambiar las cuatro partes que la conforman debido a la probabilidad de fractura del tornillo.
- ☞ Involucrar al Dpto. de predictivo del Distrito Anaco, para que incluya a las bombas de glicol dentro de su ruta, mediante el monitoreo de vibraciones en los rodamientos del cigüeñal.

BIBLIOGRAFÍA

CHARLES EBELING. 1997. **Reliability and Maintainability Engineering**. McGraw-Hill, New York, USA.

FIDIAS, Arias. 1999. **El Proyecto de Investigación**. Editorial Episteme, Caracas, Venezuela.

GONZALEZ José, GONZALEZ Maylén y MORALES José. 1992. **Evaluación de Plantas de Deshidratación**. INTEVEP. Los Teques, edo Miranda, Venezuela.

HENLEY, Ernest. 1981. **Reliability Engineering and Risk Assessment**. Prentice-Hall, U.S.A.

MATALOBOS, Angel D. 1992. **Confiabilidad en Mantenimiento**. Ediciones IESA, Caracas, Venezuela.

NAVA, José D. 2001. **Teoría de mantenimiento, Fiabilidad**. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.

SALAZAR, Víctor. 1984 **Técnicas de Mantenimiento Organizado**. U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica, Caracas, Venezuela.

SMITH, Anthony. 1992. **Reliability Centered Maintenance**. Mc Graw Hill, New York, USA.

SMITH, David 1999. **Reliability Maintainability and Risk**. Butterworth Heinemann, Boston.

PDVSA. **Aplicación de la metodología OCR, uso efectivo de los software APT.**2000. Exploración y Producción, INTEVEP. Venezuela.

PDVSA. **Tendencias Tecnológicas en Mantenimiento y Confiabilidad.** 2001. Ricardo Palma, Milagros Newski, Valmore Rodríguez. INTEVEP.

PDVSA. **Proceso de Implantación de la metodología Inspección Basada en Riesgos (IBR) en PDVSA.** 2001. Medina, R. Huerta, J. Pabón, R. Conde, M. Arráez, Ricardo Palma, Jorge Pirela. EPM Occidente. RSC, INTEVEP

PDVSA N° PI-10-01-02. **Manual de Inspección de Intercambiadores de Calor Tipo Carcaza y Tubo.**

PDVSA N° IR-S-02. **Criterios Para El Análisis Cuantitativo De Riesgos.**

PDVSA N° PI-09-04-00. **Manual de Inspección de Recipientes A Presión (Fase De Uso / Operación).**

PDVSA N° PI-09-01-00. **Manual de Inspección de Recipientes A Presión (General).**

PDVSA N° PI-01-01-01. **Aseguramiento De La Calidad.**

PDVSA N° IR-S-14. **Integridad Mecánica De Equipos Críticos.**