



# UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS  
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

***Desarrollo de una estrategia de  
mantenimiento basada en los modos de  
fallo del equipo rotativo de una refinería***

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**AUTOR/A**

Alberto Porras Vázquez

**DIRECTOR/A**

Maria del Mar Carlos Alberola

Castellón, enero de 2015



## **Índice general.**

I. Memoria.....	4
II. Anexos.....	134
III. Planos.....	142
IV. Pliego de condiciones.....	148
V. Presupuesto.....	154



# **Memoria**

# Índice de la memoria.

<b>Parte I. Aspectos generales.....</b>	<b>8</b>
1. Objetivos.....	9
2. Límites.....	9
3. Antecedentes.....	12
<b>Parte II. La empresa.....</b>	<b>16</b>
4. Presentación de la empresa.....	17
4.1. BP en el mundo.....	17
4.2. BP Oil España, S.A.U.-Refinería de Castellón.....	17
4.3. Datos de interés.....	19
4.4. Departamento de Mantenimiento e Ingeniería.....	20
<b>Parte III. Bases teóricas.....</b>	<b>22</b>
5. Equipo rotativo.....	23
5.1. Consideraciones iniciales.....	23
5.2. Bombas centrífugas.....	24
5.2.1. Clasificación de las bombas.....	24
5.2.2. Funcionamiento de las bombas centrífugas.....	25
5.2.3. Componentes de las bombas centrífugas.....	26
5.3. Compresores alternativos.....	32
5.3.1. Clasificación de los compresores.....	32
5.3.2. Funcionamiento de los compresores alternativos.....	33
5.3.3. Componentes de los compresores alternativos.....	34
5.3.4. Control de la capacidad.....	36
<b>Parte IV. Estudio causa-efecto.....</b>	<b>44</b>
6. Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM).....	45
7. FMEA y FMEAC.....	45
7.1. Definición.....	45
7.2. Parámetros empleados.....	46
7.3. Descripción del proceso de un FMEA.....	49
8. Tablas causa-efecto.....	50
8.1. Tablas causa-efecto de las bombas.....	51
8.1.1. Cáster.....	52
8.1.2. Pernos y tuercas.....	53
8.1.3. Impulsor.....	53
8.1.4. Junta.....	53
8.1.5. Eje.....	54
8.1.6. Acoplamiento.....	54
8.1.7. Rodamientos.....	55
8.1.8. Cierre mecánico.....	56
8.2. Tablas causa-efecto de los compresores.....	56
8.2.1. Pieza distanciadora.....	57
8.2.2. Pistón.....	58
8.2.3. Cruceta.....	58
8.2.4. Biela.....	60
8.2.5. Cigüeñal.....	61
8.2.6. Cilindro.....	61

8.2.7. Volante de inercia.....	62
8.2.8. Válvulas.....	62
8.3. Tablas causa-efecto de los elementos comunes.....	64
8.3.1. Soporte.....	64
8.3.2. Sistema de refrigeración.....	65
8.3.3. Sistema de lubricación.....	66
8.4. Análisis de las causas.....	67
8.4.1. Problemas relacionados con el lubricante.....	69
8.4.2. Sobrecalentamiento.....	71
8.4.3. Sobrecarga.....	73
8.4.4. Vibraciones.....	75
8.4.5. Bloqueo.....	76
8.4.6. Corrosión.....	77
8.4.7. Desalineamiento.....	80
8.4.8. Fuga del fluido de proceso.....	82
8.4.9. Otros.....	83
<b>Parte V. Mantenimiento.....</b>	<b>86</b>
9. Mantenimiento.....	87
9.1. Definición.....	87
9.2. Evolución de la tasa de fallo.....	87
10. Codificación.....	89
11. Aspecto predictivo.....	89
11.1. Instrumentación.....	91
11.1.1 Medida de la temperatura.....	91
11.1.2. Medida de la presión.....	94
11.1.3. Medida de la posición.....	95
11.1.4. Medida de la velocidad/aceleración.....	96
11.1.5. Medida de la fuerza.....	97
11.1.6. Medida del caudal y del nivel.....	97
11.2. Herramientas informáticas.....	99
11.2.1. Gateway.....	99
11.2.2. Sistema de Control Distribuido.....	99
11.2.3. Sistema de gestión de la información.....	100
11.2.4. Software informático.....	103
12. Aspecto preventivo.....	103
12.1. Tareas de mantenimiento.....	103
12.2. Frecuencia de las tareas de mantenimiento.....	106
12.3. Propuesta de plan de mantenimiento preventivo.....	107
12.3.1. Bombas centrífugas.....	108
12.3.2. Compresores alternativos.....	108
12.3.3. Consideraciones finales.....	109
12.4. Tareas complementarias de mantenimiento.....	118
12.4.1. Preparación para mantenimiento.....	118
12.4.2. Arranque y parada del equipo.....	118
12.4.3. Desmontaje y ensamblaje de las piezas.....	119
12.4.4. Verificación de las tolerancias.....	120
<b>Parte VI. Viabilidad.....</b>	<b>122</b>
14. Viabilidad del proyecto.....	123

14.1. Viabilidad técnica.....	123
14.2. Viabilidad económica.....	124
14.2. 1. Introducción.....	124
14.2. 2. Impacto en la fiabilidad.....	125
14.2.3. Estudio económico.....	126
14.3. Viabilidad legal.....	128
<b>Parte VII. Bibliografía.....</b>	<b>130</b>
15. Normativa aplicada.....	131
16. Otras referencias.....	132
16.1. BP Oil.....	132
16.2. Bombas centrífugas.....	132
16.3. Compresores alternativos.....	132
16.4. FMEA y FMEAC.....	133
16.5. Otros.....	133
17. Programas.....	133

## **Parte I**

### **Aspectos generales**

## 1. Objetivos.

El objetivo de este proyecto es el desarrollo de una metodología de mantenimiento completa basada en los modos de fallo del equipo rotativo de una refinería de petróleo, satisfaciendo tanto su carácter predictivo como preventivo. De este modo, la confección de tal estudio es realizado considerando una selección de equipos rotativos disponibles en la refinería limitada a compresores alternativos de gas y a bombas centrífugas, las conclusiones extraídas de los cuales son extendidas al conjunto de equipos constituyentes de la refinería en la medida de lo posible.

La elaboración de una estrategia de mantenimiento parte de una primera fase de documentación y de formación con tal de familiarizarse con el equipo rotativo propuesto; esto es completado con una posterior revisión de la codificación de dichos equipos en el programa SAP donde, una vez descrita la metodología pedida, los documentos generados y empleados en ésta son introducidos. A esta primera etapa le sigue una segunda de creación y de desarrollo, esto es, de confección de tablas asociadas al método de los FMEA, recogiendo los datos extraídos del análisis de los planos y de las fichas técnicas del equipo rotativo. Una vez dispuestas las medidas correctivas, los planes de mantenimiento predictivo y preventivo derivados del estudio de las tablas creadas son documentados y procedimentados, los documentos de los cuales, así como los resultados de su análisis y sus conclusiones, son organizados e introducidos en SAP para el fácil acceso a ellas por parte de los empleados de la empresa.

Finalmente, la comparación de la nueva metodología de mantenimiento con aquella aplicada con anterioridad en los equipos, la evaluación de ciertos coeficientes de fiabilidad y el impacto técnico, económico y legal de ésta permitirán deducir la viabilidad de la proposición presentada en este informe.

## 2. Límites.

El marco de aplicación de este proyecto es la sección de Mantenimiento Rotativo de la empresa BP Oil España, S.A.U. y, en particular, el conjunto de compresores alternativos de gas y de bombas centrífugas de la refinería.

La refinería de BP en Castellón dispone de un total de 2570 equipos dispersos en toda la planta, de los cuales 50 son compresores y alrededor de 550 son bombas. En la mayoría de los casos, en particular en las bombas y en las turbinas, se encuentra con equipos duplicados que permanecen en estado de *standby* para ser puestos en marcha en el evento de un fallo en el equipo principal. En la refinería, los compresores tienen la finalidad de aumentar la presión de ciertos fluidos (vapores y gases) con tal de facilitar

su transporte, mientras que las bombas son utilizadas para la transferencia, la redistribución, la dosificación y la extracción de estas sustancias a los compresores y al resto de equipos de la planta. Por consiguiente, se trabaja con aparatos indispensables para el desarrollo de la actividad de la empresa. El conjunto de compresores y de bombas aquí tratados se encuentra disperso en más de veinte unidades de proceso, indicadas en la tabla 1.

**Tabla 1.** Unidades de proceso.

<b>Unidad</b>	<b>Código</b>	<b>Unidad</b>	<b>Código</b>
CRUDE	100	KERO HT1	110
VAC	2100	KERO HT2	110
COKER	4100	MAKF	2900
FCC	2200	LGO HT	145
PF1	400	HGO HT	200
PF2	450	SRU 3	2650
HYDRO PLANT 1	2800	DIH	500
HYDRO PLANT 2	3200	CNS SHU	3100
PSA1	2800	CNS	2451
ALKY PLANT	2700	RFS	471
ISO	500	FGR	-
LVN	180	AMIN 1	250
HVN	190	AMIN 2	260
SCAN	3100	AMIN 3	270
KNP	4200	AMIN MDEA	3800
SHU	3100		

La disposición dentro de la refinería de Castellón de cada una de las unidades descritas previamente en la tabla 1 se puede apreciar en el plano 2. Por otro lado, la ubicación de la refinería dentro de la provincia de Castellón se observa en el plano 1.

Con la elaboración de este proyecto se espera obtener una metodología de mantenimiento aplicable a las demandas actuales que pueda aplicarse, no solamente a los equipos de la refinería de Castellón, sino también a aquéllos teniendo características similares y pertenecientes a otras refinerías de alrededor del mundo.



### 3. Antecedentes.

La propuesta de la sección de Fiabilidad para desarrollar una estrategia de mantenimiento para el equipo rotativo surge a raíz de una explosión con resultados nefastos producida en la refinería de BP en Texas City (TX, Estados Unidos) en el año 2005. Tras este accidente laboral que supuso la muerte de diez empleados, la dirección de BP decide hacer un esfuerzo con tal de estandarizar la totalidad de las herramientas de fiabilidad de todas las refinerías del mundo para evitar eventos de tal magnitud en el futuro. Una de las herramientas sugeridas para esta estandarización son las tablas asociadas a los *Failure Modes and Effects Analysis* (FMEA), una técnica de mantenimiento y de fiabilidad basada en el análisis de los modos de fallo de un equipo y de sus efectos que permite la detección de los defectos en éste que deben ser eliminados o reducidos. Además, un programa informático, Stature, es elegido por la dirección para ayudar el proceso de estandarización.

El objetivo perseguido con estas acciones es la oportunidad que todas las refinerías del mundo, empleando todas el mismo criterio por lo que concierne a las acciones correctivas y al almacenamiento de información, puedan actuar de manera similar ante problemas parecidos, tratados en otra refinería con anterioridad.

Por otro lado, un estudio sobre el equipo rotativo crítico fue desarrollado en el año 2004, partiendo del hecho que no todos los equipos instalados en la refinería tienen la misma importancia, ya que el impacto de ciertos de ellos es superior a otros. Este proyecto comienza con la evaluación de la criticidad de los equipos rotativos existentes en la refinería. Con esto, la primera fase de este estudio parte del análisis de las siguientes fuentes de información:

- Base de datos, compuesta por el histórico de averías y de datos de *Mean Time Between Failure* (MTBF).
- Informe SOLOMON, conteniendo una estimación de la cantidad de capacidad de destilación de crudo en barriles perdidos mientras algunos equipos están averiados. Esto es calculado con la ayuda de los índices de *Equivalent Distillation Capacity* (EDC) y es expresado en función de ciertos ratios.
- Departamento de Fabricación, responsable de dirigir la planta; dicho de otra manera, los operadores de los equipos.
- Departamento de Mantenimiento, responsable de efectuar las reparaciones de los equipos.
- Departamento Comercial y de Procesos, responsable de evaluar los costes, la planificación de campañas y el funcionamiento correcto de la planta.

Durante la segunda fase del proyecto, la criticidad de cada uno de los equipos en su área funcional o unidad dentro de refinería es determinada. Los factores utilizados son:

- Parada de la unidad. Pérdida de la disponibilidad de una de las unidades de la refinería, equivalente con el número de días total de parada que supone el fallo de uno de los equipos pertenecientes a dicha unidad.
- Slow-Down. Descenso de la capacidad de la unidad. El coste global del descenso de la capacidad de refino es así calculado, evaluando la pérdidas económicas por unidad (k€/día), así como el efecto dominó extendido a las demás, junto con el tiempo estimado para realizar las reparaciones de los equipos averiados.
- Consecuencias ambientales. Estudio de la evaluación del impacto ambiental de los fallos de cada equipo.
- Consecuencias de seguridad. Análisis de los riesgos para las personas asociados a los fallos de los equipos debido a valores de presión o de temperatura elevados o al transvasado de fluidos peligrosos.

Una vez estudiados estos factores, una clasificación de los equipos con una criticidad significativa es realizada en función de los criterios expuestos. Una tercera fase establece la aplicación de técnicas de *Risk Based Management* (RBM) para la construcción de tablas de resultados donde diferentes rangos de impacto y de probabilidad son indicados. Finalmente, con la identificación de los equipos más críticos para el funcionamiento de la refinería, una serie de acciones es definida para ser implementada en cada uno de los equipos:

- Nivel de stock. Análisis y reposición del stock allí donde sea necesario.
- Mejoras a implementar concernientes a la lectura de las máquinas y de los procesos en la Sala de Control.
- Revisión e implementación de técnicas de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Aplicación de las técnicas de *Root Cause Failure Analysis* (RCFA) para encontrar y contener los fallos repetitivos.
- Actualización de los equipos al estado de diseño fijado por las normas *International Practices* (IP), *Global Practices* (GP) y *Design Practices* (DS), característicos de la refinería.

- Desarrollo de un plan de formación y de entrenamiento de las secciones de Mantenimiento y de Operación e incluirlo dentro del plan de mantenimiento inicial para el nuevo personal de BP.
- Identificación de los equipos críticos en los *Management of Change* (MOC) y *Hazard and Operability* (HAZOP).
  - El MOC es una técnica aplicada cada vez que un modo de operación de un equipo o de una de sus variables de funcionamiento es modificada.
  - El HAZOP es una técnica inductiva de identificación de los riesgos basado en la suposición preliminar.
- Identificación y actualización de la criticidad de los equipos ante nuevos proyectos.
- Sistematización de la prioridad del orden de ventas y de las peticiones de ofertas relativas al equipo crítico.

Durante el año 2007, el conjunto de piezas críticas pertenecientes a las bombas y a los compresores es establecido, atendiendo a las relaciones de avería de los equipos, la recomendación de los fabricantes, la experiencia de los operadores, así como a la posible exposición de los componentes a rozamientos, fricciones, esfuerzos de fatiga o a un problema importante del equipo que los pueda afectar. Por lo que concierne a las bombas centrífugas y a los compresores centrífugos, los componentes críticos considerados son el motor, los anillos de rozamiento, el árbol motor, los cierres mecánicos y el acoplamiento, entre otros. Por otro lado, en el caso de los compresores alternativos las piezas clasificadas como críticas son el cigüeñal, la biela, la cruceta, los pistones y las válvulas de succión y de descarga, en particular.



## **Parte II**

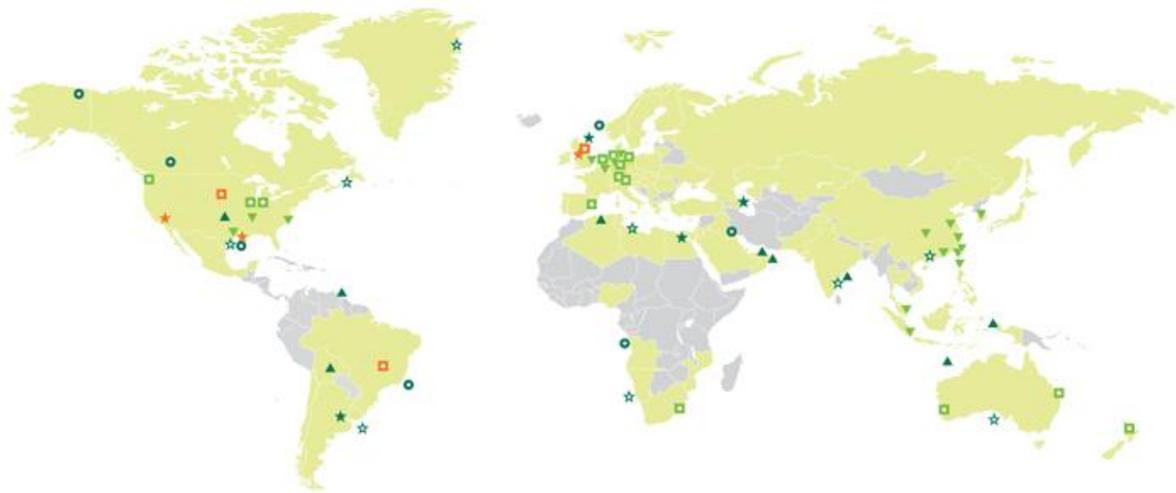
### **La empresa**

## 4. Presentación de la empresa.

### 4.1. BP en el mundo.

*British Petroleum* (BP) es una empresa de petróleo y de gas de origen inglés y con sede en Londres, Reino Unido, dedicada a la exploración, la extracción, la producción, el transporte, el refinado y el marketing del petróleo, así como a las actividades de petroquímica y de generación energética, en la cual se encuentran las energías renovables tales como los biocombustibles o la energía eólica.

**Figura 2.** Presencia de BP en el mundo.



BP fue fundado en el año 1909 con el establecimiento de la Anglo-Persian Oil Company por William d'Arcy y George Reynolds, en el territorio de la actual Irán. Con el tiempo, la empresa británica se extiende por América del Norte y el Mar del Norte y adquiere las empresas de Amoco, ARCO, Burma Castrol, Aral y casi el 20% de Rosneft, la empresa pública más grande del mundo con respecto a las reservas de hidrocarburos y a producción, llegando a ser una de las empresas energéticas más importantes y la tercera empresa privada más notable cuyas actividades están centradas en el ámbito del petróleo y del gas, con operaciones presentes en más de ochenta países.

### 4.2. BP Oil España, S.A.U. - Refinería de Castellón.

La refinería de Castellón centra su actividad en el refinado del petróleo crudo proveniente de los países de extracción y en la comercialización de los derivados del petróleo y de los productos del petróleo terminados, en particular, combustibles y asfaltos. Fue fundada inicialmente por las empresas Banesto y Exxon Corporation con el nombre de Petróleos del Mediterráneo (Petromed) en el año 1967, aunque en 1988 la

empresa británica BP se asocia con ella y en 1991 adquiere la totalidad de sus acciones. A partir de ese instante, BP España, S.A.U. experimenta una crecida significativa, convirtiéndose en una de las principales empresas energéticas de España, así como en una de las más importantes en el mercado del petróleo del mismo país.

Actualmente, la ubicación de la refinería de BP Oil España, S.A.U. coincide con varias empresas de carácter nacional e internacional. Éstas son la planta petroquímica UBE Chemical Europe, la central térmica de Iberdrola, la planta de embotellado de propano/butano de Repsol, la empresa CLH, la planta de fluodificación y tratamiento de residuos industriales de Ecocat y la planta de licuado de dióxido de carbono de Praxair España S.L.

El crudo llega del país de extracción a las instalaciones marítimas de la refinería a 2,1km de la costa a través de buques petrolíferos, los cuales vierten su contenido. Estas instalaciones disponen de dos sistemas diferentes: la isla de atraque y el campo de boyas. Por un lado, la isla de atraque es un emplazamiento encontrado en alta mar a una distancia de 2100m, cuya misión es ofrecer un lugar de amarre a los buques que llegan hasta la realización de las operaciones de carga de los productos de petróleo terminados, sin depender de las instalaciones portuarias. Por otro lado, el campo de boyas es un emplazamiento alejado 4250m de la costa que sirve como lugar de atraque de los buques para la realización de las actividades de descarga del crudo, disponiendo para este objetivo una línea de tuberías sumergida.

**Figura 3.** Instalaciones de la refinería:

(a) Isla de atraque.



(b) Campo de boyas.

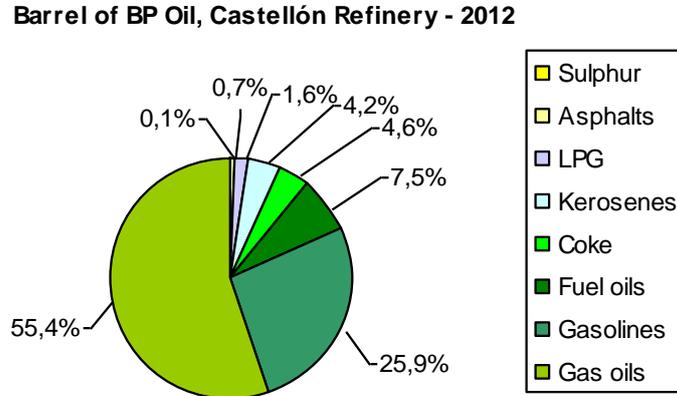


A partir del año 2012, una nueva instalación está disponible para efectuar las mismas actividades que en la isla de atraque, pero de una manera más segura y limitándose a buques de menor capacidad.

Una vez el crudo se encuentra en las instalaciones de la refinería, éste es almacenado en grandes depósitos que proporcionan las condiciones adecuadas al producto con tal que llegue en buenas condiciones al principio de la cadena de refino.

Las unidades funcionales de la refinería ya han sido presentadas en la tabla 1 de la sección 2. Además, se proporciona el esquema de la figura 4 indicando la distribución de los productos obtenidos con el proceso de refinado en la refinería de Castellón.

**Figura 4.** Distribución de los productos obtenidos por el refinado del crudo.



### 4.3. Datos de interés.

En las dos tablas que siguen se presentan algunos datos de interés acerca de la empresa británica y de la refinería de la misma en Castellón, con el fin de poder comparar la importancia de la segunda dentro de la primera.

**Tabla 2.** Datos de interés de la compañía BP.

<b>BP global</b>	
Países de operación	Alrededor de 80
Número de empleados	83.900
Valor económico generado	\$403,3 billones
Barriles de aceite producidos	3,2 millones/día
Reservas	17.996 barriles de equivalente de aceite
Pozos perforados	17
Refinerías	14
Producción por día de las refinerías	1.791 miles de barriles
Prod. químicos derivados del petróleo producidos	13,9 millones de toneladas

**Tabla 3.** Datos de interés de BP Oil España, S.A.U.

<b>BP Oil España, S.A.U.</b>	
Empleados	450 aprox.
Contratistas	500
Empleo inducido	2.500
Capacidad de procesamiento	6 millones de toneladas de crudo anuales
Capacidad de procesamiento	100.000 barriles/día

#### **4.4. Departamento de Mantenimiento e Ingeniería.**

El organigrama de BP Oil España, refinería de Castellón, está estructurado en ocho departamentos en función de las diferentes actividades desarrolladas. De estos departamentos, el departamento de Mantenimiento e Ingeniería es el más voluminoso, componiéndose, a su vez, de ciertas secciones compartiendo la realización del mantenimiento de las instalaciones de la refinería, así como la planificación de las paradas de la planta y el desarrollo de nuevos proyectos. La sección de Fiabilidad, que gestiona el proyecto expuesto en este informe, es una de estas secciones que integra diferentes grupos de trabajo para mantener las diferentes instalaciones de la planta: el grupo responsable del equipo rotativo, el encargado de gestionar la instrumentación y aquél encargado de la cogeneración.



## **Parte III**

### **Bases teóricas**

## 5. Equipo rotativo.

### 5.1. Consideraciones iniciales.

Un equipo rotativo es un aparato cuyo funcionamiento está basado en la rotación de sus componentes alrededor de un eje, mediante el cual añade energía cinética a un cierto proceso y desplaza un fluido de un punto a otro o lo agita. Esta definición incluye motores, generadores, compresores, turbinas, bombas y mezcladores; la mayor parte de ellos encontrados en la refinería de Castellón. No obstante, y como ya se ha indicado, en el estudio aquí tratado se consideran tan sólo dos tipos de máquinas; éstas son las bombas y los compresores de gas.

La tabla 4 presenta el conjunto de bombas y de compresores considerados críticos. La elección de éstos está hecha atendiendo a sus componentes críticos, los cuales, como explicado en el punto 3 (antecedentes), se evalúan a partir de los informes de reparación y los fallos dados y, en caso de no haber aún un registro de las reparaciones efectuadas, se incluyen aquellos elementos susceptibles de sufrir un desgaste significativo, rozamiento, esfuerzos elevados o fatiga por esfuerzos alternantes, entre otros. Además, se incluyen ciertos elementos ajenos al equipo, pero interviniendo igualmente en el funcionamiento de éste: el motor, los acoplamientos, el multiplicador o reductor, los intercambiadores, los filtros y los sistemas de lubricación y de refrigeración.

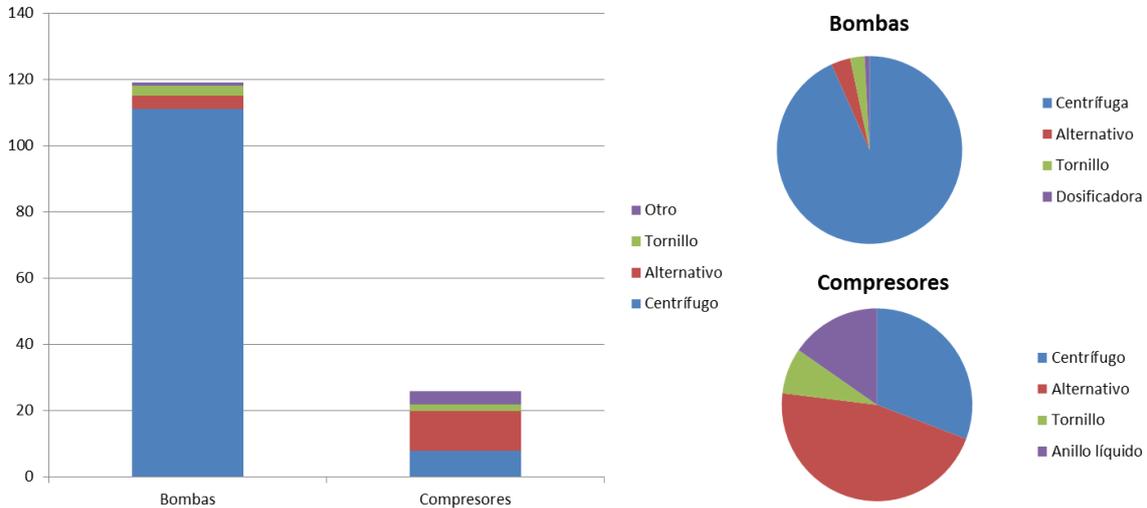
**Tabla 4.** Equipos críticos (bombas y compresores).

Equipo	Tipo	Unidad										Total individual	Total equipos	
		Destilación		Conversión		Energías		Offsites		Coker				
Bomba	Centrífuga	25	25	35	35	11	11	26	32	14	16	111	119	145
	Alternativa	0		0		0		4		0		4		
	Tornillo	0		0		0		2		1		3		
	Dosificadora	0		0		0		0		1		1		
Compresor	Centrífugo	0	2	5	8	1	8	0	0	2	8	8	26	
	Alternativo	2		3		5		0		2		12		
	Tornillo	0		0		2		0		0		2		
	Anillo líquido	0		0		0		0		4		4		

Un estudio más exhaustivo revela que, de la selección mostrada en la tabla 4, las bombas centrífugas y los compresores alternativos son los equipos que muestran una tasa de criticidad significativamente mayor. La distribución de los equipos críticos según su tipo (centrífugo, alternativo, tornillo u otro) se muestra en la figura 5. En efecto, se observa que casi la totalidad de las bombas críticas corresponde a bombas centrífugas, mientras que en el caso de los compresores predomina el carácter crítico

entre los compresores centrífugos y alternativos, destacando, no obstante, más en estos últimos que en los primeros. Es así pues como se decide proceder a la evaluación de los modos de fallo potenciales en ambos tipos de equipos.

**Figura 5.** Distribución de los equipos críticos según su tipo.



A continuación, se introducen brevemente las bases teóricas de las bombas centrífugas y de los compresores alternativos, con el fin de tener unos conocimientos fundamentales sobre los objetos de estudio.

## 5.2. Bombas centrífugas.

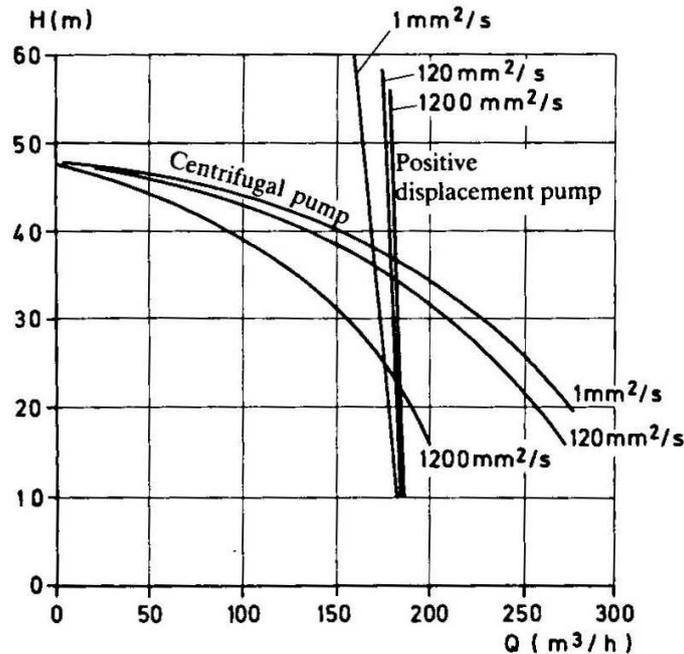
### 5.2.1. Clasificación de las bombas.

Una bomba es una máquina hidráulica que absorbe energía mecánica con el fin de proporcionar energía hidráulica a un fluido y moverlo. En general, las bombas actúan en dos fases: una primera fase de aspiración eleva el fluido de su nivel a aquél de la bomba, ejerciendo esta última el vacío para impulsarlo con la presión atmosférica. Seguidamente, una segunda fase de impulsión conduce el fluido de la bomba hasta su destino, para el cual la bomba misma actúa suministrando la presión necesaria.

Las bombas pueden clasificarse en función de la manera de impulsar el caudal de fluido en bombas dinámicas y en bombas de desplazamiento positivo o volumétricas. Las bombas dinámicas son las más frecuentes en los procesos industriales y necesitan un mantenimiento menos exigente que aquéllas volumétricas; aumentan la energía cinética del fluido y transforman la velocidad resultante en presión. Se distinguen dos tipos de bombas dinámicas: centrífugas y axiales. Por contra, las bombas volumétricas se emplean para aplicaciones específicas, transvasando un volumen fijo de la entrada a

la salida de la bomba con un aporte energético de manera intermitente o continua. Se distinguen tres clases de bombas volumétricas: alternativas, de diafragma y rotativas. El esquema de la figura 6 presenta el rango de funcionamiento de las bombas centrífugas con respecto a las bombas volumétricas.

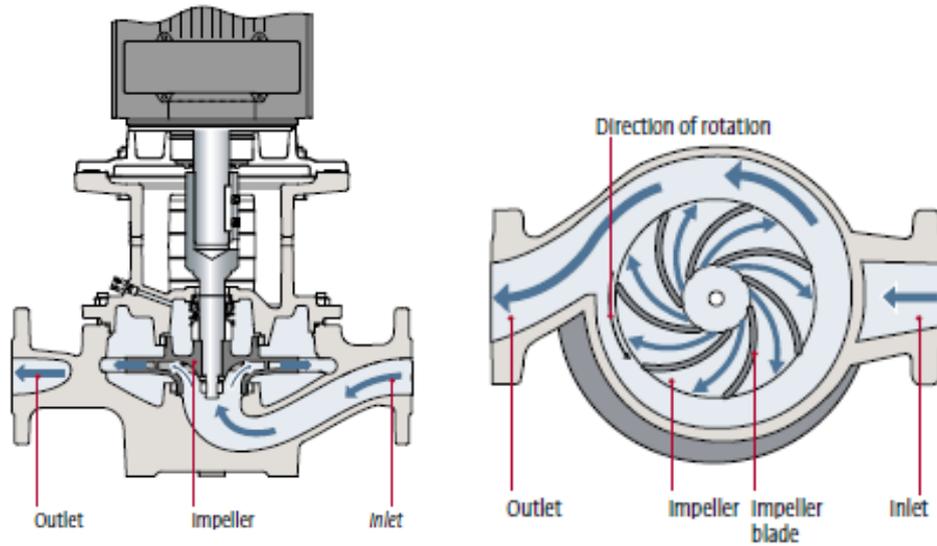
Figura 6. Rango de funcionamiento de las bombas centrífugas.



### 5.2.2. Funcionamiento de las bombas centrífugas.

El funcionamiento de las bombas centrífugas está basado en el efecto centrífugo con tal de desplazar un fluido y aumentar su presión. El interior de la cámara hermética de la bomba, disponiendo de una entrada y de una salida (tornillo sin fin o voluta), hace girar un impulsor solidario al árbol motor. El árbol es el elemento rotativo de la bomba que transforma la energía del generador o motor en energía cinética; es la parte estática de la bomba, es decir, el tornillo sin fin o voluta, la responsable de convertir la velocidad del fluido en energía de presión. Por otro lado, el árbol está relacionado con el eje de la bomba, ya sea directamente al eje de transmisión del motor o por el intermediario de un acoplamiento. Mientras el fluido entra en el cuerpo de la bomba, éste es lanzado hacia su periferia a través de las fuerzas centrífugas generadas por el impulsor y su velocidad. Por consiguiente, el fluido acumula energía potencial, que es entonces transformada en caudal y en altura de elevación o energía cinética. El movimiento centrífugo causa, al mismo tiempo, una depresión capaz de aspirar el volumen de fluido a bombear, que es finalmente distribuido al exterior a través de la válvula de descarga. La figura 7 muestra el paso del fluido en el interior de una bomba centrífuga.

**Figura 7.** Paso del fluido en el interior de una bomba centrífuga vertical en voladizo monoetapa.



Uno de los principales problemas actuando en el funcionamiento de las bombas, y por ende en su rendimiento, es el fenómeno de cavitación, consistente en la creación de burbujas de vapor en aquellas regiones del aparato donde la presión local desciende hacia valores próximos a la presión del gas fluido. El impacto de este hecho es constatado con la aparición de pérdidas de carga, vibraciones y ruidos. La presión absoluta mínima que debe haber en el lado de la aspiración de la bomba para evitar la cavitación es conocido como NPSH (*Net Positive Suction Head*).

Según la teoría de Euler, si se considera que toda la energía de movimiento de rotación del impulsor es transferida al fluido, el par aplicado en los álabes es igual al producto del caudal volumétrico  $Q$  por la variación de su cantidad de movimiento entre la entrada y la salida de la bomba. Dicho de otra manera, teniendo en cuenta una velocidad angular de rotación  $\omega$  del impulsor, la potencia hidráulica  $W_{hyd}$  transmitida por este componente es:

$$W_{hyd} = Q \cdot \rho \cdot \omega \cdot (r_2 \cdot V_2 \cdot \cos \alpha_2 - r_1 \cdot V_1 \cdot \cos \alpha_1) \quad (1)$$

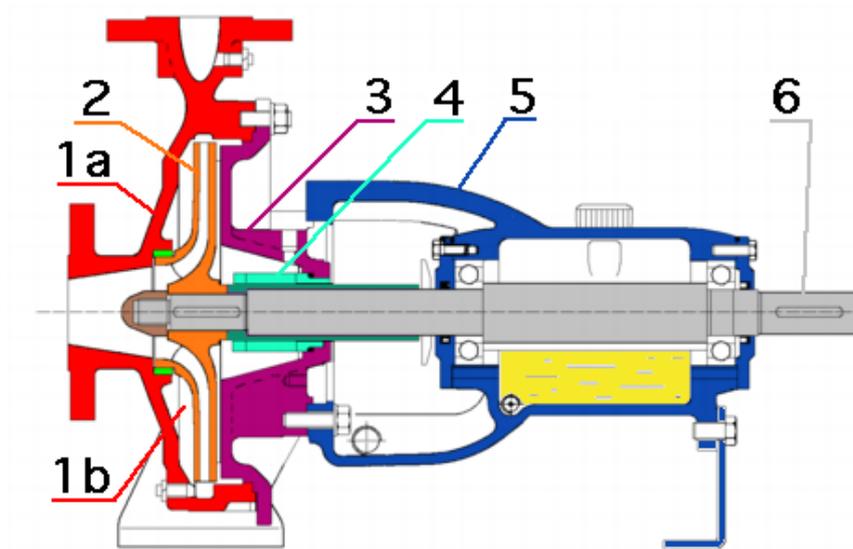
siendo la cantidad de movimiento del fluido (índice 1 para la entrada e índice 2 para la salida de la bomba) el producto entre el tamaño de la apertura  $r$  y el módulo de la velocidad del fluido  $V$ ,  $\alpha$  el ángulo del impulsor y  $\rho$  la densidad del fluido.

### 5.2.3. Componentes de las bombas centrífugas.

El conjunto de piezas constituyentes de una bomba centrífuga está representado esquemáticamente en la vista de corte de la figura 8. A continuación, se presentan los

componentes más importantes de manera más detallada, haciendo hincapié en su función dentro del conjunto de la máquina.

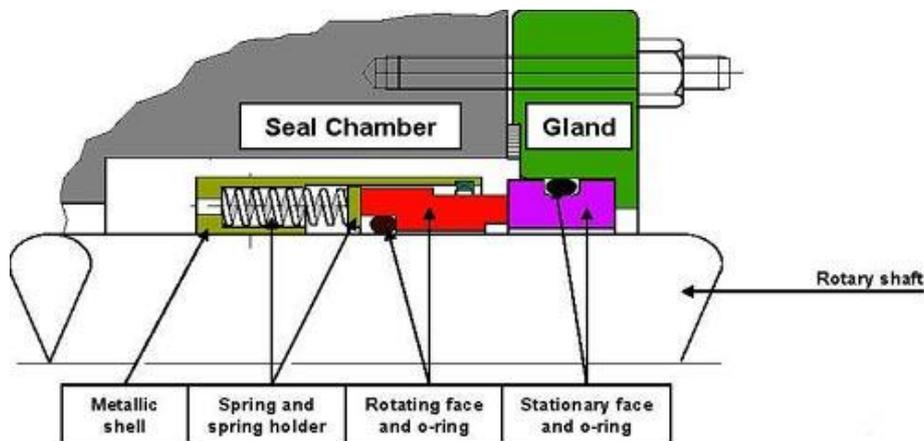
**Figura 8.** Vista de corte esquemática de una bomba centrífuga horizontal en voladizo monoetapa.



- Cárter. Conjunto de piezas conteniendo el impulsor, el eje y el cierre mecánico de éste, entre otros, que sirve para mantener relativamente alineados los componentes internos de la bomba.
- Pernos y tuercas. Elementos para proporcionar un medio de conexión mecánica entre las tuberías y otros componentes del equipo, además de unirlos.
- Tobera. Dispositivo para el control de la dirección o de las características del fluido durante la entrada o salida de una tubería.
- Impulsor. Disco compuesto de un cierto número de álabes que transfieren energía al fluido, aumentando su presión y su velocidad. La cantidad de álabes depende de la prestación deseada, de las tensiones acústicas y del fluido bombeado (presencia o no de partículas).
- Anillo de desgaste. Elemento que limita la recirculación de fluido proveniente del impulsor.
- Juntas. Componentes para el sellado del fluido en la cámara del impulsor con el fin de facilitar el bombeo.
- Eje. Barra transmitiendo el par generado por el motor y, al mismo tiempo, manteniendo el conjunto de componentes de la bomba alineado con el cárter.

- **Acoplamiento.** Dispositivo para la transmisión del par generado por el motor, uniendo el eje de la bomba con aquél del motor. Se distinguen dos tipos de acoplamientos: flexibles y rígidos. Aunque los acoplamientos flexibles transmiten el par mientras los ejes están ligeramente desalineados, el acoplamiento rígido maximiza la prestación de la máquina y su vida útil.
- **Rodamientos y cajera de los rodamientos.** Los rodamientos son elementos que sostienen el eje de la bomba permitiendo igualmente su rotación. El eje es soportado por dos rodamientos radiales y uno axial que mantienen la ubicación radial y axial del eje con respecto al cárter, respectivamente. La cajera de los rodamientos proporciona un medio de lubricación y de refrigeración de los rodamientos, además de disponer de un lugar para la colocación de la instrumentación para la monitorización del eje.
- **Cierre mecánico.** Mecanismo para la prevención de la salida del fluido y entrada de contaminantes en el eje, cuya operación depende de la fricción (principalmente en la dirección axial), del desgaste y de sus características térmicas; este primer rasgo es compensado con la implementación de un muelle en la estructura de sellado. Además, resulta útil en la eliminación del calor generado por fricción de los elementos móviles. Los estándares API rigen la disposición y las características de los cierres mecánicos del eje, así como de los sistemas que lo rodean, en la industria del petróleo y del gas.

Figura 9. Estructura de un cierre mecánico.



- **Soporte.** Ensamblaje compuesto por los cimientos del sistema y la placa base donde la bomba es colocada, teniendo como objetivo la transmisión de las fuerzas del equipo a los cimientos y la posterior distribución de las cargas al suelo.
- **Sistema de lubricación.** Estructura mecánica responsable de lubricar el conjunto de componentes de la bomba, separando cada uno de éstos y reduciendo el rozamiento

y las superficies de fatiga entre los elementos y, por consiguiente, la generación de calor, de ruido de operación y de vibraciones.

- Sistema de refrigeración. Estructura generalmente compuesta por un intercambiador de calor cuyo objetivo es la regulación y el mantenimiento de la temperatura de los componentes de la bomba a niveles específicos para el buen funcionamiento del equipo.

A modo de resumen de lo expuesto es este apartado, se presenta en la tabla 5 el conjunto de componentes de una bomba centrífuga, distribuidos jerárquicamente según el nivel de detalle que se desea estudiar y basándose en las directrices de la norma ISO 14224:2006. En el caso aquí tratado, se ahondará hasta el último nivel de detalle (nivel 9). Para más información acerca de la jerarquía empleada, remitirse al anexo B.

**Tabla 5.** Jerarquía de los componentes de una bomba centrífuga.

Equip Class/Unit Lvl 6	Equip Class/Unit Lvl 6A	Subunit-Level 7	GMT Comp/Maint. Item-Lvl 8 A	Comp/Maint.Item-Lvl 8 B	Part-Level 9	
Pump	Centrifugal Pump	Lubrication System	Oil	Oil	Oil	
			Piping	Piping	Piping Piping Connections	
			Reservoir	Bearing Housing	Bearing Housing	
					Inspection Port	
					Lubricator Disc	
			Reservoir	Reservoir	Reservoir	
			Power Transmission	Coupling to Driver	Coupling to Driver - Flexible	Diaphragm Coupling
				Gearbox / Variable Drive	Housing	Housing
						Housing Gaskets
		Lubrication			Oil	
					Nozzle	
					Pipe Work	
		Shaft			Key	
					Shaft	
		Support			Baseplate	
				Anchor Bolts		
			Foundation			
		Radial Bearing	Rolling Element Bearing	Rolling Element Bearing		
		Seals	Barrier Seals	Labyrinth Seal		
		Thrust Bearing	Rolling Element Bearing	Rolling Element Bearing		
		Pumping Unit	Casing	Casing	Bearing Housing	
					Gaskets	
					Radially Split Casing	

Equip Class/Unit Lvl 6	Equip Class/Unit Lvl 6A	Subunit-Level 7	GMT Comp/Maint. Item-Lvl 8 A	Comp/Maint.Item-Lvl 8 B	Part-Level 9
					Discharge Head
					Head or Cover
					Inner Hydraulic Casing
					OH Pump Casing
					Wear Rings
			Coupling to Driver	Coupling to Driver – Rigid/Flexible	Type of Coupling
			Impeller	Impeller	Impeller
					Impeller Wear Ring
			Radial Bearing	Rolling Element Bearing	Rolling Element Bearing
			Seals	Type of seal	Part of seal type
			Shaft	Shaft	Key
					Shaft
			Support	Support	Baseplate
					Anchor Bolts
					Foundation
		Thrust Bearing	Rolling Element Bearing	Rolling Element Bearing	
		Cooling System	Heat Exchanger	Heat Exchanger	Heat Exchanger
			Piping	Piping	Piping
					Piping Connections
			Reservoir	Reservoir	Reservoir
			Valves	Valves	Valves
		Miscellaneous	Flange Joints	Flange Joints	Flange Joints

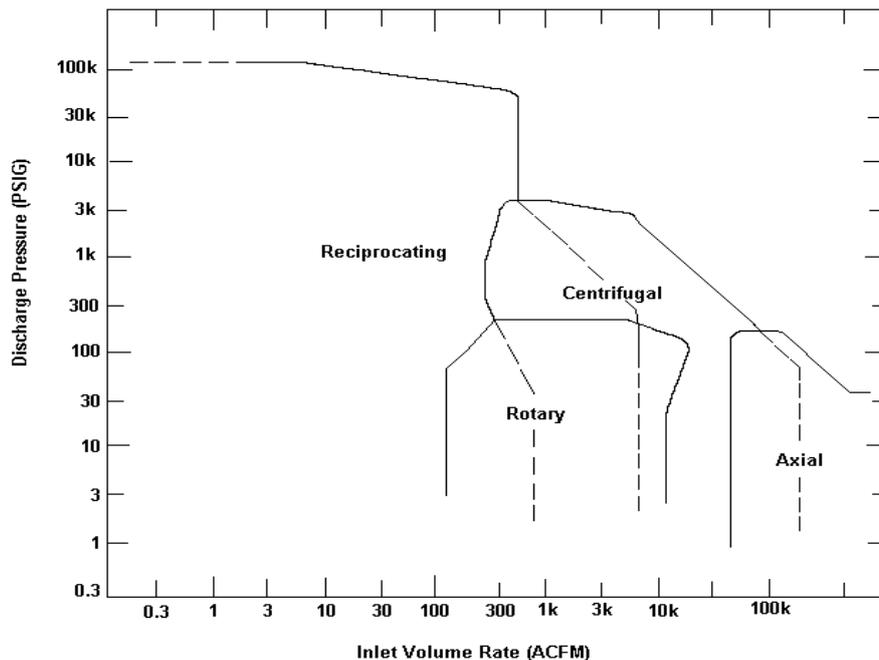
## 5.3. Compresores alternativos.

### 5.3.1. Clasificación de los compresores.

Un compresor es una máquina térmica que sirve para aumentar la presión de ciertos fluidos, llamados compresibles (tales como los gases y los vapores), a partir de la reducción de su volumen y moverlos. Dicho aumento de la presión es causado por una transferencia de energía entre el aparato y el fluido, donde el fluido adquiere energía de flujo que es después transformada en presión y en energía cinética; por consiguiente, el fluido sufre una variación significativa de su densidad y de su temperatura.

La clasificación de los compresores está hecha de manera análoga a la de las bombas, siguiendo los mismos criterios de presión de descarga y de caudal entrante en equipo. Así, se distinguen dos tipos de compresores: dinámicos, pudiendo ser centrífugos o axiales, y de desplazamiento positivo, diferenciándose entre alternativos y rotativos. La elección de un compresor está determinada por su aplicación. Para procesos generales, se suelen escoger los compresores centrífugos, siendo la primera elección considerada. Por otro lado, las solicitudes importantes de presión con caudales pequeños impone el uso de compresores alternativos o recíprocos, mientras que en el caso contrario la elección está hecha para los compresores axiales. Finalmente, los compresores rotativos son empleados para aquellos trabajos característicos de una gama media de presión de descarga y de fluido entrante en la máquina. El gráfico de la figura 10 muestra el rango de funcionamiento de los diferentes compresores expuestos.

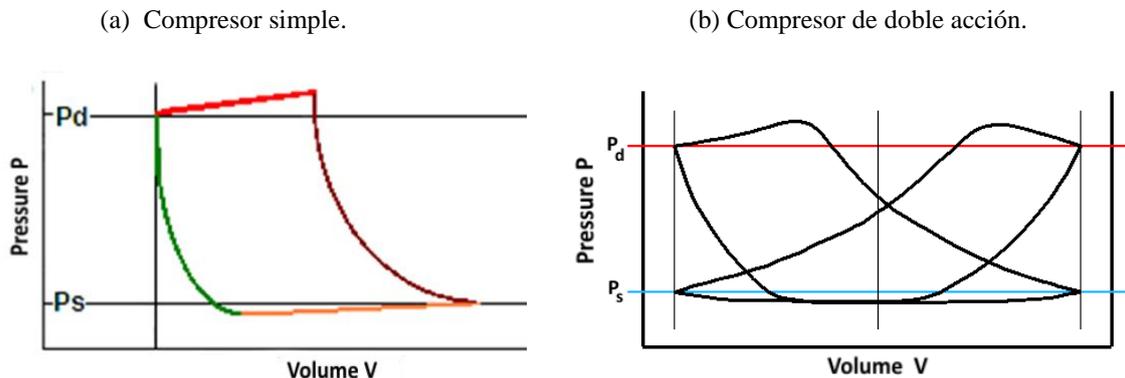
Figura 10. Rango de funcionamiento de los compresores.



### 5.3.2. Funcionamiento de los compresores alternativos.

El funcionamiento de un compresor alternativo pasa por cuatro etapas diferentes: aspiración, compresión, impulsión y expansión. El paso del gas al interior o al exterior del cilindro está hecho a través de válvulas antirretorno de succión y de descarga, respectivamente. Estos elementos imponen el flujo del fluido en una sola dirección gracias a un mecanismo basado en muelles, activados por diferencias de presión específicas. Al principio del ciclo de funcionamiento, las válvulas de succión se abren y el fluido entra en el cilindro a medida que el pistón se desplaza hacia la cabeza de la cámara (HE o *Head End*) o hacia la cabeza de la manivela (CE o *Crank End*). La etapa de retorno del pistón se desarrolla de manera similar a aquella de avance, produciéndose los mismos fenómenos en las válvulas de descarga. Con tal de abrir las válvulas de succión hace falta que la presión en la línea de succión sea superior que aquella del cilindro, mientras que para abrir las válvulas de descarga es necesario que la presión en el cilindro sea ligeramente superior a la presión en la línea de descarga. Muchos compresores son de doble acción, esto es, comprimen el gas en los dos lados del pistón. Los gráficos de la figura 11 presentan los diagramas P-V genéricos para un compresor simple (a) y para uno de doble acción (b).

**Figura 11.** Gráfico P-V genérico para:



Mientras el pistón se encuentra en el final de su trayecto de avance o de retorno, parte del gas no es evacuado del cilindro, sino que permanece en él. La presencia de tal volumen muerto es necesario para que el pistón y el cilindro no entren en contacto. El conjunto de este volumen junto con el volumen vacío de las tuberías uniendo el cilindro con las válvulas de succión y de descarga constituyen el volumen muerto general del ciclo, el cual tiene una influencia negativa y significativa sobre el rendimiento del compresor; por tanto, este volumen debe ser el más pequeño posible.

Por otro lado, la potencia transmitida con la compresión del fluido corresponde al área comprendida en la curva del diagrama P-V del proceso. Para la compresión del gas en más una etapa, esta potencia debe coincidir teóricamente con aquella correspondiente a una sola fase. No obstante, la práctica constata un aumento del rendimiento volumétrico en una compresión multietapas y una demanda de potencia

menor, ya que la temperatura del fluido entrante en el equipo es más frío a medida que se incrementa el número de etapas. De este modo, la compresión multietapas se efectúa a altos niveles de presión, siguiendo la ecuación:

$$T_d = T_s \cdot \left( \frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (2)$$

con  $T_d$  y  $T_s$  dos temperaturas y  $P_d$  et  $P_s$  dos presiones, donde el índice  $d$  indica descarga y  $s$  succión, y  $k$  una constante que depende solamente del fluido comprimido, tal que :

$$k = \frac{C_p}{C_v} = \frac{MM \cdot C_p}{MM \cdot (C_p - R)} \quad (3)$$

donde  $C_p$  et  $C_v$  son los calores específicos del fluido a presión y a volumen constante, respectivamente,  $MM$  la masa molar de dicho fluido y  $R$  ( $R = 8,314\text{kJ/mol}\cdot\text{K}$ ) la constante universal de los gases.

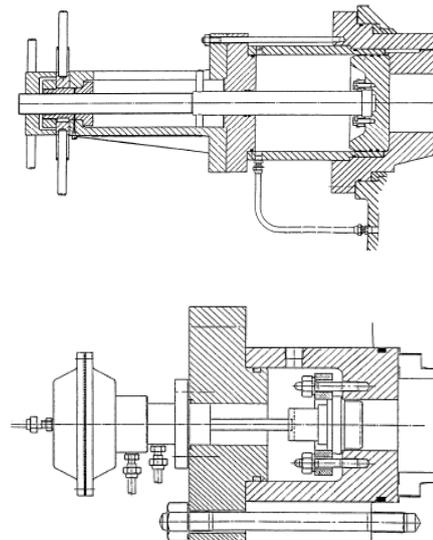
### 5.3.3. Control de la capacidad.

Se entiende por capacidad de un compresor alternativo el volumen total de fluido comprimido que puede contener en su cilindro. En los compresores alternativos girando a una velocidad constante y operando con unas presiones y temperaturas de aspiración y de impulsión estables, se obtiene una carga igualmente constante. No obstante, en las aplicaciones industriales actuales difícilmente se alcanza tal grado de invariabilidad, de tal forma que se trabaja en un rango oscilando entre dos límites funcionales. De este modo, se precisa de varias técnicas de control de la capacidad haciendo posible el control de los parámetros de operación del equipo. Algunos de estos métodos son:

- Control de parada/arranque. Medida automática en la que el compresor suministra a capacidad completa siempre y cuando está operando y haya demanda y, en caso contrario, deja de proporcionar fluido y el motor se para. Esto puede provocar daños en el motor por arranques continuos.
- Regulación de la aspiración (operación todo/nada). Consistente en la recirculación del gas a la succión mediante un dispositivo mecánico que mantiene la válvula de aspiración abierta, se controla la masa de gas comprimible que entra en el compresor. Presenta el inconveniente de no ser una regulación continua y de originar el fallo prematuro del compresor si se realiza en ciclos cortos. Asimismo, el uso de varios compresores permite la realización de una aspiración escalonada del gas.

- Control de la velocidad. Variación discreta de la velocidad, y por ende de la cilindrada, del compresor permitiendo adaptarse a las características funcionales del equipo. Para ello se emplean variadores de frecuencia actuando sobre la velocidad del motor de accionamiento. A pesar de ello, resulta un método relativamente costoso y difícil de aplicar.
- Recirculación del gas. Regulación continua de la capacidad del compresor consistente en la recirculación del gas no requerido a la aspiración, una vez comprimido, mediante una válvula de apertura regulable. La recirculación del fluido puede resultar lenta y suponer modificaciones en el equipo para adaptarlo a dicha operación.
- Control del volumen. Variación del volumen del cilindro del compresor mediante una cámara disponiendo de un espacio adicional y operada de manera bien manual bien neumática, controlada en etapas tales como 0-25-50-100%.

Figura 11. Compresor alternativo con cámara neumática (izd.) y cámara manual (arriba der.) y neumática (abajo der.).



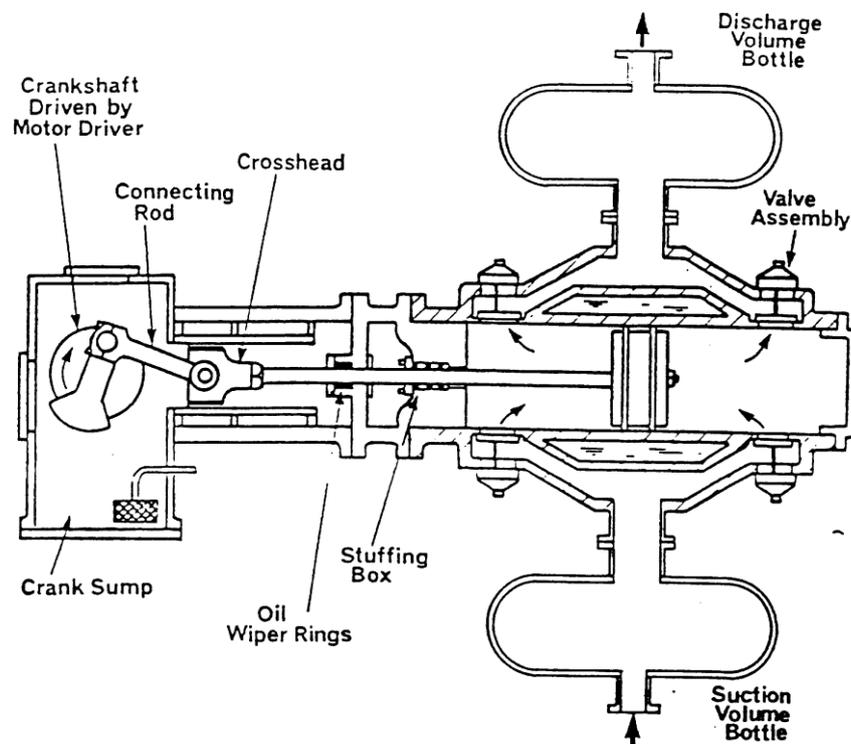
- Control por by-pass. Técnica empleada en el caso en que las propuestas anteriores no sean aplicables al sistema y solamente si el gas utilizado en el proceso no resulta perjudicial para las personas, los animales y el medio ambiente. Entonces, el exceso de capacidad es expulsado al exterior a través de una válvula de mariposa, una vez haya sido enfriado. Así, se logra reducir la presión de succión del compresor por debajo de un determinado valor.
- Control del flujo inverso. Apertura temporal de la válvula de succión durante el curso de compresión del pistón, de manera que parte del gas fluye de vuelta al colector de succión. Este volumen no es, por tanto, parte de la capacidad, al ser

absorbido, y reduce así tanto la capacidad como el consumo energético del equipo.

### 5.3.4. Componentes de los compresores alternativos.

El conjunto de piezas constituyentes de un compresor alternativo está representado esquemáticamente en la vista de corte de la figura 12. A continuación se exponen de manera detallada los componentes más importantes, haciendo hincapié en su función dentro del conjunto de la máquina.

Figura 12. Vista de corte esquemática de un compresor alternativo.



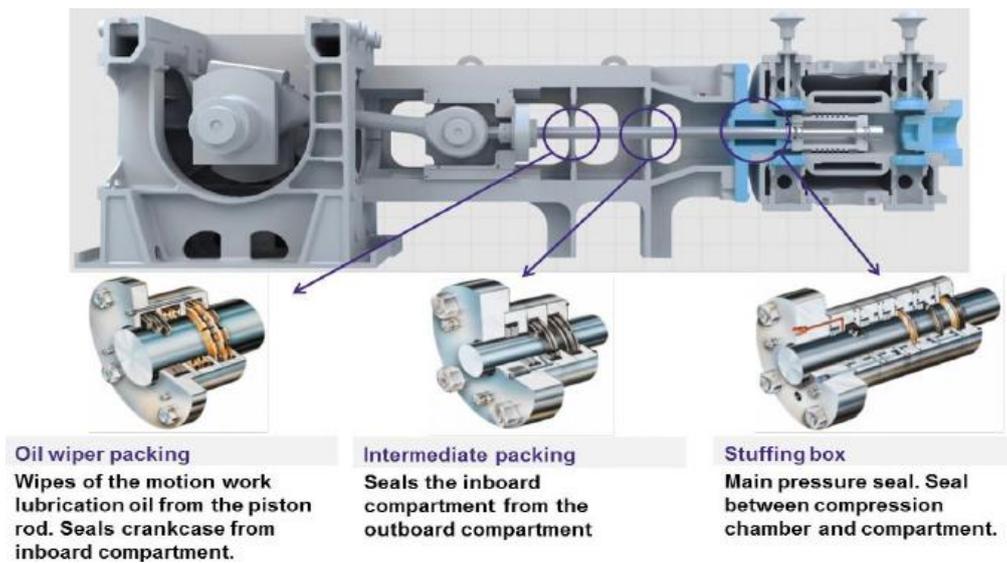
- Pieza distanciadora. Cámara separando el cilindro del ensamblaje de la cruzeta, cuya configuración depende del fluido utilizado. Proporciona protección, apoyo y sellado del eje entre la protección de la cruzeta y el cilindro.
- Rascador de aceite. Dispositivo que elimina el aceite del eje para devolverlo al cárter, impidiendo la entrada del lubricante a la pieza distanciadora.
- Eje del pistón. Pieza de acero forjado sin ninguna variación significativa de la sección y generalmente endurecido con carburo de tungsteno o por inducción. Conecta la cruzeta con el pistón del compresor.

- Cruceta. Dispositivo mecánico para la transformación del movimiento angular de la biela en movimiento lineal del pistón y para la eliminación de la presión lateral sobre éste, disponiendo de un cojinete en cada una de sus extremidades. Varios pernos mantienen el ensamblaje de la cruceta unido.
- Biela. Elemento para la transmisión del movimiento angular uniforme en movimiento lineal alternativo.
- Cigüeñal. Pieza de acero forjado que transforma el movimiento lineal alternativo en movimiento angular uniforme y recíprocamente, concebido para evitar las vibraciones de torsión críticas trabajando dentro del rango de velocidades de operación. Varios agujeros son perforados en la pieza para la lubricación del eje o árbol.
- Cojinete cigüeñal/biela. Unión entre el cigüeñal y la biela, permitiendo el buen desarrollo del movimiento rotativo de ambos elementos.
- Pistón. Componente constituido de una o de tres partes, generalmente de diámetro importante y fabricado de aluminio o de acero moldeado. Una serie de agujeros y ranuras están disponibles en los laterales de la pieza con el fin de insertar anillos permitiendo el juego entre el cilindro y el pistón, además de soportar el peso del pistón y la mitad de aquél del eje y de distribuir las presiones actuando sobre las paredes del pistón.
- Cilindro. Emplazamiento en el cual el pistón se desplaza con un movimiento lineal alternativo, dividido normalmente en dos o en tres segmentos.
- Válvulas. Mecanismos antirretorno accionados por muelles y activados por la diferencia de presión entre el cilindro y las cámaras de succión y de descarga, conteniendo piezas delicadas en su interior. Destacan tres tipos de válvulas:
  - *Válvula de succión*, permitiendo la entrada del gas al cilindro durante la fase de succión.
  - *Válvula de descarga*, permitiendo la salida del gas comprimido del cilindro una vez el ciclo de compresión ha terminado.
  - *Válvula de alivio* (o *relief valve*), que se abre cuando el fluido en el cárter alcanza valores superiores a los límites establecidos, disminuyendo la presión del conjunto del equipo.
- Volante de inercia. Elemento que proporciona un medio para el almacenamiento de energía rotacional para resistir las cargas debidas al movimiento intermitente del

pistón. Además, permite poner en rotación el compresor mecánicamente antes de arrancarlo.

- **Cárter.** Componente rígido conteniendo bancos mecanizados para colocar el cigüeñal y el conjunto de piezas del compresor. Por otro lado, dispone de tres cámaras separadas por tres empaquetaduras, empleadas para sellar los compartimentos de fugas de gas y de aceite, así como para distribuir en etapas la presión actuando sobre el eje.

**Figura 13.** Conjunto de empaquetaduras en el cárter.



Como en el caso de las bombas centrífugas descrito en la sección precedente, los compresores disponen también de unos cimientos que soportan el conjunto del equipo y que distribuye las cargas de ésta al suelo, así como de un sistema de lubricación y de refrigeración para lubricar el conjunto y regular la temperatura de los componentes, respectivamente. Además de estos elementos, los compresores alternativos disponen de dos sistemas adicionales con respecto a las bombas centrífugas:

- **Amortiguador de pulsaciones (pulsation damper).** Sistema que reduce las pulsaciones debidas a la presión en las tuberías originadas por el movimiento del pistón, previniendo vibraciones indeseables.
- **Sistema de venteo.** Sistema para prevenir la acumulación de gas de proceso en el interior de la pieza distanciadora (a través de la empaquetadura). En caso de fuga del gas de proceso a través de la empaquetadura, el gas se mezcla con nitrógeno y es venteado a una ubicación segura. La presión en la empaquetadura es controlada con la ayuda de válvulas de control.

- Sistema de purga. Sistema con idénticas atribuciones que el sistema de venteo, que inyecta un gas inerte (nitrógeno) en la dirección contraria a la entrada del gas de proceso en la empaquetadura con el fin de prevenir fugas de dicho gas y su introducción en la pieza distanciadora.

A modo de resumen de lo expuesto es este apartado, se presenta en la tabla 6 el conjunto de componentes de un compresor alternativo, distribuidos jerárquicamente según el nivel de detalle que se desea estudiar y basándose en las directrices de la norma ISO 14224:2006. En el caso aquí tratado, se ahondará hasta el último nivel de detalle (nivel 9). Para más información acerca de la jerarquía empleada, remitirse al anexo B.

**Tabla 6.** Jerarquía de los componentes de un compresor alternativo.

Equip Class/Unit Lvl 6	Equip Class/Unit Lvl 6A	Subunit-Level 7	GMT Comp/Maint. Item-Lvl 8 A	Comp/Maint.Item-Lvl 8 B	Part-Level 9
Compressor	Reciprocating Compressor	Compressor	Compressor Main Frame	Compressor Main Frame	Crankcase
					Crankcase Heater
					Crankshaft
					Flywheel
					Main Bearings
					Connecting Rod
					Connecting Rod Bearings (Big End)
					Connecting Rod Bolts / Nuts
					Crosshead Housing / Guide
					Crosshead Housing / Guide Bolts / Nuts
					Crosshead
					Crosshead Shoes
					Crosshead Wrist Pin
					Crosshead Wrist Pin Bushing
			Distance Piece	Distance Piece	Distance Piece
					Oil Wiper Packing Case
					Intermediate Packing Case
					Cylinder Pressure Packing Case
			Cylinder	Cylinder	Boles / Nuts
					Cylinder
					Liner
					Valve Covers
					Valve Cover O-Rings
					Gaskets
					Boles / Nuts
			End Cap		

			Piston	Piston	Piston
					Piston Rod
					Rider Bands
					Piston Rings
					Piston Rod Nut
			Suction Pulsation Suppression Device	Suction Pulsation Suppression Drum	
			Discharge Pulsation Suppression Drum		
			Flanges		
			Bolts / Nuts		
			Coupling to Driver	Coupling to Driver – Rigid/Flexible	Type of Coupling
		Support	Support	Baseplate	
				Foundation	
				Anchor Bolts	
		Process Valving	Valves	Valves - Compressor	Discharge MOV
					Suction MOV
					Pressure Relief Valves
				Valves - Frame Lubrication	Temperature Control Valve
					Common Header System Pressure Regulating Valve
					System Pressure Relief Valve
					N2 Pressure Packing Buffer Purge Valve (Regulator)
Valves - Cylinder and Packing Cooling	N2 Pressure Packing Buffer Purge Relief Valve				
	Temperature Control Valve				
	Pressure Control Valve				
Lubrication - Frame Lubrication System	Cooler	Cooler	Lube Oil Cooler		
			Pump	Lube Oil Pump	
				Pump Motor	
			Filter	Filter	Lube Oil Filter
Piping	Piping	Piping	Piping		
			Flanges		

					Gaskets
					Bolts / Nuts
					Oil
		Lubrication - Cylinder and Packing Lubrication System	Pump	Pump	Oil Pump
			Motor	Motor	Oil Pump Driver
			Filter	Filter	Oil Filter
			Piping	Piping	Piping
					Gaskets
					Bolts / Nuts
					Oil
		Cylinder and Packing Cooling System	Coolant System Console (Skid)	Coolant System Console (Skid)	Jacket Water Reservoir Drum
					Reservoir Heater
					Jacket Water Cooler
			Pump	Pump	Jacket Water Pump
				Jacket Water Pump Motor	
			Piping	Piping	Piping
					Flanges
					Gaskets
					Bolts / Nuts
		Packing Purge and Vent System	Purge Gas Panel	Purge Gas Panel	Nitrogen Supply
				Purge Attachment	Distance Piece Purge
					Oil Wiper Packing Purge
				Pressure Packing Purge	
			Vent Attachment	Vent Attachment	Distance Piece Vent
					Pressure Packing Vent / Drain
		Drain Attachment	Drain Attachment	Inboard Distance Piece Drain	
				Outboard Distance Piece Drain	
		Piping	Piping	Piping	Piping
					Flanges
					Gaskets
					Bolts / Nuts



## **Parte IV**

### **Estudio causa-efecto**

## **6. Mantenimiento basado en la fiabilidad (RCM).**

*Reliability Centered Maintenance* (RCM), o mantenimiento basado en la fiabilidad, es una estrategia implementada con el fin de optimizar el plan de mantenimiento de una empresa o de un equipo reduciendo la probabilidad de fallo del sistema. Un RCM efectivo es aquél que analiza el sistema como un conjunto de elementos funcionales, cada uno con ciertos parámetros de entrada y de salida actuando sobre el éxito del sistema tratado. Las siete preguntas que hace falta plantearse cuando se decide implementar un RCM son:

- ¿Cuál es la función de cada elemento y cuáles son los estándares de actuación asociados?
- ¿Cuáles son las maneras con las que este elemento puede fallar para realizar su función requerida?
- ¿Cuáles son los elementos que comportan cada fallo?
- ¿Qué ocurre cada vez que tiene lugar un fallo?
- ¿Cuál es la importancia de cada fallo?
- ¿Qué se tiene/debe hacer para predecir o prevenir cada fallo?
- ¿Qué se tiene que hacer si no se puede determinar una operación preventiva apropiada?

Este método es representado, en primera estancia, por el desarrollo de tablas asociadas a los FMEA y los FMEAC.

## **7. FMEA y FMEAC.**

### **7.1. Definición.**

El *Failure Mode and Effect Analysis* (FMEA) es una metodología iterativa de fiabilidad desarrollada durante el final de la década de 1940 en el seno del ejército americano y que se extendió rápidamente a los sectores de la aeronáutica y del automóvil, donde su estandarización se normaliza. El objetivo de esta estrategia es la identificación y la prevención de todos los modos de fallo de un sistema a partir del análisis de sus causas y de sus efectos en el entorno y en el propio sistema, evaluando para ello la severidad de dichos modos de fallo y proporcionando medidas para reducir

el riesgo que resulta. Un FMEA puede aplicarse ya sea a un producto (bomba, compresor, motor, etc.) como a un proceso (refrigeración del aire, distribución de un fluido, etc.), aunque en ocasiones se encuentra una mezcla de ambos tipos en el caso de tratar elementos complejos.

El *Failure Mode, Effects and Criticality Analysis* (FMEAC) constituye una ampliación del FMEA tal que, partiendo de este último método, se evalúa un parámetro adicional que permite ordenar los diferentes efectos de fallo de un mismo sistema según su impacto y facilitar la toma de decisiones.

## 7.2 Parámetros empleados.

El método del FMEA toma en consideración tres variables o índices con tal de evaluar un modo de fallo y sus efectos resultantes:

- Índice de severidad *S*. Impacto de la consecuencia del modo de fallo.
- Índice de ocurrencia *O*. Frecuencia con la que un modo de fallo tiene lugar.
- Índice de detección *D*. Probabilidad de detectar un fallo antes de que se produzca su efecto.

El valor adquirido por cada uno de los índices y la escala empleada para evaluarlos depende del sistema estudiado y del criterio de las personas efectuando el análisis de los fallos. No obstante, las escalas más habituales son aquéllas que clasifican estos tres parámetros con un valor comprendido entre uno (fallo leve, raro o fácilmente detectable) y diez (fallo grave, frecuente o difícilmente detectable). El producto de estos tres índices es conocido como *Rate Priority Number (RPN)* y da una indicación de la importancia general del fallo. Por consiguiente, a partir de lo expuesto, un valor grande de *RPN* representa un fallo con una prioridad más importante que uno con un valor inferior.

$$RPN = (\text{Índice de severidad}) \times (\text{Índice de ocurrencia}) \times (\text{Índice de detección}) \quad (4)$$

El FMEAC completa el análisis precedente introduciendo un nuevo parámetro: la criticidad, indicado como *C*, que cuantifica el impacto y la importancia de un modo de fallo facilitando así la toma de decisiones. El cálculo de este índice requiere primeramente la determinación de la tasa de fallo  $\lambda_i$  del modo de fallo, dando la probabilidad con la que este modo de fallo tiene lugar, produciendo un fallo en el equipo.

$$\lambda_i = \lambda_j \cdot \alpha_i \cdot \beta_i \quad (5)$$

con  $\lambda_j$  la probabilidad de tener un fallo en el componente,  $\alpha_i$  la probabilidad de ocurrencia del modo de fallo y  $\beta_i$  la probabilidad de ocurrencia del efecto de dicho modo de fallo.

La criticidad  $C_i$  de cada modo de fallo se obtiene con el producto de la tasa de fallo  $\lambda_i$  del componente por el tiempo de operación  $t_j$  del elemento afectado.

$$C_i = \lambda_i \cdot t_j \quad (6)$$

La criticidad  $C_j$  de un componente se calcula con la suma de todas las criticidades  $C_i$  de los  $m$  modos de fallo del componente.

$$C_j = \sum_{i=1}^m C_i = \sum_{i=1}^m \lambda_j \cdot \alpha_i \cdot \beta_i \cdot t_j \quad (7)$$

Una manera común de presentar la criticidad es a través de una matriz de criticidad como aquella mostrada en la figura 14, en la cual los valores calculados de la criticidad son leídos según la fila de la matriz, mientras que el nivel de gravedad del modo de fallo estudiado es analizado con respecto a la columna de la matriz. Como se puede apreciar en la matriz de la figura, la ubicación del modo de fallo en un lugar específico de la matriz da una indicación de la importancia del problema. En efecto, a medida que se desplaza diagonalmente por la matriz, partiendo de la esquina inferior izquierda, la criticidad, y así el impacto de los modos de fallo considerados, aumenta.

Figura 14. Matriz de criticidad.

				Nivel de severidad			
Escala cualitativa				Menor	Marginal	Crítico	Catastrófico
		Escala cuantitativa		IV	III	II	I
				-	-	-	-
Frecuencia	Frecuente	A	> 0,20	Aceptable	Indeseable	Inaceptable	Inaceptable
	Probable	B	0,10	Aceptable	Aceptable	Indeseable	Inaceptable
	Ocasional	C	0,010	Mínimo	Aceptable	Aceptable	Indeseable
	Raro	D	0,0010	Despreciable	Mínimo	Aceptable	Aceptable
	Improbable	E	< 0,00010	Despreciable	Despreciable	Mínimo	Aceptable

El índice de severidad y la criticidad están clasificados con respecto a su valor. Así, se distinguen entre cinco grupos por lo que concierne a la criticidad (o frecuencia), según la magnitud de la probabilidad de ocurrencia del modo de fallo:

- Frecuente (nivel A). Una probabilidad de fallo o frecuencia de fallo elevada, superior a 0,20 del tiempo total durante el cual el sistema está en funcionamiento.
- Probable (nivel B). Una probabilidad de fallo o frecuencia de fallo moderada, superior a 0,10 pero inferior a 0,20 del tiempo total durante el cual el sistema está en funcionamiento.
- Ocasional (nivel C). Una probabilidad de fallo o frecuencia de fallo ocasional, superior a 0,010 pero inferior a 0,10 del tiempo total durante el cual el sistema está en funcionamiento.
- Raro (nivel D). Una probabilidad de fallo o frecuencia de fallo poco probable, superior a 0,0010 pero inferior a 0,010 del tiempo total durante el cual el sistema está en funcionamiento.
- Improbable (nivel E). Una probabilidad de fallo o frecuencia de fallo esencialmente nula, superior a 0,00010 pero inferior a 0,0010 del tiempo total durante el cual el sistema está en funcionamiento.

Del mismo modo, el índice de severidad es clasificado en cuatro grupos, en función de los resultados de los efectos finales de los modos de fallo:

- Catastrófico (categoría I). El fallo puede provocar la muerte de los operadores o la pérdida total del sistema.
- Crítico (categoría II). El fallo puede provocar heridas severas, daños importantes en la propiedad o una pérdida significativa del sistema.
- Marginal (categoría III). El fallo puede provocar heridas mínimas, daños débiles en la propiedad o una pérdida mínima del sistema.
- Menor (categoría IV). El fallo es muy débil para provocar heridas, daños en la propiedad o una pérdida del sistema, pero degenera en un mantenimiento no planificado o en reparaciones.

El conjunto de niveles y de categorías presentados son citados y detallados en el estándar militar Mil-Std-1629A.

En ocasiones, el nivel de riesgo  $R$  es utilizado en lugar de la criticidad, representando la probabilidad de un equipo a ser dañado o a experimentar los efectos

adversos cuando es expuesto a un evento peligroso. Este parámetro se obtiene con el producto entre el índice de severidad  $S$  y la probabilidad de ocurrencia  $P$  del fallo.

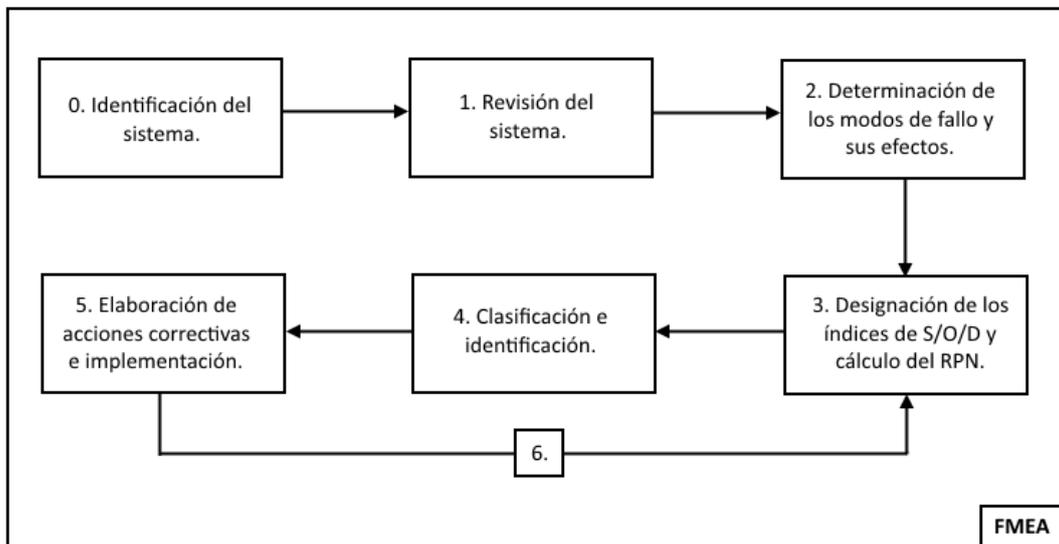
$$R = S \times P \quad (8)$$

Para concluir, es necesario recalcar algunos aspectos. Primeramente, hace falta indicar que si la criticidad de un modo de fallo adquiere un valor a 0,20 ésta equivale a la probabilidad de ocurrencia  $P$  del fallo. Por otro lado, el valor del  $RPN$ , así como la matriz de criticidad, no tienen un significado auténtico, ya que la definición de los niveles de severidad, de frecuencia y de detección dependen de la aplicación y de los criterios empleados y así un FMEA varía entre diferentes sistemas y empresas.

### 7.3. Descripción del proceso de un FMEA.

El proceso de aplicación del método de un FMEA se puede dividir en una serie de siete fases, las cuales son descritas a continuación. El esquema de la figura 15 presenta de manera esquemática esta estrategia.

Figura 15. Esquema del proceso de implementación de los FMEA.



Etapa 0 (etapa preliminar). Identificación del sistema a estudiar. Esto implica la determinación de los límites del estudio realizado, especificando las unidades consideradas y aquellas rechazadas, el establecimiento de las funciones principales de éste, así como las condiciones operacionales y del entorno en las cuales opera el sistema y el nivel de detalle del estudio.

Etapa 1. Revisión del sistema estudiado. Recogida de información describiendo el sistema, proveniente de planos, de especificaciones, de esquemas, de listas de

componentes, del fabricante y de los operadores. Estructuración del sistema en elementos funcionales.

Etapa 2. Determinación de los modos de fallo potenciales de cada uno de los elementos funcionales del sistema y de los efectos resultantes.

Etapa 3. Designación de los índices de severidad, de frecuencia y de detección a los modos de fallo y efectos encontrados en la etapa precedente. Cálculo posterior del *RPN* para cada uno de los modos de fallo.

Etapa 4. Clasificación de los modos de fallo según su valor de *RPN* calculado. Identificación de los valores más importantes, dando una indicación de la gravedad del modo de fallo.

Etapa 5. Elaboración de acciones correctivas aplicables al sistema con tal de reducir o eliminar el impacto de los modos de fallo críticos. Esto es hecho gracias a modificaciones en el diseño del sistema, la implementación de medidas y aparatos de seguridad y el entrenamiento de personas operando el sistema.

Etapa 6 (etapa iterativa). Reasignación de los índices de severidad, de frecuencia y de detección a los modos de fallo y repetición del cálculo del *RPN* respectivo. Nueva implementación de acciones correctivas en el sistema hasta adquirir un nivel de *RPN* aceptable.

El grupo de personas responsable de implementar tal estudio está compuesto por un conjunto de entre cuatro y seis personas, en función de la complejidad del sistema evaluado, teniendo diferentes niveles de conocimiento sobre éste, lo cual confiere al método de más eficacia. Un jefe de grupo se ocupa de dirigir el equipo mientras una segunda persona toma notas acerca de las sesiones efectuadas. Además, ciertas personas exteriores a este grupo pueden intervenir en la inspección de la hoja de trabajo, como pueden ser el caso de los ingenieros de diseño, de fiabilidad, de mantenimiento, de seguridad, etc.

## **8. Tablas causa-efecto.**

A continuación se presenta el conjunto de tablas causa-efecto de los componentes correspondientes a las bombas centrífugas y los compresores alternativos, descritos en los apartados 5.2 y 5.3. No obstante, es necesario recordar que no todas las bombas son iguales, si bien es cierto que se considera que comparten aproximadamente un 80% de los componentes, representando el 20% restante elementos tales como el acoplamiento y el cierre mecánico, en los cuales el tipo de pieza (acoplamiento rígido o flexible, plan API del cierre mecánico, elementos de sellado, etc.) determina el

comportamiento de la misma, así como el cárter, cuyo diseño es variable según la disposición horizontal o vertical de la bomba. Del mismo modo ocurre con los compresores alternativos, donde los sistemas se diferencian unos de otros en el número de pistones y de cámaras intermedias y en la existencia de sistemas auxiliares a la operación de compresión (amortiguador de pulsaciones, venteo y purga). Para una evaluación y un mantenimiento más exhaustivo, hará falta pues considerar estos elementos cambiantes, además de otros factores adicionales describiendo las condiciones de operación de los equipos: la función de la máquina y su ubicación en planta, las presiones de succión y de descarga, el rendimiento concebido o la potencia de funcionamiento, entre otros. El análisis hecho en este informe no pretende ser sino un estudio general de las posibles causas y efectos dados en el equipo, permitiendo dar asimismo unas directrices igualmente generales sobre cómo actuar al respecto.

Por otro lado, con el fin de evaluar la criticidad de los componentes de los equipos y, por tanto, determinar más adelante la periodicidad con que se deben llevar a cabo las acciones de mantenimiento en los mismos, se calcula el valor de riesgo  $R$  para cada uno de ellos. Para ello, se dispone de unas escalas variables entre 1 y 10 para valorar cuantitativamente los índices de severidad y de ocurrencia correspondientes a los modos de fallo y efectos de fallo estudiados. Los criterios seguidos en estas escalas se pueden ver en el anexo C.

## **8.1. Tablas causa-efecto de las bombas.**

Las tablas causa-efecto de los componentes de las bombas centrífugas que se presentan concierne a:

- 8.1.1. Cárter
- 8.1.2. Pernos y tuercas.
- 8.1.3. Impulsor.
- 8.1.4. Junta.
- 8.1.5. Eje.
- 8.1.6. Acoplamiento.
- 8.1.7. Rodamientos.
- 8.1.8. Cierre mecánico.

### 8.1.1. Cáster.

Tabla 7. Tabla causa-efecto del cáster.

Componente	Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Cáster	Cáster	1	Fallo prematuro y/o desgaste excesivo, provocando pérdida de su función.	a	Daño en el cáster debido a una fuente externa.	8	1	8
		2	Pérdida de lubricación al medio, creando impactos potenciales medioambientales.	a	Fallo o instalación incorrecta de la junta.	5	2	10
	Revestimiento de las juntas	3	Fuerza de contacto insuficiente entre las bridas y la junta, resultando en pérdida de lubricación al medio e impactos medioambientales.	a	Fugas o instalación incorrecta del revestimiento de las juntas.	6	2	12
	Cáster	4	Aumento de la generación de calor entre las piezas móviles, degradación acelerada del lubricante e impacto en las partes mecánicas de la bomba.	a	Cantidad de lubricante o viscosidad insuficiente.	6	7	42
				b	Deterioro debido a un servicio prolongado sin renovación de aceite.	6	3	18
				c	Temperaturas excesivas.	6	5	30
				d	Contaminación.	6	4	24
				e	Lubricante incorrecto.	6	2	12
				f	Sobrelubricación.	6	2	12
		5	Contacto entre piezas estacionarias y rotativas.	a	Espesor de la junta incorrecto, causando holguras en las piezas internas de la carcasa.	4	5	20
				b	Desalineamiento de la carcasa debido a un soporte mediocre.	4	2	8
				c	Agujero de la tapa entre la carcasa y el cáster desgastada, causando fugas y desalineamiento radial.	4	3	12
				d	Pernos o bridas sueltos o dañados de la carcasa.	4	3	12
	6	Fallo de los rodamientos.	a	Espira del agua de refrigeración dañada, con fugas en la carcasa de los rodamientos.	8	2	16	
	7	Sobrecalentamiento de los rodamientos.	a	Espira del agua de refrigeración dañada.	7	2	14	
			b	Línea del agua de refrigeración helada.	7	1	7	

### 8.1.2. Pernos y tuercas.

Tabla 8. Tabla causa-efecto de los pernos y las tuercas.

Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Perno	1	Fuerza de contacto insuficiente entre los elementos y las juntas, resultando en pérdida de fluido de proceso al medio e impacto potencial de seguridad o ambiental.	a	Superficie de contacto entre elementos no paralela.	4	2	8
			b	Instalación/ensamblaje incorrecto.	4	2	8

### 8.1.3. Impulsor.

Tabla 9. Tabla causa-efecto del impulsor.

Componente	Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Impulsor	Impulsor	1	Reducción del caudal de la bomba	a	Contacto del impulsor con el cárter debido a amplitudes de vibración importantes.	7	4	28
				b	Desplazamiento del eje del impulsor durante su fabricación.	7	4	28
				c	Desalineamiento entre la salida del impulsor y el canal de entrada al difusor.	7	2	14
				d	Perforación catalizadora.	7	3	21
				e	Desgaste de los álabes del impulsor por cavitación.	7	6	42
				f	Material incorrecto para el proceso.	7	1	7
	Anillo de desgaste del impulsor	2	Reducción del caudal de la bomba	a	Juego del anillo de desgaste demasiado grande.	7	2	14
				b	Dimensionamiento incorrecto del anillo de desgaste.	7	1	7
				c	Perforación catalizadora.	7	3	21
				d	Gripaje del anillo de desgaste.	7	2	14

### 8.1.4. Junta.

Tabla 10. Tabla causa-efecto de la junta.

Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Junta	1	Pérdida de fluido de proceso al medio, impacto potencial de seguridad o ambiental.	a	Corrosión.	5	4	20
			b	Fuga.	5	5	25
			c	Desalineamiento.	5	2	10
			d	Instalación incorrecta de la junta.	5	1	5

### 8.1.5. Eje.

Tabla 11. Tabla causa-efecto del eje.

Componente	Pieza	n°	Effet de défaillance	n°	Mode de défaillance	S	O	R
Eje	Chaveta	1	Deslizamiento del elemento rotativo, causando rozamiento, desgaste y condiciones potencialmente peligrosas o catastróficas.	a	Vibraciones.	10	7	70
				b	Apriete de los pernos incorrecto.	10	4	40
				c	Instalación inadecuada.	10	2	20
	Eje	2	Pérdida de la fuerza de accionamiento.	a	Conexión suelta, fallo de la chaveta y/o desalineamiento.	8	3	24
				b	Chaveta dañada.	8	3	24
				c	Chaveta mal fijada.	8	2	16
				d	Cizalla del eje.	8	1	8
		3	Pérdida de alineamiento radial, con posible desgaste de los componentes rotativos y estacionarios.	a	Eje curvado.	6	3	18
				b	Eje relajado incorrectamente.	6	2	12
				4	Pérdida del equilibrio debido a elementos rotativos del eje mal fijados.	a	Juego excesivo en la perforación del eje.	4
	b	Alineamiento incorrecto de los componentes individuales del eje.	4			2	8	
	c	Componentes del eje mal equilibrados individualmente antes del ensamblaje.	4			2	8	

### 8.1.6. Acoplamiento.

Tabla 12. Tabla causa-efecto del acoplamiento.

Componente	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Acoplamiento	1	Pérdida de la transmisión del par a través de la unidad de acoplamiento.	a	Componente dañado.	7	2	14
			b	Fatiga de los elementos poliméricos del acoplamiento.	7	1	7
			c	Alineamiento incorrecto.	7	2	14
			d	Desgaste del componente.	7	3	21
			e	Dimensionamiento incorrecto del acoplamiento para el par transmitido.	7	1	7
			f	Sobrecarga.	7	2	14
			g	Ajuste incorrecto del acoplamiento con el eje.	7	2	14

### 8.1.7. Rodamiento.

Tabla 13. Tabla causa-efecto de los rodamientos.

Componente	Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Rodamiento (radial y axial)	Rodamiento de bolas	1	Contacto entre la parte estacionaria y la parte rotativa.	a	Elección incorrecta de rodamientos.	6	1	6
				b	Carcasa de los rodamientos muy apretada al eje.	6	2	12
				c	Carcasa de los rodamientos poco ajustada al eje.	6	2	12
				d	Desgaste de los rodamientos por falta de lubricante.	6	4	24
				e	Contaminación por agua del lubricante, atacando el material del rodamiento.	6	5	30
				f	Contaminación por agua del lubricante.	6	5	30
				g	Contaminación por partículas del lubricante.	6	5	30
				h	Elección incorrecta de la viscosidad del lubricante para la operación.	6	1	6
				i	Sobrecarga axial/radial del rodamiento.	6	4	24
				j	Fallo por sobrelubricación del rodamiento.	6	2	12
		k	Fallo por descarga eléctrica a través del rodamiento.	6	1	6		
		2	Reducción de la velocidad de rotación del eje y aumento del consumo de potencia.	a	Juego muy ajustado en los rodamientos.	7	2	14
				b	Carcasa de los rodamientos muy apretada al cárter.	7	2	14
				c	Carcasa de los rodamientos muy apretada al eje.	7	2	14
				d	Pérdida de lubricación.	7	4	28
				e	Sobrelubricación de los rodamientos.	7	2	14
				f	Contaminación por partículas del lubricante de los rodamientos.	7	5	35
				g	Unión de los componentes del rodamiento con el disco axial.*	7	1	7
h	Ensamblaje de los rodamientos no unido.*			7	3	21		

\*modo de fallo específico para los rodamientos axiales.

### 8.1.8. Cierre mecánico.

Tabla 14. Tabla causa-efecto del cierre mecánico.

Componente	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Cierre mecánico	1	Fallo de los elementos internos debido a la pérdida de fluido de proceso.	a	Eje no concéntrico con el cárter.	8	3	24
			b	Cierre usado.	8	9	72
			c	Instalación incorrecta.	8	2	16
			d	Degradación del fluido de proceso.	8	4	32
			e	Superficie del eje desgastada.	8	5	40
			f	Material no compatible.	8	1	8
			g	Degradación del material del cierre.	8	5	40
			h	Ensamblaje del eje incorrecto.	8	2	16
			i	Operación fuera de las especificaciones designadas.	8	6	48
			j	Junta tórica dañada.	8	4	32
			k	Operación de la junta tórica fuera de su vida útil de servicio.	8	3	24

## 8.2. Tablas causa-efecto de los compresores.

Las tablas causa-efecto de los componentes de las bombas centrífugas que se presentan concierne a:

- 8.2.1. Pieza distanciadora.
- 8.2.2. Pistón.
- 8.2.3. Cruceta.
- 8.2.4. Biela.
- 8.2.5. Cigüeñal.
- 8.2.6. Cilindro.
- 8.2.7. Volante de inercia.
- 8.2.8. Válvulas.

### 8.2.1. Pieza distanciadora.

Tabla 18. Tabla causa-efecto de la pieza distanciadora.

Componente	Pieza	nº	Efecto de fallo	nº	Modo de fallo	S	O	R	
Pieza distanciadora	Pieza distanciadora	1	Pérdida de rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico de la pieza distanciadora.	7	3	21	
				b	Shock o sobrecarga.	7	6	42	
		2	Fuga de gas de proceso de la sección externa a la sección interna.	a	Pérdida de purga interna de nitrógeno en la pieza distanciadora.	5	4	20	
				b	Bloqueo de la tubería externa de nitrógeno de la pieza distanciadora.	5	4	20	
	Empaquetadura (aceite)	3	Fuga de aceite de la cubierta de la cruceta a la pieza distanciadora y/o gas de proceso a la cubierta de la cruceta.	a	Tolerancia o alineamiento incorrecto del vástago del pistón. Mal estado de la superficie.	6	2	12	
				b	Temperatura de operación elevada.	6	6	36	
				c	Contaminantes en el lubricante.	6	5	30	
				d	Instalación o material incorrecto.	6	2	12	
				e	Pérdida de nitrógeno de purga a la empaquetadura de aceite.	6	3	18	
				f	Purga y/o fugas de lubricante de las tuberías o conexiones.	6	5	30	
	Pieza distanciadora	Empaquetadura intermedia (gas)	4	Fuga de gas de proceso de la sección externa a la sección interna.	a	Pérdida de purga interna de nitrógeno en la pieza distanciadora.	6	3	18
					b	Tolerancia o alineamiento incorrecto del vástago del pistón. Mal estado de la superficie.	6	2	12
c					Temperatura de operación elevada	6	6	36	
d					Contaminantes en el lubricante.	6	5	30	
e					Instalación o material incorrecto.	6	2	12	
f					Purga y/o fugas de lubricante de las tuberías o conexiones.	6	5	30	
Tuberías / conexiones de lubricación		5	Fallo prematuro de las empaquetaduras.	a	Instalación o reparación incorrecta.	8	1	8	
				b	Daños externos en las tuberías / conexiones.	8	1	8	
				c	Fugas por vibraciones del equipo.	8	4	32	

Tuberías / conexiones de purga	6	Fuga de gas de proceso del cilindro a la cubierta de la cruceta.	a	Instalación o reparación incorrecta.	6	1	6
			b	Daños externos en las tuberías / conexiones.	6	1	6
			c	Fugas por vibraciones del equipo.	6	4	24
Pernos / tuercas	7	Pérdida de rendimiento del compresor e impactos en la operación.	a	Conexión de los pernos y tuercas incorrecta o demasiado apretada.	7	2	14
			b	Pernos y tuercas sueltos.	7	3	21

### 8.2.2. Pistón.

Tabla 19. Tabla causa-efecto del pistón.

Componente	Pieza	nº	Efecto de fallo	nº	Modo de fallo	S	O	R
Pistón	Pistón	1	Pérdida de rendimiento del compresor e impactos en la operación.	a	Fallo mecánico de fundición.	7	3	21
				b	Shock o sobrecarga.	7	6	42
	Vástago del pistón	2	Pérdida de rendimiento del compresor e impactos en la operación.	a	Fallo mecánico de fundición y de forzado.	7	3	21
				b	Shock o sobrecarga.	7	6	42
		3	Vibraciones y temperatura elevadas causadas por vástago suelto.	a	Material / ensamblaje incorrecto.	6	2	12
	b			Tolerancia excesiva, superficie imperfecta, mal alineamiento.	6	3	18	
	c			Conexiones incorrectas.	6	3	18	
	Bandas del pistón	4	Pérdida de apoyo del pistón y aumento de la fricción con el cárter.	a	Desgaste por falta de lubricante, edad o degradación.	6	6	36
		5	Caída del vástago.			6	6	36
	Anillos del pistón	6	Pérdida de la compresión / reducción del rendimiento.	a	Desgaste por falta de lubricante, edad o degradación.	9	6	72
	Pernos del vástago del pistón	7	Pérdida de rendimiento del compresor e impactos en la operación.	a	Conexiones con desgaste, daños o fatiga.	7	7	49

### 8.2.3. Cruceta.

Tabla 20. Tabla causa-efecto de la cruceta.

Pieza	nº	Efecto de fallo	nº	Modo de fallo	S	O	R
Cubierta / guía de la cruceta	1	Pérdida de rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico de fundición o de forzado.	7	3	21
			b	Shock o sobrecarga.	7	6	42
Pernos / tuercas de la cubierta / guía de la cruceta	2	Pérdida de rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Conexión de los pernos y las tuercas incorrecta o apretada.	7	2	14
			b	Pernos y tuercas sueltas.	7	3	21

Cruceta	3	Pérdida de rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico de fundición o de forzado.	7	3	21
Patín de la cruceta	4	Pérdida de la reducción de rozamiento y de soporte, causando sobrecalentamiento, daños y posible parada.	a	Pérdida de la capa de lubricante del patín, causando contacto metal-metal y secado de los mismos.	9	5	45
			b	Juego de los rodamientos demasiado apretado, causando el aumento de la temperatura y el secado de los mismos.	9	2	18
			c	Juego de los rodamientos sobre la especificación.	9	1	9
			d	Contaminación del lubricante por partículas, causando el desgaste del material del patín.	9	5	45
			e	Selección incorrecta del lubricante, resultando en la disminución del espesor de la capa de lubricante y el secado del patín.	9	1	9
			f	Deterioro del material del patín con el tiempo, resultando en fatiga.	9	2	18
			g	Sobrecarga del patín, causando la ruptura del material de los mismos.	9	4	36
			h	Temperatura de operación demasiado elevada para el material del patín, causando el secado del mismo.	9	6	54
			i	Control pobre de la fabricación del patín, causando la ruptura de éste.	9	1	9
			j	Contaminantes corrosivos en el lubricante atacando el material del patín.	9	5	45
			k	Contaminación por agua del lubricante atacando el material del patín.	9	5	45
Perno de la cruceta	5	Pérdida de rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico de la cruceta.	7	3	21
			b	Shock o sobrecarga.	7	6	42
	6	Aumento de las vibraciones y de la temperatura.	a	Desgaste del diámetro del perno por pérdida de lubricación.	6	2	12
	7	Pérdida de la reducción de rozamiento y de soporte, causando sobrecalentamiento, daños y posible parada.	a	Pérdida de la capa de lubricación del cojinete, causando contacto metal-metal.	9	5	45
			b	Juego del cojinete demasiado pequeño, causando aumento de la temperatura del material.	9	1	9
			c	Juego del cojinete fuera de las especificaciones.	9	1	9
			d	Contaminación por partículas en el lubricante, causando desgaste en el material del cojinete.	9	5	45

		e	Selección incorrecta del lubricante, causando una reducción en la capa de aceite.	9	1	9
		f	Deterioro del material del cojinete, causando fatiga.	9	3	27
		g	Sobrecarga del cojinete, causando ruptura del material.	9	6	54
		h	Temperatura de operación demasiado elevada, causando secado del cojinete.	9	6	54
		i	Control pobre de la fabricación del cojinete, causando ruptura de éste.	9	1	9
		j	Contaminantes corrosivos en el lubricante atacando el material del cojinete.	9	5	45
		k	Contaminación por agua del lubricante atacando el material del cojinete.	9	6	54

### 8.2.4. Biela.

Tabla 21. Tabla causa-efecto de la biela.

Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Biela	1	Pérdida de rendimiento en el compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico de fundición o de forzado.	7	3	21
			b	Shock o sobrecarga.	7	6	42
Rodamientos de la biela	2	Pérdida de la reducción de rozamiento y de soporte, causando sobrecalentamiento, daños y posible parada.	a	Pérdida de la capa de lubricante en los rodamientos, causando el contacto metal-metal y el secado de los rodamientos.	9	5	45
			b	Juego de los rodamientos muy apretado, causando un aumento de la temperatura de los rodamientos y su secado.	9	2	18
			c	Juego de los rodamientos sobre la especificación.	9	1	9
			d	Contaminación del lubricante por partículas, causando desgaste del material de los rodamientos.	9	5	45
			e	Selección incorrecta del lubricante, resultando en reducción del espesor de la capa de lubricante y el secado del rodamiento.	9	2	18
			f	Desgaste del material del rodamiento con el tiempo, resultando en fatiga del material.	9	1	9
			g	Sobrecarga del revestimiento de los rodamientos, causando la ruptura del material de los rodamientos.	9	4	36

			h	Temperatura de operación demasiado elevada para el material de los rodamientos, causando el secado de los mismos.	9	6	54
			i	Control pobre de la confección de los rodamientos, causando la ruptura de éstos	9	1	9
			j	Contaminantes corrosivos en el lubricante, atacando el material de los rodamientos.	9	5	45
			k	Contaminación por agua en el lubricante, atacando el material de los rodamientos.	9	5	45
Pernos / tuercas de la biela	3	Pérdida de rendimiento en el compresor e impacto en las operaciones.	a	Conexión de los pernos y tuercas incorrecta o demasiado apretada.	7	2	14
			b	Pernos y tuercas sueltos.	7	3	21

### 8.2.5. Cigüeñal.

Tabla 22. Tabla causa-efecto del cigüeñal.

Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Cigüeñal	1	Pérdida del rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico del vástago.	8	7	56
			b	Fallo mecánico o dimensionamiento del equipo actuador.	8	2	16
			c	Fallo de los rodamientos del cigüeñal.	8	3	24

### 8.2.6. Cilindro.

Tabla 23. Tabla causa-efecto del cilindro.

Componente	Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Cilindro	Cilindro	1	Pérdida del rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico del cilindro.	7	3	21
	Cabeza interior	2	Pérdida del rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico del cilindro.	7	3	21
	Cabeza exterior	3	Pérdida del rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico del cilindro.	7	3	21
				b	Shock o sobrecarga.	7	6	42
		4	Pérdida de fluido de proceso al ambiente.	a	Pérdida de la integridad mecánica del cilindro / ensamblaje.	5	3	15
	5	Paso de fluido de refrigeración al cilindro obstruido.	a	Suciedad o partículas de desgaste en el agua.	4	5	20	
Revestimiento	6	Pérdida del rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Desplazamiento del revestimiento o daños en el cilindro.	7	2	14	

		7	Aumento de las vibraciones y de la temperatura.	a	Desgaste del revestimiento o deformación.	6	2	12
--	--	---	-------------------------------------------------	---	-------------------------------------------	---	---	----

### 8.2.7. Volante de inercia.

Tabla 24. Tabla causa-efecto del volante de inercia.

Componente	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Volante de inercia	1	Pérdida del rendimiento del compresor e impacto en las operaciones.	a	Fallo mecánico de fundición y de forzado.	7	2	14
	2	No es posible girar el compresor antes de arrancarlo.			10	2	20

### 8.2.8. Válvulas.

Tabla 25. Tabla causa-efecto de las válvulas.

Componente	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Ensamblaje válvula de succión	1	Incapaz de abrirse y permitir el paso del gas de proceso al cilindro.	a	Unión mecánica o presencia de contaminantes o fluidos.	5	7	35
	2	Incapaz de cerrarse y permitir el paso del gas de proceso al cilindro	a	Superficies de contacto no colindantes, unión mecánica o presencia de contaminantes o fluidos.	8	7	56
	3	Temperatura de descarga elevada y rendimiento volumétrico pequeño, causando parada.	a	Pérdida del control del (instrumento) aire.	9	4	36
b			Actuador dañado.	9	5	45	
Ensamblaje válvula de descarga	4	Incapaz de cerrarse y permitir la compresión.	a	Superficies de contacto no colindantes, unión mecánica o presencia de contaminantes o fluidos.	8	7	56
	5	Incapaz de abrirse y permitir el paso del gas comprimido al depósito de descarga.	a	Unión mecánica o presencia de contaminantes o fluidos.	8	7	56
Cubierta de la válvula	6	Pérdida de compresión y reducción del rendimiento.	a	Materiales/instalación incorrectos.	9	1	9
	7	Pérdida de fluido de proceso al medio e impactos potenciales en la seguridad y el ambiente.			10	1	10
Anillo de la cubierta de la válvula	8	Pérdida de compresión y reducción del rendimiento.	a	Materiales/instalación incorrectos.	9	1	9
	9	Pérdida de fluido de proceso al medio e impactos potenciales en la seguridad y el ambiente.			10	1	10
Pernos/tuercas de la cubierta del anillo	10	Pérdida de compresión y reducción del rendimiento.	a	Conexión incorrecta o tensa de los pernos y tuercas.	9	2	18
			b	Pernos y tuercas sueltos.	9	3	27
	11	Pérdida de fluido de proceso al medio e impactos potenciales en la seguridad y el ambiente.	a	Conexión incorrecta o tensa de los pernos y tuercas.	10	2	20
			b	Pernos y tuercas sueltos.	10	3	30

Válvula de alivio	12	Sobrepresión potencial del sistema y daño en el equipo.	a	Revisión y calibración incorrecta.	6	1	6
			b	Corrosión.	6	4	24
	13	Impacto en el proceso y pérdida del producto.	a	Instalación incorrecta.	8	1	8
			b	Revisión y calibración incorrecta.	8	1	8
			c	Fatiga del muelle.	8	4	32
			d	Suciedad, arena, fluidos u otros contaminantes en la atmósfera de la operación.	8	7	56
	14	Fuga localizada.	a	Instalación incorrecta de los elementos de la válvula.	4	2	8
			b	Corrosión.	4	4	16
			c	Vibraciones.	4	5	20
	15	Impactos en el proceso, la seguridad y el ambiente.	a	Fugas por desgaste de la junta.	7	6	42

### 8.3. Tablas causa-efecto de los elementos comunes.

Las tablas causa-efecto de los componentes comunes a las bombas centrífugas y a los compresores alternativos que se presentan concierne a:

- 8.3.1. Soporte.
- 8.3.2. Sistema de refrigeración.
- 8.3.3. Sistema de lubricación.

#### 8.3.1. Soporte.

**Tabla 23.** Tabla causa-efecto del soporte.

Componente	Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Soporte	Placa base	1	Aumento del nivel de vibraciones en el tren de componentes.	a	Base blanda.	7	2	14
				b	Apoyos de la máquina irregulares.	7	4	28
				c	Pernos de mantenimiento desajustados.	7	4	28
				d	Junta dañada.	7	5	35
		2	Aumento de la resonancia estructural.	a	Mal diseño estructural del soporte.	9	2	18
				b	Mal diseño de la placa de la pieza distanciadora.	9	2	18
		3	Fallo en el interfaz de la junta.	a	Bolsas de aire en la placa base.	8	3	24
		4	Distorsiones de la placa base.	a	Juntas dañadas por hielo.	6	1	6
				b	Entrada de agua bajo la placa base.	6	6	36
				c	Corrosión de la placa base.	6	4	24
	5	Fallo en los componentes del equipo.	a	Corrosión en apoyos del montaje.	8	4	32	
			b	Corrosión en el conjunto de cuñas.	8	4	32	
			c	Pérdida de margen de tolerancia de crecimiento térmico en el diseño del montaje.	8	3	24	
	Pernos de anclaje	6	Desalineamiento del conjunto.	a	Deterioro de los cimientos o instalación incorrecta.	7	5	35
	Cimientos	7	Equipo mal soportado y posibles vibraciones.	a	Desajuste o corrosión de los pernos.	8	4	32
		8	Pérdida de amortiguamiento de la masa del bloque de los cimientos.	b	Re-bar insuficiente de la estructura del bloque de los cimientos.	8	1	8
		9	Pérdida de cemento, exposición de los refuerzos de acero y posible colapso estructural.	c	Fisura.	10	4	40
		10	Pérdida de soporte de los cimientos y posible colapso estructural.	d	Corrosión.	10	4	40
				e	Erosión.	10	4	40
				f	Daños de fuente externa.	10	1	10
			g	Fuga / drenaje.	10	5	50	

### 8.3.2. Sistema de refrigeración.

Tabla 24. Tabla causa-efecto del sistema de refrigeración.

Componente	Pieza	n°	Efecto de fallo	n°	Modo de fallo	S	O	R
Sistema de refrigeración	Intercambiador de calor	1	Deterioro de la capacidad de enfriamiento y reducción de la eficacia.	a	Bloqueo interno del intercambiador de calor.	7	5	35
				b	Bloqueo externo del intercambiador de calor.	7	2	14
	Tubería y conexiones	2	Pérdida de enfriamiento o enfriamiento inadecuado por sobrecalentamiento. Fuga del medio refrigerante al ambiente.	a	Bloqueo por daño físico.	8	1	8
				b	Fuga por fallo físico o aflojamiento.	5	6	30
	Depósito	3	Deterioro de la capacidad de enfriamiento y reducción de la eficacia. Fuga del medio refrigerante al ambiente.	a	Brecha en el tanque.	7	1	7
						5	1	5
		5	Deterioro de la capacidad de enfriamiento y reducción de la eficacia. Fuga del medio refrigerante al ambiente.	a	Nivel incorrecto de fluido en el tanque.	7	3	21
						5	3	15
		7	Deterioro de la capacidad de enfriamiento y reducción de la eficacia, causando sobrecalentamiento.	a	Fuga, evaporación excesiva o reaprovisionamiento insuficiente de la reserva.	7	6	42
						9	6	72
		9	Aumento de la temperatura de reaprovisionamiento de la reserva, causando reducción de la capacidad de enfriamiento y sobrecalentamiento del equipo.	a	Nivel/cantidad de reaprovisionamiento de la reserva insuficiente.	7	4	28
		Válvula	10	Pérdida de enfriamiento o enfriamiento inadecuado por sobrecalentamiento.	a	Fallo de la válvula.	8	9
	b				Fallo del cableado debido a un circuito abierto, corto o unido a tierra.	8	1	8

### 8.3.3. Sistema de lubricación.

Tabla 25. Tabla causa-efecto del sistema de lubricación.

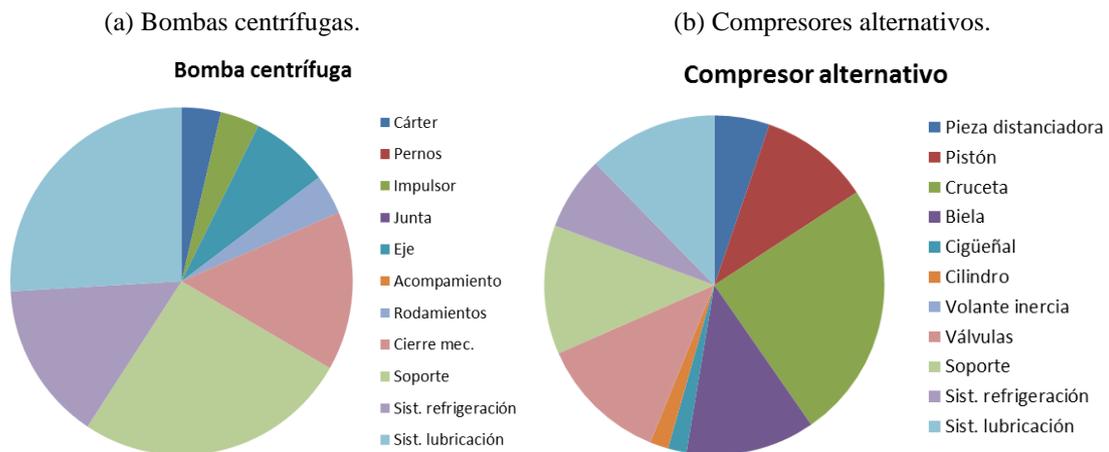
Componente	Pieza	nº	Efecto de fallo	nº	Modo de fallo	S	O	R
Sistema de lubricación	Aceite	1	Aumento de la generación de calor entre las partes móviles y degradación acelerada del aceite. Impacto en las partes mecánicas del equipo (aumento de rozamiento).	a	Uso prolongado, nivel insuficiente o nivel excesivo de aceite.	7	6	42
	Tobera	2	Reducción del fluido saliente o pérdida de fluido de proceso del sistema.	a	Fuga, sobrecalentamiento y posible sobrepresión.	7	7	49
		3	Pérdida de aceite de engrase al medio.			6	7	42
		4	Entrada potencial de contaminantes, empeorando el desgaste de los mecanismos y provocando fallo mecánico.			8	7	56
	Tubería	5	Pérdida de fluido de proceso al medio e impactos potenciales de seguridad y ambientales.	a	Fuga, sobrecalentamiento y posible sobrepresión.	7	7	49
				b	Fugas por corrosión.	7	5	35
		5	Transporte de fluido de proceso a operación siguiente es afectado por recepción parcial o nula de éste.	c	Corrosión, acumulación o desgaste.	8	5	40
				d	Superficies entre conexiones no paralelas.	5	2	10

## 8.4. Análisis de las causas.

Debido a que ya se hizo previamente un análisis del riesgo de los equipos y se determinaron aquéllos con un carácter crítico importante, junto con los elementos teniendo una mayor tendencia a averiarse (ver apartado 3. Antecedentes), el valor de  $R$  calculado en las tablas precedentes debe ayudar a escoger los dispositivos de monitorización adecuados para el seguimiento de los parámetros críticos y hallar los fallos más comunes y frecuentes, así como establecer la periodicidad de las acciones de mantenimiento.

Los gráficos que se presentan a continuación muestran, para cada uno de los elementos considerados en cada tipo de equipo, la proporción de modos de fallo teniendo un valor de riesgo superior o igual a 35 (pudiendo adquirir el riesgo un valor entre 1 y 100, ambos incluidos). Con ello se constata primeramente los componentes más importantes de las bombas centrífugas y de los compresores alternativos, para los cuales hay que efectuar un seguimiento más exhaustivo de sus actividades.

**Figura 16.** Distribución del nivel de riesgo ( $R \geq 35$ ) en:

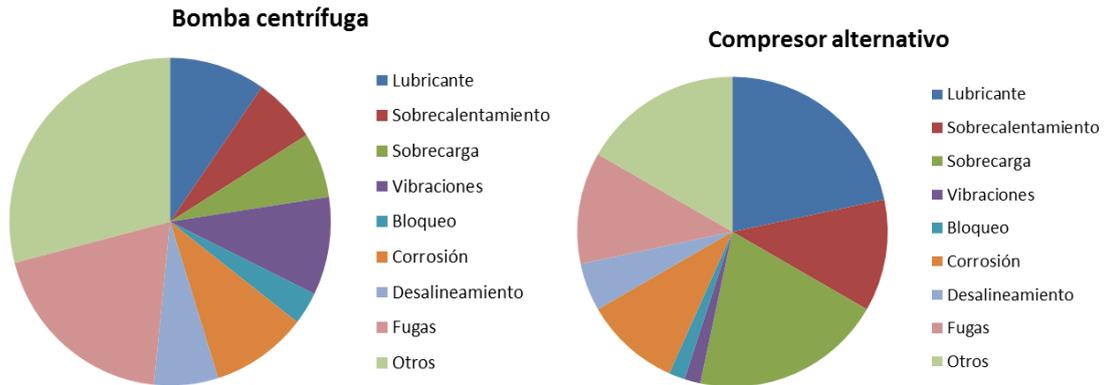


De la selección de modos de fallo críticos extraída, se obtiene entonces la distribución de la figura 17, que clasifica dichos fallos según la naturaleza que los provoca. El conjunto de causas encontradas con la confección de las tablas causa-efecto precedentes de las bombas y de los compresores pueden agruparse así en nueve grupos diferentes, si bien es cierto que la mayor parte de estas causas están relacionadas unas con otras, pudiéndose producir un fallo como consecuencia de otro con un origen distinto.

**Figura 17.** Distribución de la naturaleza de los modos de fallo críticos en:

(a) bombas centrífugas.

(b) compresores alternativos.



Los nueve modos de fallo que se consideran son los siguientes:

- Problemas relacionados con el lubricante.
- Sobrecalentamiento.
- Sobrecarga.
- Vibraciones.
- Bloqueo.
- Corrosión.
- Desalineamiento de las piezas.
- Fugas del fluido de proceso.
- Otras.

Partiendo de los resultados mostrados en los gráficos de la figura 17, se deduce la especial atención que se debe dedicar al estudio del lubricante en ambos casos y, en particular, el análisis de las fugas en las bombas centrífugas y de las variaciones de presión y de temperatura en los compresores alternativos. No obstante, hace falta recalcar que el conjunto de fallos expuestos en este apartado no es más que una selección general de los problemas que se pueden encontrar en un equipo. A continuación se procede al análisis de las causas de fallo recurrentes en ambos equipos.

### **8.4.1. Problemas relacionados con el lubricante.**

Un lubricante es una sustancia utilizada para un amplio rango de tareas: sirve para separar los diferentes componentes móviles de los aparatos, reduciendo el rozamiento entre éstos y la fatiga de sus superficies de contacto, además de disminuir la generación de calor, de ruido y de vibraciones que resulta de la operación de la máquina. La pérdida de lubricante, pero también la sobrelubricación, así como la contaminación del fluido lubricante y la pérdida de sus propiedades, produce fallos importantes.

La pérdida de lubricante o la utilización de una cantidad de lubricante insuficiente implica, en general, un contacto mecánico excesivo de las piezas en movimiento, el cual, unido a un mal enfriamiento de éstas, provoca un crecimiento de la temperatura por fricción, de la tensión sobre éstas y el desgaste térmico y mecánico inducido. Por otro lado, el sobrecalentamiento del aparato produce un aumento de la temperatura del lubricante, así pierde viscosidad y se vuelve inútil para lubricar todas las partes del equipo correctamente. Por consiguiente, una temperatura importante implica la adherencia de las piezas y la carbonización del aceite y de las válvulas. Este fenómeno es habitual cuando los equipos son puestos en funcionamiento. En efecto, en un primer instante, no existe lubricante entre los diferentes componentes de la máquina y, si este período de tiempo se prolonga más de lo previsto, se pueden producir daños impidiendo el funcionamiento establecido.

En el caso de las bombas centrífugas, el origen de una pérdida de lubricante se encuentra en:

- Cavitación. La válvula de aspiración está cerrada, el filtro de succión obstruido o no hay suficiente presión as aspiración, lo cual reduce significativamente el caudal de producto entrando en el equipo.
- Evaporación. Temperaturas demasiado elevadas. Esto se debe a un enfriamiento deficiente, a una válvula de impulsión cerrada, a presiones elevadas alrededor del cierre mecánico o al no poder eliminar el aire dentro de éste antes de poner en marcha el equipo, impidiendo asimismo la evacuación del calor y el acceso del lubricante.

En el caso de los compresores alternativos, la pérdida de lubricante se debe habitualmente a cuatro causas:

- Ciclado corto. Con largos períodos de ciclado corto, el compresor puede bombear aceite al sistema con una proporción más grande que con la que es devuelto. Por consiguiente, esto induce una reducción del nivel de lubricante y es intensificado con una carga de funcionamiento baja.

- Carga incorrecta. A frecuencias de funcionamiento superiores a las máximas los esfuerzos mecánicos son excesivos, mientras que a frecuencias de alimentación inferiores al mínimo la velocidad de rotación del compresor no es suficiente para garantizar la lubricación hidrodinámica de los elementos mecánicos.
- Producción de espuma. Cuando el lubricante hace espuma en el cárter, éste es empujado por el gas y comprimido dentro del sistema. El nivel de aceite puede descender si la creación de espuma persiste, el cual es provocado por la utilización de un lubricante inadecuado o por la dilución de agua con el aceite del cárter.
- Distribución de las tuberías. Un mal diseño de la distribución de las tuberías puede causar una distribución insuficiente del lubricante en el sistema, así como el conjunto de fallos descritos en esta sección. Los efectos derivados de una mala distribución de las tuberías son: cavitación, reducción del rendimiento, fallo de los rodamientos y de las empaquetaduras, fugas, inversión, fuego y fallos en el impulsor, en el caso de las bombas.

De la misma manera que una ausencia de lubricante da lugar a fallos en el equipo, la sobrelubricación supone un problema que afecta principalmente a los rodamientos, para los cuales la transmisión del par se puede ver afectada seriamente con una velocidad de rotación reducida y un consumo de potencia mayor; el rendimiento del equipo disminuye entonces de manera considerable. No obstante, este fallo puede también atascar las válvulas, formar gomas y suciedad en el cárter y producir acumulaciones en las tuberías, todo ello teniendo una influencia negativa sobre el rendimiento final de la operación.

Además, la presencia de sustancias contaminantes en el lubricante tiene un impacto negativo. Dichas sustancias son de humedad, de partículas de suciedad, de aire, de óxido y de cobre, las cuales son descritas a continuación.

Humedad. La existencia de agua en forma de humedad en el lubricante puede provocar la aparición de otros contaminantes debido a los fenómenos de oxidación, de corrosión o de degradación relacionados con la descomposición del aceite, y por tanto de las consecuencias que resultan de cada uno de ellos, cuya formación se intensifica si no se dispone de métodos para evacuar o deshidratar los sistemas afectados. La fuente principal de humedad se encuentra en el aire introducido en el sistema durante el ensamblaje de las tuberías de la línea de lubricación y de refrigeración, así como en la manipulación incorrecta del lubricante. Una manera de determinar la presencia de humedad es con la ayuda de un análisis del lubricante.

Suciedad o aire. Materiales tales como la suciedad, el flujo de soldadura o productos químicos, junto con el aire, producen desequilibrios químicos que provocan la ruptura de las moléculas de aceite. En el caso de los compresores, donde las temperaturas de

descarga y de rozamiento son elevadas, esto puede favorecer la formación de ácidos e incrustaciones, además de óxidos, resultantes de reacciones químicas más complejas. Además de la humedad, de la suciedad y del aire proveniente de una instalación deficiente de los componentes, la introducción de aire en el sistema es hecha durante el cambio de aceite en una operación normal de mantenimiento, a causa de las fuertes características oxidantes del lubricante.

Óxido. La formación de óxido se produce en lugares donde se dispone de una temperatura notable en presencia de aire, para la cual la consecuencia más habitual consiste en la obstrucción de filtros. Las implicaciones de este fallo son similares a aquéllas encontradas en las operaciones con una cantidad insuficiente de lubricante, ya que el caudal de tal sustancia se reduce y priva al equipo de una lubricación correcta e implica, en última instancia, la ruptura prematura del sistema. No obstante, la magnitud del fallo depende de la reducción del flujo de aceite. La oxidación se evita expulsando el aire dentro de las tuberías con un gas inerte, como el nitrógeno seco.

Placaje de cobre (*copper plating*). El placaje es producido en dos fases. El cobre, proveniente principalmente del sistema de tuberías, es disuelto en el lubricante, donde la cantidad de compuesto que reacciona depende de la naturaleza del aceite, de la temperatura y de la presencia de impurezas. Durante la segunda fase, el cobre es depositado en las partes metálicas, generalmente con una tolerancia rígida operando a altas temperaturas, donde una reacción electromagnética tiene lugar. Este fenómeno es favorecido por la temperatura elevada del lugar y por la utilización de un lubricante inapropiado, mientras que la presencia de aire, de humedad y de otros contaminantes aceleran la deposición de cobre. La creación de un placaje de cobre en ciertas piezas como los cierres mecánicos reducen la eficiencia de sus funciones.

En general, el sistema debe de ser capaz de una distribución precisa, de una monitorización y de una protección del caudal de lubricante para cada uno de los puntos de lubricación.

#### **8.4.2. Sobre calentamiento.**

El sobre calentamiento consiste en el aumento de la temperatura de un aparato, de un motor o de un dispositivo hasta unos niveles excesivos. En el caso de este estudio, la mayoría de las causas implicando este fenómeno son compartidas por las bombas centrífugas y los compresores alternativos, aunque una parte de éstas son exclusivas para cada uno de los equipos. De esta manera, se considera que en general las fuentes generando una cantidad de calor fuera de los límites establecidos son:

- Los fluidos de proceso teniendo un calor específico bajo y una conductividad pobre. Esto es característico de los productos derivados del petróleo.

- El contacto de las superficies de dos piezas con una cantidad insuficiente de lubricante entre ellas o un tipo de lubricante incorrecto, así como el rozamiento debido a hechos como el desalineamiento o el desequilibrio del eje y a las vibraciones.
- El fallo del sistema de enfriamiento del equipo, que puede deberse a la obstrucción de las tuberías, a la formación de capas de producto sobre la pared de la máquina, impidiendo la transferencia correcta de calor, o la circulación de fluido refrigerante con una velocidad importante.
- Las condiciones del entorno en que se encuentra el equipo.
- Una velocidad de rotación del eje elevada, provocando así un aumento de la fricción entre el eje y el conjunto de piezas en contacto en éste. Entre estos elementos se encuentra, en el caso de las bombas centrífugas, el cierre mecánico que, a partir del análisis hecho, corresponde a uno de los componentes más delicados del equipo.
- Los primeros instantes de funcionamiento del equipo, en los cuales la generación de calor es superior cuando se trabaja con un fluido viscoso.

El gas comprimido en el cilindro de un compresor genera energía en la forma de calor cuando su volumen es reducido (teoría cinética del gas) y provoca así un aumento de la temperatura del gas y de los componentes de la máquina si esta compresión es rápida. La temperatura final del gas con la compresión depende de la relación de compresión, esto es, de la relación entre la presión final después de ser comprimido y la presión inicial antes de este proceso, así como de la velocidad de compresión. En efecto, una compresión lenta implica que el calor generado tiene tiempo para disiparse y el aumento de la temperatura puede apenas percibirse. Además, el fenómeno de calentamiento del gas adquiere importancia cuando el equipo trabaja con gases que, con la compresión, pueden descomponerse con la temperatura. Las fuentes habituales del sobrecalentamiento que hace falta tener en cuenta son pues dos:

- Una relación de compresión significativa, dicho de otra manera, la presión de succión es baja mientras que la de descarga es alta. Las variaciones de la presión de succión afectan más rápidamente esta relación que las variaciones en la presión de descarga. Una solución a este problema consiste en separar la compresión en diferentes etapas, con un enfriamiento del gas entre ellas.
- Las válvulas se encuentran carbonizadas o en un mal estado o uno o más de sus componentes están rotos, dañados o sueltos. Los elementos de las válvulas sujetos a tener un fallo son las válvulas, el disco y los muelles.

La temperatura de funcionamiento de un compresor está establecida entre unos límites; no obstante, hace falta recordar que no todos los compresores alternativos son iguales y que por tanto su perfil de temperatura varía con el modelo. El funcionamiento de un equipo a unas temperaturas de succión y de descarga fuera de este rango afecta al estado del conjunto de piezas y de la operación en general.

- Temperatura de succión elevada. Produce daños en las piezas del compresor, además de reducir significativamente la capacidad, y por consiguiente el rendimiento, del equipo debido al hecho que la capacidad del compresor es inversamente proporcional a la temperatura de succión.
- Temperatura de descarga elevada. Provoca la polimerización de ciertos fluidos de operación como el polietileno, que mueve los flujos causando la ruptura de las tuberías. La ignición del aceite es producido a altas temperaturas de descarga.

El problema principal de las bombas relacionado con las operaciones con una temperatura elevada consiste en la formación de burbujas en aquellas regiones donde una disminución de la presión local tiene lugar, la implosión de las cuales ocasiona el efecto conocido como cavitación. La cavitación disminuye el rendimiento y puede tener efectos destructivos en los componentes internos de la bomba, en especial el impulsor. Provoca además vibraciones excesivas en la bomba, lo que causa el fallo prematuro de los rodamientos y de los cierres. Las fuentes de un aumento de la temperatura son:

- Temperatura de bombeo demasiado elevada.
- Utilización de un caudal inferior al indicado por el fabricante.
- Descarga cerrada. Una válvula de descarga cerrada durante un tiempo suficientemente largo daña significativamente la bomba, ya que el impulsor recircula el mismo volumen de fluido estando la bomba rota. Esto causa un aumento de la temperatura que puede originar variaciones en el fluido bombeado.

En conclusión, el sobrecalentamiento es un problema que puede ayudar a evitar el retorno del fluido al equipo y debe, por tanto, gestionarse con ayuda de las indicaciones indicadas por el fabricante de las máquinas.

### **8.4.3. Sobrecarga.**

La variación de la presión es un fenómeno estrechamente relacionado con la variación de temperatura, permitiendo describir el estado y el comportamiento de los gases empleados en un determinado proceso. Efectivamente, el aumento de la

temperatura de un fluido induce un aumento de la energía cinética de sus partículas constituyentes, con lo que se incrementa la frecuencia con la que estas moléculas chocan con el recipiente o cámara que las contiene. El resultado macroscópico de las fuerzas de esta interacción se traduce en un valor de presión que aumenta cuantas más colisiones son producidas. Dada la importancia que supone el parámetro de la temperatura en el funcionamiento de las bombas y de los compresores, como se ha visto en el punto precedente, se ahonda ahora en las raíces de los fenómenos relacionados con un aumento de la presión por encima de los valores funcionales del equipo.

Por lo que respecta las bombas centrífugas, los fallos dados por sobrecarga del equipo se deben a tres factores: el caudal bombeado por el sistema, el estado de presión de la línea de aspiración y el diseño o estado deficiente de sus componentes.

- Funcionamiento fuera del rango sugerido por el fabricante, con un caudal insuficiente en la aspiración o con la presencia de bolsas de aire en el fluido bombeado que el equipo no es capaz de eliminar. La operación con un caudal insuficiente puede indicar la entrada de aire en la tubería de aspiración o en el cierre mecánico, el subdimensionado de las válvulas de retención o la obstrucción bien de esta válvula bien del impulsor.
- Aumento de la presión de aspiración de la bomba, causando un aumento de la presión de impulsión, lo cual provoca el fallo de los componentes internos de la bomba, tal como el cierre mecánico.
- Juntas internas de la bomba mal diseñadas entre los componentes internos y el cárter y entre los anillos de desgaste, cuyo objetivo es la transferencia de la presión de aspiración o de impulsión. Si las dimensiones de la junta son importantes, la presión transmitida es significativa.

Por otro lado, un sentido de giro de la bomba contrario al establecido por el fabricante, la presencia de daños en el impulsor o el cierre mecánico, así como una bomba mal confeccionada, puede derivarse en una presión insuficiente del equipo para el desplazamiento del fluido y el desempeño de sus operaciones.

Asimismo, en los compresores alternativos, tal y como ya se ha explicado, uno de los factores indispensables que debe tenerse en cuenta es la relación de compresión, es decir, la relación existente entre la presión de descarga y la de succión. El problema estriba cuando se opera el equipo con una relación de compresión baja, ya que puede provocar un aumento de la temperatura del sistema y causar por consiguiente fallos serios en el equipo, cuya magnitud se intensifica con presiones de succión bajas y presiones de descarga elevadas; es así como para tales presiones se escoge a veces separar el proceso de compresión en diferentes etapas.

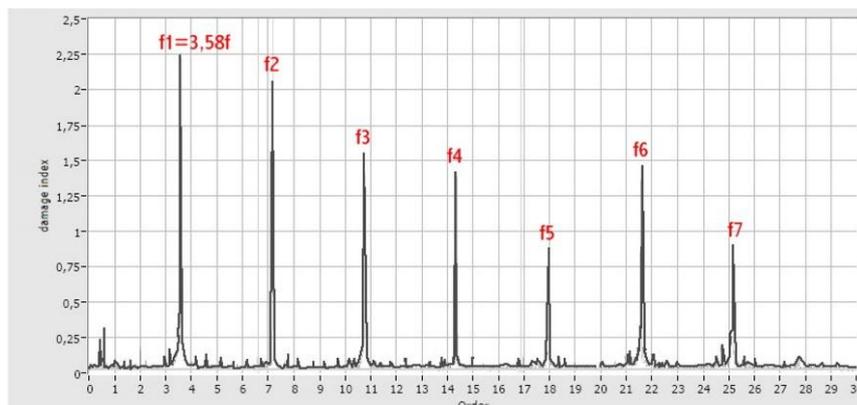
- Entre las causas de una presión de succión baja se encuentra un mal diseño de los componentes, válvulas mal calibradas o defectuosas, filtros bloqueados o una disminución importante en la línea de succión.
- Entre las causas de una presión de descarga elevada se encuentra filtros sucios, una línea de descarga mal dimensionada o la utilización de un lubricante incorrecto o en malas condiciones.

En general, la causa principal de una operación con niveles de presión fuera de los rangos permitidos de funcionamiento se encuentra en la utilización de una válvula bloqueada, dañada o cerrada. Por otro lado, el fluido alimentando el equipo puede inducir una presión elevada en la máquina si éste se encuentra a una presión importante, mientras que una presión baja es impuesta en el compresor si la cantidad de fluido entrante en éste no es suficiente para ejercer las operaciones requeridas.

#### 8.4.4. Vibraciones.

Las vibraciones son un fenómeno habitual en las máquinas en funcionamiento debido a las tolerancias inherentes de sus componentes. No obstante, una vibración anormal de las piezas, diferente a aquélla que las tolerancias le proporciona, representa un fallo en el equipo que puede implicar daños adicionales cuando adquiere niveles importantes (resonancia). Además, es necesario indicar que diferentes tipos de fallos resultan en diferentes tipos de variación de vibración del equipo. Los elementos de las bombas y de los compresores, junto con el motor que los alimenta, generan fuerzas dinámicas que producen frecuencias de vibración, diferentes para cada pieza. La totalidad de las frecuencias de vibración es transmitida si los componentes que están unidos entre ellos. Los fallos más frecuentes son:

**Figura 18.** Vibraciones características de los rodamientos (armónicos).



- Desequilibrio. El desequilibrio de la máquina puede deberse a desequilibrios mecánicos, pero también a la inestabilidad aerodinámica o hidráulica.

- Desalineamiento. El desalineamiento se produce entre dos árboles, dos cojinetes o dos puntos del equipo, conectados con ayuda de un acoplamiento. Mientras que un desalineamiento paralelo se presenta cuando dos árboles no se encuentran en el mismo plano, generando entonces vibraciones radiales, el desalineamiento angular se produce cuando entre estos dos árboles existe un cierto ángulo de desviación, generando vibraciones axiales. Sabiendo la naturaleza de las vibraciones, el origen del fallo puede deducirse.
- Aflojamiento. Si los elementos de apoyo o de unión se encuentran mal fijados, si los juegos entre ciertas piezas es importante o si los pernos de anclaje conectando el equipo al soporte se encuentran en mal estado, la máquina puede vibrar sin tener un fallo.
- Velocidad de rotación. La rotación de los ejes de los equipos a velocidades de rotación críticas (coincidiendo con las frecuencia naturales de los ejes), así como el motor girando en rangos de velocidad excesivas o con demasiada carga, provoca vibraciones además de un mayor consumo de potencia.
- Desgaste mecánico. Muchos elementos son susceptibles al rozamiento por el contacto con el árbol motor del equipo, como puede ser el caso de los cojinetes y de los rodamientos, o con el cárter. Este tipo de fallo resulta difícil de detectar ya que la amplitud de la frecuencia de vibración generada es muy pequeña.
- Defectos de las piezas. Las deformaciones en la fisonomía de los componentes (eje doblado o excéntrico, espesor incorrecto de los elementos, imperfecciones inducidas por la operación, superficies irregulares, etc.) originan habitualmente muchos de los fallos descritos en esta sección y así pues vibraciones.

En ocasiones, las vibraciones están acompañadas de ruidos localizados indicando rozamientos, impactos entre elementos o la proximidad de un fallo catastrófico. En el caso de las bombas centrífugas, la cavitación de un fluido aporta vibraciones al aparato y es dado por un ruido característico. Este fenómeno aparece cuando la válvula de succión está obstruida o si se trabaja con una presión de succión baja.

#### **8.4.5. Bloqueo.**

El bloqueo consiste en la obstrucción parcial o total de ciertos componentes impidiendo la transmisión correcta del fluido a aquellas regiones del equipo donde es necesario. Esto se debe principalmente a la solidificación (cokerización de los productos del petróleo o cristalización de las soluciones cáusticas) o al aumento de la viscosidad del fluido de operación, que puede bien impedir el movimiento de las partes dinámicas

del equipo y así causar la ruptura de éstas, o bien propiciar fugas importantes. Los componentes más delicados a este tipo de fallo son los cierres mecánicos, en el caso de las bombas centrífugas, y la pieza distanciadora y las válvulas, en los compresores alternativos.

**Figura 19.** Reducción de la sección de una tubería.



La fuente que favorece la producción de este fenómeno es sobretodo las altas temperaturas de servicio, aunque las altas presiones del proceso tienen también un impacto importante. En efecto, las altas temperaturas pueden favorecer el ataque químico del producto con los componentes metálicos del equipo, que se dilatan y bloquean así el paso del fluido. Por otro lado, la presencia de sólidos en el fluido, tales como óxidos de hierro y de calcio en el agua dura o a altas temperaturas, causan el bloqueo al mismo tiempo que desemboca en fenómenos de corrosión. Por contra, las altas presiones pueden provocar un aumento de la viscosidad del fluido, favorecer la deformación de ciertos componentes y bloquear las piezas con la consiguiente generación de fuerzas significativas sobre sus caras.

Por consiguiente, el problema que se deriva del bloqueo de un componente es el desarrollo de un proceso con un caudal insuficiente. El empleo de un caudal por debajo de los límites establecidos por el fabricante incurre en problemas operacionales y en daños severos, para los cuales la parada del equipo y la retirada de la pieza afectada se vuelve indispensable. Las consecuencias varían de los daños a elementos particulares, como los rodamientos y los cierres mecánicos y las juntas, a la influencia sobre el conjunto del ciclo de operación. El bloqueo resulta de esta manera en un aumento de la temperatura y en vibraciones importantes y conduce a una inversión del caudal.

#### **8.4.6. Corrosión.**

La corrosión es la deterioración de un material a causa de un ataque electroquímico del medio. La velocidad con la cual la corrosión se produce depende en general de la temperatura de operación, de la presencia de partículas contaminantes en el fluido en contacto con un material metálico y de las propiedades de los metales

afectados. Diferentes tipos de corrosión son posibles según la naturaleza de la causa que la origina y los tipos de metales que interactúan. La mayoría de los componentes de las bombas centrífugas y de los compresores alternativos están fabricados con aluminio, bronce, etc. Los tipos de corrosión más corrientes en estos equipos son aquéllos descritos a continuación.

- Corrosión por erosión. Ataque químico y mecánico acelerado resultante del flujo de un fluido abrasivo que corroe por acción mecánica la superficie de la pieza y expone material nuevo y no protegido del medio corrosivo. Este tipo de corrosión es evitable con la reducción de la velocidad del caudal del fluido en el sistema, mientras que es acelerado si el flujo contiene partículas suspendidas o gases contaminantes.

**Figura 20.** Signos de corrosión y de erosión en una empaquetadura.



- Corrosión por oxígeno. Característica de las superficies expuestas al oxígeno diatómico disuelto en el aire o en el agua, este fenómeno es favorecido por temperaturas y presiones elevadas y causa pérdidas en el rendimiento y en la vida útil de la instalación.
- Corrosión uniforme. Caracterizada por el desgaste uniforme y general de la superficie de un material por una reacción electroquímica, que pierde espesor progresivamente hasta haber un fallo. La velocidad del ataque depende de la concentración de fluido, de la velocidad de éste y de la tensión en los lugares susceptibles de corroerse. Es típica de las tuberías que están expuestas de manera continua a un fluido corrosivo de forma más o menos uniforme y sobre toda su superficie. Por otro lado, puede aparecer en aquellas regiones del equipo con fricciones importantes, donde niveles significativos de calor son generados.
- Corrosión galvánica. Producida entre dos metales o aleaciones con potenciales de reducción diferentes y sumergidos en un fluido que actúa como un electrolito, constituye el tipo de corrosión más habitual. Una corriente eléctrica circulando por este fluido provoca la transferencia de electrones de un material actuando como

ánodo, cuya superficie se oxida, a otro actuando como cátodo, que se reduce. Los factores que afectan la aparición de la corrosión galvánica son:

- *Tamaño relativo entre las superficies* de los metales reaccionando. Como el ánodo es la parte que se corroe más rápidamente, cuanto más pequeño es el ánodo con respecto al cátodo, más corrosión se produce en el metal actuando como ánodo.
- *Resistividad eléctrica del fluido*. Cuando la resistividad del fluido aumenta, la corriente disminuye y la corrosión se produce más lentamente.
- El rango de *diferencia de potencial individual* entre los dos metales.
- *Presencia de una capa de óxido*. El óxido es menos reactivo que el metal; la presencia de una capa de óxido disminuye pues la reactividad.
- *Humedad*. Puede afectar la resistencia del fluido y la transferencia de iones.
- *Temperatura*. Afecta la tasa de resistencia de los metales ante ciertos productos químicos.
- Corrosión por picaduras. Ataque corrosivo causando agujeros o espacios en las superficies de los materiales presentando defectos superficiales localizados, cuyas superficies aumentan generalmente en la dirección de la gravedad sin suponer una pérdida significativa del peso de la pieza. Así, es más frecuente en superficies horizontales que en las verticales. La corrosión por picaduras implica un fallo peligroso para el equipo ya que es difícil de detectar y requiere tiempo para volverse visible; además, el efecto es intensificado con la presencia de partículas en el fluido. Se distingue entre:
  - *Corrosión por fricción*. Producida por el movimiento relativo de dos superficies, de las cuales al menos una es metálicas, genera picaduras en la superficie del metal.
  - *Corrosión por cavitación*. Producida por la formación y colapso de burbujas en la superficie del metal bañado por el fluido, el fenómeno de corrosión es acelerado por dicho colapso de las burbujas y la velocidad del fluido, que crea turbulencias favoreciendo la aparición de picaduras.
- Corrosión por aireación superficial. Producido en lugares húmedos (especialmente en presencia de agua, con un pH bajo y una concentración importante de cloro) y sucios de las superficies planas de una misma pieza metálica, donde el depósito de este último factor en presencia del primero provoca la existencia de un lugar cargado más electronegativamente. Aparece habitualmente en las cavidades

pequeñas o en espacios en el material donde el fluido se deposita más fácilmente y se retira con más dificultad a menos que la pieza se desplace; esto es característico de los pernos, de los tornillos y de las tuercas.

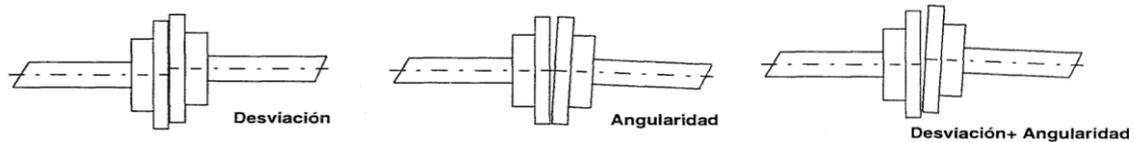
- Corrosión intergranular. Producida por la presencia de impurezas o de microconstituyentes concentrados en el borde de los granos de metal, causa una degradación seria de la resistencia del material, el cual se deteriora y pierde su resistencia cohesiva interna. Este tipo de corrosión se percibe con ayuda de un microscopio y es característico del cárter y de las tuberías, compuestos de acero inoxidable austenítico con cantidades reducidas de carbono diluido. En efecto, cuando los compuestos son soldados, el carbono interactúa con el cromo que los reviste y la capa que protege las piezas de la corrosión se destruye.
- Corrosión por disolución selectiva. Consiste en la eliminación de un elemento de una solución sólida, como por ejemplo el zinc del latón, sin causar una variación del volumen apreciable. La extracción puede producirse de manera uniforme o localmente y es acelerada por la temperatura, produciendo fisuras junto con la degradación de las propiedades mecánicas de las aleaciones. En un primer instante, algunos elementos mecánicos son eliminados del fluido durante el proceso de ionización. Entonces, el fluido intenta reemplazar las sustancias perdidas con la extracción de materia de los metales en contacto con él. Finalmente, las nuevas partículas disueltas se deponen sobre las partículas móviles del equipo, produciendo desgaste y fallos.
- Corrosión microbiológica. Efectuada por microorganismos (bacterias, algas u hongos) en lugares con la presencia de agua, causa la destrucción de las superficies metálicas sumergidas ya sea por la acción directa de estos seres ya sea a través de las sustancias procedentes de su metabolismo, que aceleran el proceso ya establecido o generan condiciones favorables para que la corrosión se produzca. Los microorganismos que causan este tipo de corrosión son capaces de soportar altas temperaturas, un amplio rango de pH y concentraciones elevadas de biocidas. Así, la corrosión microbiológica depende pues del estado en que se encuentra el material, de las características del entorno y el tipo de microorganismo.

#### **8.4.7. Desalineamiento de las piezas.**

El desalineamiento es un fenómeno caracterizado por la desviación de la coincidencia de las líneas normales a la superficie de dos piezas durante su operación y que está estrechamente relacionado a las vibraciones del equipo afectado. Como explicado precedentemente con la exposición de los fallos causando vibraciones, se distinguen dos tipos de defectos de desalineamiento: en el desalineamiento paralelo la desviación de las líneas centrales de los ejes no comparten un mismo centro común,

mientras que en el desalineamiento angular estas líneas se encuentran en un cierto punto, pero no son paralelas. Así, se puede tener desalineamientos verticales u horizontales para cada uno de los tipos descritos. Con el fin de ilustrar esta explicación, se presenta el esquema de la figura 21.

**Figura 21.** Tipos de desalineamientos dados en un eje o en un acoplamiento.



Las piezas sujetas a sufrir desalineamientos son los rodamientos, los cojinetes, el eje, los acoplamientos y el cigüeñal del compresor. Las fuentes de los desalineamientos son:

- **Soporte.** Sin un soporte en buenas condiciones, es imposible alinear correctamente los componentes. Cuando el equipo opera con un soporte demasiado alto o bajo o demasiado hacia la derecha o hacia la izquierda, las piezas pueden dañarse, desgastarse o curvarse y llegar al punto de romperse. Por consiguiente, durante la instalación de un nuevo equipo hace falta revisar que:
  - El soporte de los equipos afectados sea robusto y esté nivelado.
  - El soporte de cemento esté endurecido antes de colocar la máquina y la placa de la base, plana, nivelada y bien posicionada, conteniendo la totalidad de los apoyos del equipo.
  - La superficie bajo los apoyos esté limpia y sin signos de corrosión.
  - Los pernos de anclaje sean robustos y estén bien fijos en el soporte.
- **Carga aplicada.** En el equipo rotativo, el par originando el movimiento de las piezas puede desplazar los ejes alineados, según la magnitud y la dirección de la carga.
- **Juego de los cojinetes.** Los cojinetes instalados incorrectamente, mal ajustados o presentando signos de desgaste permiten los movimientos radiales de los ejes, que impiden un buen alineamiento.
- **Dilatación térmica.** Si los diferentes componentes de los equipos tienen propiedades térmicas distintas, un aumento de la temperatura afecta considerablemente el alineamiento de las piezas. Teniendo una diferencia

notable de las características físicas de los materiales, los componentes se deben alinear antes de enfriarse o si no hace falta compensar esta variación. Las propiedades térmicas de los equipos son proporcionadas generalmente por el fabricante.

- Tolerancias. Las tolerancias de alineamiento dependen principalmente de la velocidad de rotación de la máquina. Así, el equipo se debe alinear siguiendo las indicaciones descritas por el fabricante.

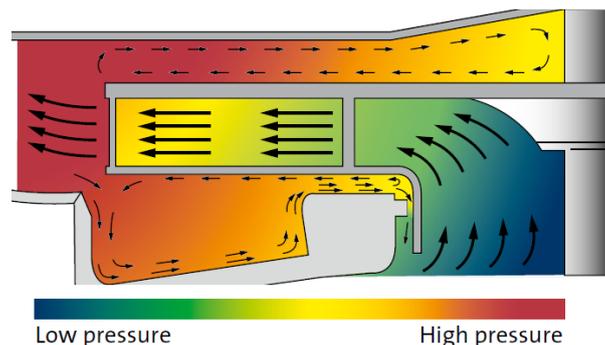
El conjunto de causas que se derivan de estas fuentes son: vibraciones excesivas, temperaturas elevadas para ciertos componentes (aceite, cojinetes, acoplamiento y rodamientos), fugas importantes de aceite y desajuste de las piezas.

#### **8.4.8. Fugas del fluido de proceso.**

Las fugas son pérdidas del fluido (gas o líquido) del circuito de proceso debido al paso de éste por agujeros o brechas en los componentes. La situación más ilustrativa de las fugas es la encontrada en un mal ensamblaje de los componentes, es particular, de las tuberías. No obstante, hace falta recalcar el caso de los juegos existentes en las bombas centrífugas y de las válvulas y el pistón en los compresores alternativos.

En las bombas centrífugas, las fugas se producen por una circulación reducida a través de los agujeros y de los juegos entre las partes fijas y aquéllos de las partes móviles de las bombas. La pérdida por fugas resulta en una pérdida del rendimiento debido a que el caudal en el impulsor aumenta con respecto al caudal a través del conjunto de la bomba; esto tiene lugar en diferentes puntos de la bomba, que dependen en general del tipo de bomba y de la distribución de presión. En efecto, los problemas relacionados con las fugas aumentan a presiones elevadas, así como a la carga sobre las bridas, ya que son las presiones quienes conducen el caudal dentro del equipo. De este modo, en la figura 22 se muestra la distribución de las presiones en el interior de una bomba centrífuga. Como se puede apreciar en el esquema, el tamaño de la fuga entre el impulsor y el cárter y a partir del juego axial son aproximadamente iguales.

**Figura 22.** Movimiento del fluido con respecto a la presión.



La fuga entre la brida de entrada y el árbol motor en las bombas multietapas es menos importante porque la diferencia de presión y el juego son más pequeños. Con tal de minimizar el efecto de las fugas en estos equipos, es importante reducir el tamaño de los agujeros y de los juegos los más posible, sobretodo cuando la diferencia de presión es grande.

En los compresores, la fuente principal de las fugas son las válvulas. En efecto, una válvula de descarga mal ensamblada, obstruida por los componentes minerales del lubricante o cuyos elementos constituyentes están defectuosos causa la disminución de la presión de la cabeza del cilindro. Cuando el pistón alcanza el punto muerto alto, el fluido es forzado al exterior del cilindro hacia la línea de descarga. A continuación, cuando el vástago se mueve hacia el punto muerto bajo, el mismo fluido en la línea de descarga sale otra vez hacia el cilindro a causa de la válvula en mal estado. La recirculación y la recompresión del fluido causa el aumento continuo de la temperatura del gas y pues una temperatura anormal de descarga. Por consiguiente, la válvula se deteriora rápidamente, resultando en la carbonización del aceite en ésta, así como en daños debido a reacciones químicas favorecidas por el aumento de la temperatura. Por otro lado, los depósitos de aceite en el pistón causan fugas permitiendo el paso de lubricante proveniente del cigüeñal en el cilindro. Así, con tal de reducir el peligro que se deriva, la lubricación del cigüeñal debe mantenerse en un nivel mínimo compatible con una tasa de desgaste aceptable.

### **8.3.9. Otras.**

El estado de suciedad es un factor importante que es indispensable considerar, ya que está relacionado a diferentes fenómenos como el bloqueo, las fugas o el rozamiento excesivo de los componentes. La fuente de este fenómeno proviene habitualmente del mismo fluido de proceso o del entorno y es originado y acelerado por las condiciones del proceso o del medio en que se encuentra el equipo.

**Figura 23.** Estado de suciedad en:

(a) Cilindro.



(b) Cubierta de una válvula.



Por otro lado, el diseño de los diferentes componentes del equipo, así como en ensamblaje entre ellos y el estado de sus superficies, juega un papel importante tal y como se ha constatado en los puntos precedentes, teniendo una influencia importante en la aparición de desalineamientos y vibraciones.



## **Parte V**

# **Mantenimiento**

## **9. Mantenimiento.**

### **9.1. Definición.**

El mantenimiento se define como el conjunto de acciones y de técnicas efectuadas en las instalaciones y en los equipos con el fin de corregir o de prevenir los fallos y mantenerlos en un estado en que pueden realizar las funciones para las cuales han sido concebidos. Esto incluye la ejecución de ensayos, inspecciones, revisiones y modificaciones en el equipo, calibraciones en los instrumentos y reparaciones. Además, ciertos objetivos perseguidos con tales prácticas son la reducción de costes de producción y la garantía de la seguridad industrial. Destacan tres tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento correctivo. Acciones puntuales destinadas a paliar los fallos presentes en un cierto instante, para poner el equipo en funcionamiento lo más rápido posible. Para el buen desarrollo de este mantenimiento, es necesario un estudio de las causas del problema del equipo y de las acciones correctivas aplicables y la planificación del trabajo con los recursos disponibles.
- Mantenimiento predictivo. Conjunto de medidas o de ensayos no destructivos en aquellas partes del equipo susceptibles de deteriorarse, pudiendo anticiparse de este modo a los fallos catastróficos. La monitorización de los parámetros más importantes del equipo (desgaste, espesor de las paredes, vibraciones, temperaturas, etc.) permite la confección de gráficos describiendo su comportamiento útil para las tareas de planificación del mantenimiento.
- Mantenimiento preventivo. Realización de inspecciones periódicas del equipo, atendiendo al desgaste diferente de sus componentes. El mantenimiento preventivo es efectuado con un programa de actividades (revisiones y lubricaciones) con el objetivo de anticiparse a los posibles fallos del equipo, diferenciando aquéllos que están en funcionamiento y aquéllos parados.

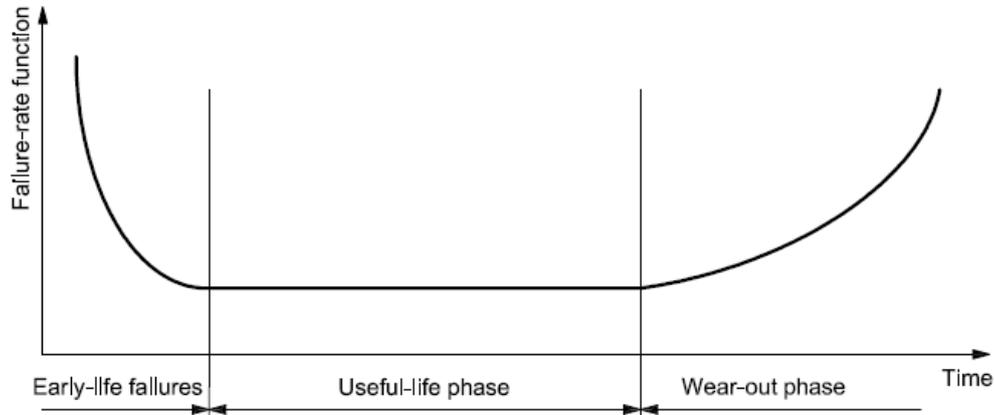
En el marco de este proyecto se abordarán en los apartados que siguen los casos de mantenimiento predictivo y mantenimiento preventivo.

### **9.2. Evolución de la tasa de fallo.**

La tasa de fallo de un equipo es un parámetro que describe la probabilidad que tiene éste de fallar en un tiempo dado. En general, la tasa de fallo de un equipo no es constante a lo largo de su vida, sino que pasa claramente por tres períodos, según se refleja en la curva convencional de la figura 24, donde la probabilidad de fallo del

equipo estudiado aparece representada en función de su tiempo de funcionamiento. La tendencia de esta tasa en cada una de las tres etapas determina el grado de mantenimiento aplicado al sistema.

**Figura 24.** Evolución de la tasa de fallo de un equipo con el tiempo.



Al principio de la vida del equipo, la probabilidad de fallo de éste es significativa debido, principalmente, a errores en el diseño, la fabricación o el montaje de los componentes individuales y del conjunto o a causa de un mal ajuste de las condiciones reales de operación del equipo. Con el tiempo, esta tasa desciende abruptamente hasta llegar a un período donde la probabilidad de fallo permanece relativamente constante, correspondiendo al intervalo de funcionamiento normal del equipo o vida útil. Esta etapa es la más larga de los tres períodos por los que pasa el equipo, produciéndose los fallos del mismo de manera aleatoria. Finalmente, cuando el aparato alcanza el número de horas o de ciclos máximo de funcionamiento útiles, el equipo entra en un período de envejecimiento, donde la probabilidad de tener un fallo catastrófico en el sistema aumenta nuevamente tal que la curva de la función de tasa de fallo crece exponencialmente hasta la ruptura del equipo o de una de sus piezas.

La aplicación de un mantenimiento preventivo como el expuesto precedentemente sugiere el cambio del elemento crítico antes de llegar a la zona sujeta a fallo, evitando los altos niveles de tasa de fallo característicos del último período de la vida del componente. Por otro lado, en el caso de aplicar un mantenimiento predictivo, una monitorización exhaustiva del equipo durante intervalos constantes permite prever el instante de fallo y trabajar con parámetros de seguridad para maximizar la vida útil del equipo y de sus componentes durante la etapa de envejecimiento, hasta llegar al punto en que el mantenimiento resulta demasiado costoso.

## **10. Codificación.**

La elaboración de un plan de mantenimiento parte de una primera etapa de codificación que facilite la gestión del conjunto de elementos con los que se trabaja y presente tanto las características del sistema como la relación existente entre cada uno de sus elementos. Los recursos que requieren una codificación son:

- Documentación. Corresponde a las fichas técnicas, los planos, las listas de piezas, los ensamblajes, los esquemas eléctricos, los manuales, etc., así como a la ubicación de dichos recursos y el equipo al que hace referencia.
- Piezas de recambio. Se especifica las características de las piezas consideradas: el tipo de pieza (mecánica, eléctrica, instrumentación, etc.), si ésta es reparable o no, la asignación al equipo o instrumento correspondiente y el trayecto que sigue desde que es comprada hasta el instante en que es instalada y utilizada.
- Equipos e instrumentos. El código define la ubicación del elemento, el tipo de equipo y la operación efectuada, el histórico de reparaciones, las tareas de mantenimiento a realizar, las características técnicas y la asignación correspondiente a la documentación y a las piezas de recambio.

Existen diferentes métodos que permiten la codificación eficiente del conjunto de elementos presentes en una refinería. Remitirse al anexo A para tener una descripción más detallada del código empleado en la refinería de Castellón concerniente a equipos e instrumentación y al anexo B para más información acerca de la estructura seguida en la organización del equipo estudiado.

## **11. Aspecto predictivo.**

La monitorización de los equipos es un proceso continuo que sirve para prevenir posibles errores en el sistema y alargar de este modo la vida útil de sus componentes, además de evitar tanto fallos como accidentes afectando a la máquina y a los operadores que trabajan con ella. De esta manera, una lista exhaustiva del conjunto de variables a monitorizar es necesaria con el fin de hacer el proceso lo más eficaz posible y abarcar el máximo número de casos desfavorables que puedan darse, lo cual se consigue gracias a una instrumentación basada en captores, transmisores y otros aparatos de medida y a un sistema de monitorización potente e informatizado extendido en toda la planta y operado a distancia, recogiendo el conjunto de variables medidas. La tabla que se muestra a continuación presenta el conjunto de parámetros a monitorizar en las bombas centrífugas y en los compresores alternativos y que serán descritos con más detalle en los puntos que siguen.

**Tabla 26.** Parámetros monitorizados.

	<b>Bombas</b>		<b>Compresores</b>	
<i>Medida de la temperatura</i>	Temperatura de la bomba.	P1.1.	Temperatura de la cubierta de las válvulas.	C1.3.
	Temperatura del fluido.	P1.2.	Temperatura del gas (succión y descarga).	C1.4.
			Temperatura de empaquetadura.	C1.5.
	Temperatura del lubricante de la línea de lubricación.			PC1.6.
	Temperatura del fluido refrigerante de la línea de refrigeración.			PC1.7.
	Temperatura de los rodamientos/cojinetes.			PC1.8.
<i>Medida de la presión</i>	Presión de aspiración y de impulsión.	P2.1.	Presión del gas (succión y descarga).	C2.3.
	Presión del fluido en la bomba.	P2.2.	Presión de las empaquetaduras.	C2.4.
			Carga del vástago del pistón.	C2.5.
<i>Medida de la posición</i>	Desalineamiento del árbol motor de la bomba.	P3.1	Desalineamiento del vástago del pistón del compresor.	C3.2.
<i>Medida de la velocidad / aceleración</i>	Vibración del eje de la bomba.	P4.1.	Aceleración del cárter del compresor.	C4.2.
			Vibración de la cruceta.	C4.3.
	Vibración de los rodamientos/cojinetes.			PC4.4.
	Vibración del motor de alimentación.			PC4.5.
<i>Medida de la fuerza</i>			Fuerza de inercia.	C5.1.
			Fuerza de gas.	C5.2.
<i>Medida del caudal y del nivel</i>	Caudal transvasado por la bomba.	C6.1.		
	Nivel de fluido del depósito de succión de la bomba.	C6.2.		
	Caudal del fluido de la línea de refrigeración.			PC6.3.
	Nivel de aceite de los rodamientos/cojinetes.			PC6.4.

Otros parámetros de interés que son importantes controlar tienen que ver con las características de los fluidos de proceso, de lubricación y de refrigeración, que no pueden ser monitorizadas con un sensor, sino que precisan de un análisis aparte. Así, se consideran importantes:

- pH
- Densidad.
- Calor específico.
- Temperatura de evaporación.
- Presión del fluido.
- Composición.
- Viscosidad.
- Constante dieléctrica.

Asimismo, las características del motor de alimentación de los diferentes sistemas y de la estructura y las dimensiones del equipo pueden completar la imagen del proceso teniendo lugar en el sistema. De este modo, se toma en cuenta también:

- Consumo eléctrico del motor.
- Tolerancias internas entre determinados componentes.

## 11.1. Instrumentación.

La instrumentación está compuesta generalmente por sensores, transmisores e interruptores digitales monitorizados por un sistema de control responsable de mostrar los valores de los aparatos de medida y el estado de éstos. De estos estados, cabe destacar tres tipos, que el sistema de control percibe en forma de señal eléctrica:

- Alarma. Cada sensor puede tener un *set point* a partir del cual, si la señal recibida excede del valor indicado (ya sea por encima o por debajo, según convenga), el sistema de control anuncia y registra un aviso en el que se indica el sensor afectado, el valor del parámetro monitorizado, la hora y la fecha del evento. Código: HA, LA, HLA.
- Corte (trip). Cada sensor puede tener un *set point* a partir del cual, si la señal recibida excede del valor indicado (ya sea por encima o por debajo, según convenga), el sistema de control inicia inmediatamente una secuencia de parada del equipo. Código: CO.
- Sensor defectuoso. El sistema de control considera que un sensor es defectuoso cuando el valor transmitido por éste (en mA) se encuentra fuera de su rango de funcionamiento. Un sensor defectuoso puede presentarse con una señal de alarma o de corte.

Tal y como se ha indicado, el anexo A presenta el código empleado en la instrumentación en la refinería. Por otro lado, con el fin de esquematizar de manera más efectiva el conjunto de sensores descritos, se ha optado por indicar a continuación los sensores específicos de la bombas centrífugas con una P, los de los compresores alternativos con una C y aquéllos compartidos por ambos equipos con PC.

### 11.1.1. Medida de la temperatura.

La monitorización de la temperatura se realiza con la ayuda de sensores y de termopares, cuya medida está comprendida entre 0 y 150°C, con una resolución de 1°C.

**P1.1. Temperatura de la bomba.** Sensor de temperatura instalado en el cárter de la bomba, permitiendo el acceso del aparato de medida al interior del equipo, donde el parámetro interesado es cogido.

**Alarma:** alarma baja y alta.

**Razón:** permite evaluar de manera indirecta la temperatura del fluido trasegado por el equipo, así como la temperatura de éste último. Una temperatura inadecuada de la carcasa de la bomba indica fallo en algún componente interno de la misma y origina fallos en estos y en la puesta en marcha de la bomba.

**P1.2. Temperatura del fluido.** Sensor de temperatura instalada en las bridas de aspiración y de impulsión.

**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** como en el caso precedente, permite la detección de variaciones anómalas en la temperatura del fluido y, por tanto, el funcionamiento deficiente de los componentes internos de las bombas o la presencia de fugas.

**C1.3. Temperatura de la cubierta de las válvulas.** Transmisor de temperatura ubicado en un agujero superficial del componente a monitorizar. La figura 25 (a) muestra un ejemplo de la instalación del detector en dicho elemento.

**Alarma:** alarma alta.

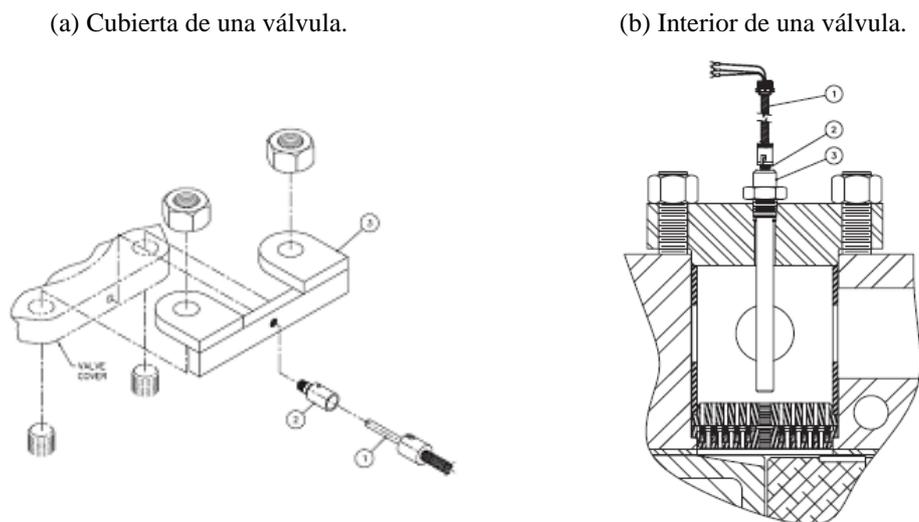
**Razón:** el aumento de la temperatura de las válvulas indica el carácter defectuoso de la misma, ya sea por la presencia de elementos internos en mal estado o por obstrucciones o fugas en sus conductos. Esto se manifiesta no sólo en la temperatura, sino también en su capacidad y en el rendimiento del equipo.

**C1.4. Temperatura del gas (succión y descarga).** Termopar o sensor de temperatura perforado en la cubierta de la válvula, próxima a ésta, con tal de conferir al aparato una velocidad de respuesta rápida y reducir la influencia de las condiciones del medio en la medida. La figura 25 (b) muestra un detalle de la instalación de esta herramienta.

**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** permite evaluar el estado del gas. Se puede combinar con la monitorización de la temperatura de las válvulas y del cilindro para detectar defectos en el funcionamiento de éstos o de uno o varios de sus componentes, así como una lubricación inadecuada y, por ende, el desgaste de los elementos internos de los compresores.

**Figura 25.** Detalle de la toma de temperatura de:



**C1.5. Temperatura de la empaquetadura.** Termopar instalado lo más cerca posible del sello, en las perforaciones dispuestas en la brida de la empaquetadura para tal fin.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** el aumento de la temperatura de la empaquetadura indica problemas en el elemento monitorizado: falta de lubricación, desgaste excesivo y pérdida de refrigeración.

**PC1.6. Temperatura del lubricante de la línea de lubricación.** Termopar con el fin de determinar la temperatura del aceite entrando en el compresor o en la bomba.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** la medición de la temperatura en la línea de lubricación permite detectar posibles variaciones en las propiedades del lubricante (densidad, viscosidad, calor específico, etc.).

**PC1.7. Temperatura del fluido refrigerante de la línea de refrigeración.** Dos sensores de temperatura para la evaluación de la temperatura del fluido refrigerante entrante y saliente del equipo, los cuales son después comparados entre ellos para determinar la transferencia de calor de la máquina.

**Alarma:** alarma alta.

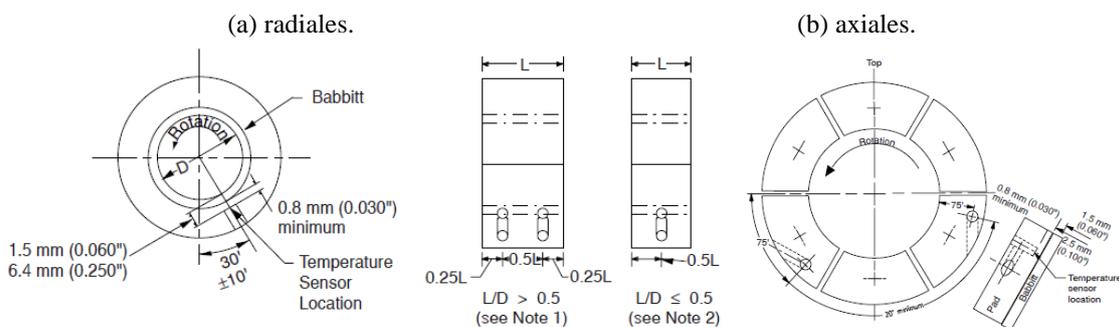
**Razón:** la medición de la temperatura en la entrada y en la salida de la línea de refrigeración permite detectar obstrucciones en la misma a través de un aumento de la temperatura del fluido refrigerante.

**PC1.8. Temperatura de los rodamientos/cojinetes.** Para los rodamientos radiales, bien dos sensores de temperatura a una distancia de  $0,25L$  de la superficie externa del rodamiento si la relación longitud-diámetro del mismo ( $L/D$ ) es mayor a 0,5 bien un solo sensor de temperatura en el centro del rodamiento si dicha proporción no excede de 0,5. Para los rodamientos axiales, un sensor para cada patín activando el rodamiento, separado al menos  $120^\circ$  entre ellos y colocados a una distancia de  $0,25L$  de la superficie externa de éste.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** como en el caso de la temperatura del lubricante en la línea de lubricación, permite detectar variaciones en las propiedades del lubricante contenido en los cojinetes y evitar daños relacionados con el desgaste del material.

**Figura 26.** Ejemplo de disposición de sensores en rodamientos:



### **11.1.2. Medida de la presión.**

La monitorización de la presión en los equipos se efectúa con ayuda de sensores o transmisores de presión y de manómetros, los cuales miden la diferencia entre la presión en el punto considerado y la presión atmosférica.

**P2.1. Presión de aspiración y de impulsión.** Transmisor o indicador de presión colocado adyacente a la pared del conducto de entrada o salida de la bomba y en la línea media horizontal de éste. Además, debe posicionarse sobre una superficie recta con tal de medir de manera precisa la presión estática, teniendo el fluido una velocidad más o menos constante, y evitando la superficie de la tubería, donde la presencia de aire o de partículas pueden distorsionar la medida.

**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** permite comprobar si el equipo opera dentro de los parámetros establecidos por el fabricante, mediante el cual se puede analizar el rendimiento de la bomba, además de confeccionar las curvas características de la misma.

**P2.2. Presión del fluido en la bomba.** Sensor de presión (generalmente un manómetro) instalado sobre el cárter de la bomba para acceder a su interior y realizar la medida.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** la presencia de presiones elevadas locales en el interior de la bomba son indicadoras de zonas donde se producen fugas del fluido de proceso al exterior o a una sección sellada. De este modo, se pretende evitar fallos debidos a la entrada o salida indeseada del fluido.

**C2.3. Presión del gas (succión y descarga).** Dos sensores de presión instalados en la unidad bien de succión bien de descarga al depósito de gas para la determinación de las presiones de succión y de descarga, respectivamente, comparando la medida hecha con la presión atmosférica.

**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** permite la determinación del estado general de ciertos elementos del compresor, en particular de la empaquetadura, del cilindro y de las válvulas de succión y de descarga, en las cuales se obtiene una monitorización más completa haciendo el seguimiento de la variación de la temperatura. Por otro lado, con ello se puede asimismo realizar el seguimiento del perfil de presión interna del cilindro y detectar posibles problemas en la compresión.

**C2.4. Presión de las empaquetaduras.** Sensores de presión instalados en el conjunto de agujeros de las empaquetaduras, con el fin de medir la presión del gas y detectar fugas en los lugares sellados.

**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** un control continuo de la presión interna de cada cámara del compresor permite determinar las tasas de compresión, los valores máximos, la inversión de la carga del

vástago, así como la confección de diagramas P-V y la variación de la presión con respecto al ángulo del cigüeñal.

**C2.5. Carga del vástago del pistón.** Transmisor de presión ubicado sobre el perno de la cruceta, para evaluar las cargas combinadas del gas y la inercia del pistón sobre el vástago.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** la pérdida de la inversión de la carga en el vástago o una carga excesiva en éste supone la rotura del vástago y el fallo de la cruceta.

### 11.1.3. Medida de la posición.

La medida de la posición se efectúa con la ayuda de sondas de proximidad consistentes en una extremidad, un cuerpo, un cable coaxial y un conector, capaces de traducir la distancia entre dos cuerpos en una cierta cantidad de voltaje.

**P3.1. Desalineamiento del árbol motor de la bomba.** Dos sondas de posición dispuestas sobre la superficie del eje, formando un ángulo de 90°.

**Alarma:** alarma alta.

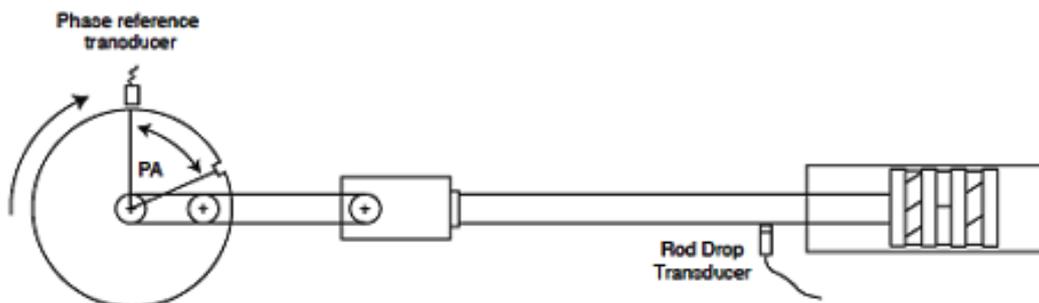
**Razón:** el eje mal alineado de una bomba con respecto al equipo genera vibraciones que pueden inducir el fallo general del equipo, así como el fallo individual de sus componentes (sellos, acoplamientos y rodamientos) y fugas del fluido de proceso.

**C3.2. Desalineamiento del vástago del pistón del compresor.** Dos sondas sin contacto desfasadas 90° de la cubierta de partición. Una tercera sonda es instalada cerca del volante de inercia para dar el valor pico-pico en cada revolución del cigüeñal.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** como en el caso descrito en las bombas, el desalineamiento del vástago produce vibraciones en el equipo y desgaste en elementos tales como la cruceta o las bandas y anillos del pistón. Además, puede producir el fallo del equipo completo.

Figura 27. Instalación para la medida de la caída del pistón.



### **11.1.4. Medida de la velocidad/aceleración.**

La medida de la aceleración y de la velocidad a partir de acelerómetros y de taquímetros, respectivamente, permite la evaluación de las vibraciones sufridas por los componentes del equipo en el desarrollo de sus actividades. Ambos parámetros, aceleración y velocidad, son aptos para el análisis de las vibraciones. No obstante, los acelerómetros tienen una mayor sensibilidad a los golpes e impactos que los transductores de velocidad.

**P4.1. Vibración del eje de la bomba.** Un sensor de posición relativo al cárter y un sensor de vibración posicionado sobre el cárter exterior del equipo.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** las vibraciones en el eje indican problemas de desequilibrio o de desalineamiento del eje con respecto al cárter del equipo, produciendo una transmisión defectuosa del par inducido por el motor.

**C4.2. Aceleración del cárter del compresor.** Para medir vibraciones radiales, dos acelerómetros se colocan sobre la cubierta de los rodamientos radiales. Por otro lado, para las vibraciones axiales los acelerómetros se orientan de manera axial y lo más próximo posible de la cubierta de los rodamientos axiales. No obstante, la ubicación y el número de aparatos de medidas se determinan conjuntamente entre el fabricante y el propietario del equipo.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** la medida de la aceleración permite la detección de golpes tanto internos como provenientes de una fuente externa, así como problemas en el funcionamiento del equipo, relacionados con un nivel de lubricante o de fluido de proceso insuficiente.

**C4.3. Vibración de la cruceta.** Acelerómetros instalados bien en la sección de la cruceta bien en la pieza distanciadora en la dirección vertical, permitiendo la detección de la soltura de la cruceta y el desalineamiento del vástago, respectivamente, a partir de la pulsaciones del equipo.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** permite el análisis del desgaste de la cruceta debido al uso del componente, a la presencia de contaminantes en el entorno de operación, la lubricación deficiente de algún componente del equipo, el estado de fijación de la cruceta y el alineamiento del vástago.

**PC4.4. Vibración de los rodamientos/cojinetes.** Acelerómetros instalados en los agujeros disponibles del revestimiento de los rodamientos, teniendo en cuenta la carga dinámica transmitida a este componente.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** la aparición de vibraciones en los rodamientos con una frecuencia anormal es representativa de un diagnóstico de fallo causado por una distribución incorrecta de la carga, daños en el elemento o la presencia de contaminantes en éste.

**PC4.5. Vibración del motor de alimentación.** Transmisor de vibraciones colocado sobre el cárter del motor con tal de controlar el movimiento excesivo de éste.

**Alarma:** alarma alta.

**Razón:** el motor generando el par que induce el giro del impulsor en las bombas centrífugas y del cigüeñal en los compresores alternativos entra en un estado de vibración cuando opera fuera del rango funcional establecido por el fabricante como, por ejemplo, una velocidad de rotación excesiva.

### **11.1.5. Medida de la fuerza.**

La totalidad de los componentes de un equipo están sometidos a cargas de manera continua. En el caso de un compresor alternativo, el vástago se ve afectado por la acción conjunta de dos fuerzas de naturaleza diferente, teniendo origen en el gas de la cámara de compresión y en la inercia de las masas en movimiento. Por consiguiente, la carga resultante aplicada sobre el vástago se evalúa por la diferencia entre:

**C5.1. Fuerza de inercia.** Es determinada con ayuda del análisis de la aceleración de los componentes alternativos. La masa de inercia es así constituida por los ensamblajes de la cruceta y del pistón y del vástago de éste último, principalmente.

**C5.2. Fuerza del gas.** Calculada a partir de las medidas de la presión en la cabeza del pistón, junto con el área de la sección de ésta, y de la presión en la sección reducida del pistón con su respectiva área.

**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** el exceso de carga aplicada sobre el vástago del pistón puede provocar, en un principio, vibraciones y resultar en el fallo catastrófico del componente con su rotura. Además, la acción producida por el pistón es indispensable en la operación del compresor, ya que una fuerza insuficiente implicaría la pérdida de potencia del sistema y de su rendimiento. Por otro lado, puede medirse el par proporcionado por el compresor o la bomba, permitiendo la determinación de la potencia necesaria para realizar la función de ambos equipos, los datos obtenidos de los cuales hace posible el cálculo de la velocidad de rotación del vástago o eje, así como la detección de anomalías en la máquina.

### **11.1.6. Medida del caudal y del nivel.**

La medida del caudal se realiza con ayuda de caudalímetros dando el valor del fluido que atraviesa una sección específica del equipo. Por otro lado, por lo que concierne el nivel de un lugar particular, éste se determina a partir de la diferencia entre las medidas encontradas con los caudalímetros precedentes.

**P6.1. Caudal transvasado por la bomba.** Caudalímetros instalados en la entrada y en la salida del equipo, cuya diferencia en la medida dada proporciona el valor del caudal transvasado.

**Alarma:** alarma baja y alta.

**Razón:** las bombas tienen un rango de funcionamiento establecido por el fabricante (presión y caudal), fuera del cual el equipo es proclive a sufrir daños. La manifestación más frecuente de ello es la vibración del aparato, aunque también puede ocasionar la rotura de los elementos de la bomba. Por otro lado, la monitorización de este caudal permite hacer el seguimiento de la cantidad de fluido en la bomba y detectar fugas.

**P6.2. Nivel de fluido del depósito de aspiración de la bomba.** Caudalímetros instalados en la entrada y en la salida del equipo, permitiendo determinar el volumen de fluido comprimido por éste. Esta medida se compara con la medida de presión para encontrar una relación entre el caudal y la presión. Una alarma es dada cuando el nivel de fluido en el depósito alcanza valores críticos.

**Alarma:** alarma baja.

**Razón:** relacionado con el parámetro descrito precedentemente, la insuficiencia de un nivel de fluido en la aspiración de la bomba se traduce en la operación del equipo con un caudal inferior a su rango funcional y puede originar tanto vibraciones en la máquina como el desgaste y la rotura de sus componentes.

**PC6.3. Caudal del fluido de la línea de refrigeración.** Caudalímetros instalados en la entrada y en la salida del equipo que, junto con los sensores de temperatura, permiten medir la transferencia de temperatura además de la cantidad de fluido transvasado.

**Alarma:** alarma baja.

**Razón:** la ausencia de fluido de refrigeración origina una deficiencia en el enfriamiento de los componentes del equipo, causando pues el sobrecalentamiento de éstos y propiciando su desgaste y su fallo.

**PC6.4. Nivel de aceite de los rodamientos/cojinetes.** Sensores de nivel instalados en las perforaciones de los rodamientos. No obstante, la lubricación de estos componentes puede revisarse gracias a la monitorización de las vibraciones, ya que una lubricación deficiente implica altas frecuencias de vibración.

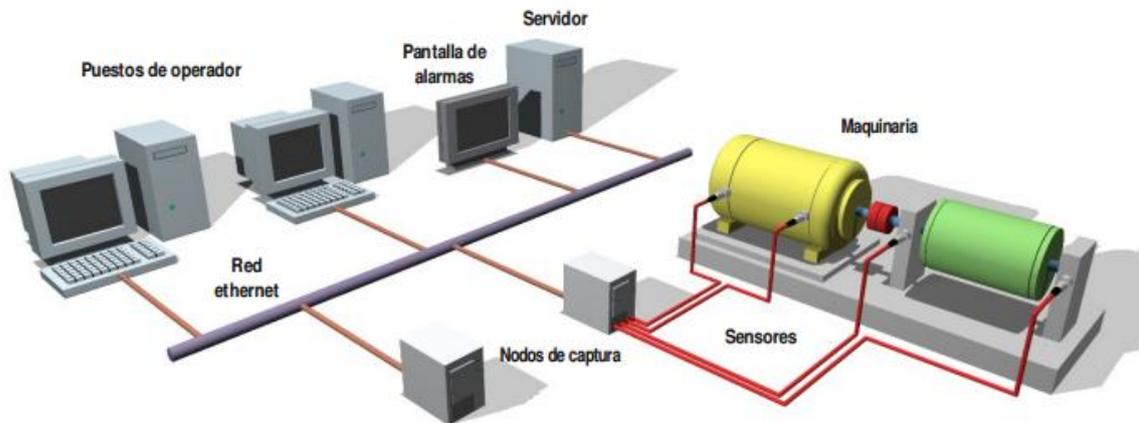
**Alarma:** alarma alta y baja.

**Razón:** la ausencia de lubricante causa desgaste excesivo de los componentes móviles, vibraciones por el contacto entre ellos y sobrecalentamiento de las piezas, al no disponer un medio suficientemente apto para la transmisión generado con el proceso.

## 11.2. Herramientas informáticas.

El sistema de monitorización de los equipos cuenta, aparte de los respectivos sensores instalados en los lugares específicos de éstos, de otros cuatro elementos que, juntos, permiten la comunicación entre los aparatos controlados y los operadores. Estos son: los *gateways* o pasarelas inalámbricas, el Sistema de Control Distribuido (DCS), un sistema de gestión de la información (Sistema PI, Bently Nevada o Prognost) y el software informático.

Figura 28. Esquema de la estructura de monitorización de equipos.



### 11.2.1. Gateway.

También conocido como puerta de enlace, el *gateway* es un dispositivo que funciona de nexo entre los sensores de los equipos y el sistema DCS, donde la información transmitida es verificada y blindada de sistemas externos no compartiendo la misma dirección IP. Junto con ello, los elementos con salida Ethernet ofrecen estándares de seguridad tales como HTTPS (interfaz web de seguridad), SSH (sistema de protección) y VPN (enlace de seguridad). Además, el *gateway* se encuentra continuamente alimentado con el fin de mantener la conectividad y gestionar los datos de la red de manera continua. Así, permite indicar el estado de funcionamiento de los sensores, si éstos están funcionando correctamente o no, las características de los caminos seguidos por las señales hasta el *gateway*, así como la calidad y la intensidad de dichas señales.

### 11.2.2. Sistema de Control Distribuido.

El sistema de Control Distribuido (*Distributed Control System* o DCS) es un sistema informático de control que recibe información de los sensores de los equipos a través de los *gateway*, la cual procesa, almacena y genera como respuesta señales de

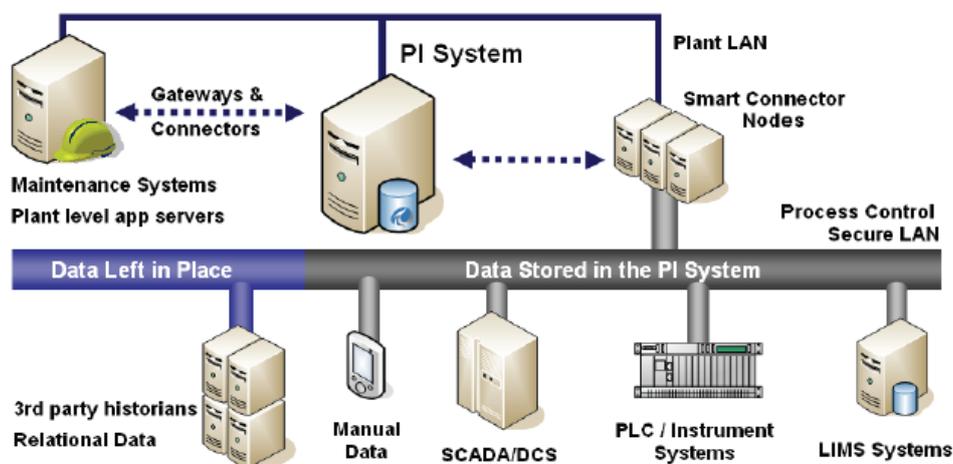
retorno a actuadores para regir el funcionamiento del equipo de acuerdo con las pautas elegidas de antemano. El DCS trabaja con una sola base de datos para la totalidad de señales, variables, elementos gráficos, alarmas y eventos del sistema. Además, los operadores pueden acceder a la información almacenada, presentada en un formato fácilmente comprensible, y trabajar varios de ellos de manera simultánea, sin que ello suponga problemas de versiones. El sistema de control permite obtener información en tiempo real acerca de los procesos, controlar las variables de operación y optimizar el rendimiento de ésta, gracias a la disposición de varios módulos de trabajo y de cálculo.

### 11.2.3. Sistema de gestión de la información.

Tras captar la información mediante los aparatos de medición instalados en los equipos y transmitirla al sistema DCS por el intermediario de una red Ethernet y los *gateways*, los datos son gestionados, analizados y manipulados de tal forma que pueda obtenerse de ellos el diagnóstico más completo, comprensible y eficiente posible que ilustre el estado tanto del funcionamiento de los equipos como de los procesos monitorizados. Existe una gran variedad de herramientas informáticas que hacen posible esta tarea. No obstante, se describen a continuación solamente tres de estos sistemas: el Sistema PI, Bently Nevada y Prognost.

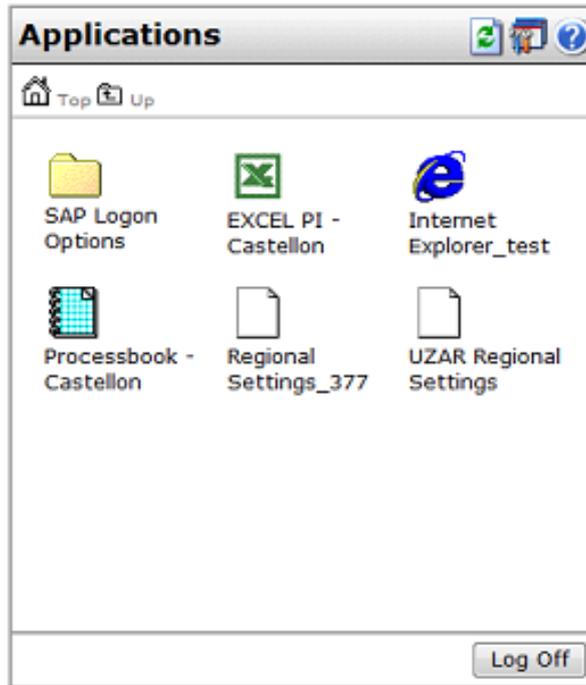
Sistema PI. Sistema desarrollado por la empresa americana OSIsoft para la gestión de grandes cantidades de datos y eventos en tiempo real y la selección, almacén y presentación de las diversas señales recibidas de planta, desde su base de datos, donde la información es guardada. Con ello se pretende, pues, unificar el conjunto de señales provenientes de diferentes fuentes en un sistema sencillo, comprensible y disponible para la totalidad de empleados de la empresa.

Figura 29. Esquema de la arquitectura del PI System.



Dentro del Sistema PI se integran varias aplicaciones y configuraciones que facilitan el desempeño de la monitorización a distancia. Las herramientas que se incluyen y que se muestran en la imagen de la figura 30 son:

**Figura 30.** Aplicaciones del Sistema PI disponibles en la refinería de Castellón.



- *Excel PI*. Herramienta basada en el entorno gráfico de MS Excel, permitiendo acceder a la información almacenada en la base de datos del Sistema PI (PI Data Archive). Esto es hecho mediante la introducción del código de identidad del instrumento de medida o TAG y la especificación de la fecha y hora de la medición que se desea conocer. De este modo, la aplicación accede a la base de datos, busca la información solicitada y la proporciona en la casilla que el usuario del programa establece. Además de la función básica de rastreo de medidas, Excel PI ofrece la posibilidad de crear tendencias y gráficas a partir de estos valores, así como de modificar y recalcular funciones ya existentes en el sistema.
- *Processbook*. Interfaz gráfico que permite la creación de tendencias, esquemas y gráficas dinámicas e interactivas en tiempo real de diferentes áreas de la planta a partir de los datos de los procesos dados en los equipos, obtenidos de la base de datos del Sistema PI (PI Data Archive) o de otras fuentes externas. A su vez, la aplicación puede contener en su seno Processbooks adicionales constituyendo colecciones de datos y variables monitorizados de un equipo o de un grupo de equipos, que pueden compartirse entre los diferentes usuarios de la herramienta y ser accedidas a la vez por varios de éstos. Además de visualizar los procesos en un tiempo dado, permite la comparación de la información monitorizada con

eventos anteriores y evaluar el comportamiento del proceso, lo cual resulta una identificación rápida de los problemas y una actuación rápida ante sucesos críticos.

Bently Nevada. Sistema informático proporcionado por la empresa General Electric dirigido al control de todo tipo de equipos centrífugos y alternativos, tales como las bombas y los compresores. Por un lado, conecta a través de Ethernet con el software System 1, de la misma compañía, y por el otro, a través de los *gateways*, al conjunto de aparatos de medición. Su funcionamiento se fundamenta en un panel presentando una amplia diversidad de módulos o canales capaces de tratar un número importante y variado de señales. System 1 une en un ambiente de supervisión de estado la colección de información proveniente de instrumentos, sistemas de monitorización permanentes, datos introducidos manualmente, así como datos de sistemas de automatización y de control de procesos. Cuando se detecta un funcionamiento o una condición deficiente, System 1 avisa al personal de planta que hay un problema, cómo de grave es y qué hacer al respecto.

Figura 31. Panel característico compuesto de módulos y canales de señales.



Prognost. Sistema automatizado de diagnóstico de maquinaria que incorpora una protección de seguridad y una supervisión en línea del estado de la máquina, siendo diseñado inicialmente para maquinaria alternativa, pero actualmente aplicable a todo tipo de equipos rotativos. Como las demás herramientas definidas precedentemente, permite el registro y análisis de señales en tiempo real, además de la detección de fallos en el equipo durante su fase inicial indicando qué componentes del aparato se ven afectados, su ubicación y la extensión del daño a través de mensajes de texto, de tal forma que se evitan daños críticos en el funcionamiento y el desempeño del proceso y se llevan a cabo las correspondientes medidas de mantenimiento correctivo. Asimismo, es capaz de parar el equipo afectado en aquellos casos necesarios de manera rápida y segura, sin que tenga lugar una parada involuntaria o no deseada por parte de los operadores. Por otro lado, Prognost utiliza un procesamiento de señales especializado para evitar falsas alarmas causadas por fallos en el hardware o de origen eléctrico, como son los casos de cables sueltos o rotos.

#### **11.2.4. Software informático.**

Herramienta que debe servir como medio de lectura tanto de las variables monitorizadas como de la información básica de los equipos controlados por parte de operadores en la Sala de Control y en el Departamento de Mantenimiento. Además, debe de facilitar la identificación y el análisis de los modos de fallo del sistema de manera rápida, precisa y fiable, verificando aquellos valores fuera del rango de funcionamiento habitual del equipo mediante el uso de ciertos mecanismos: construcción de gráficos, comparación de variables o selección de variables en un instante específico, pudiéndose conectar, asimismo, con los tres sistemas de gestión de la información descritos con anterioridad.

### **12. Aspecto preventivo.**

La parte preventiva de la estrategia de mantenimiento recoge aquellas acciones planificadas y desempeñadas por los operarios en los equipos durante una frecuencia de tiempo establecida de antemano a partir de la criticidad dada al equipo, a sus componentes o al proceso efectuado por éste. La consideración de la gama de actividades de mitigación posibles, junto con un criterio personal acertado acerca del carácter crítico del sistema y la comprensión del funcionamiento de los equipos estudiados, permite pues establecer un plan de mantenimiento preventivo efectivo, que se detallará en los puntos que siguen.

#### **12.1. Tareas de mantenimiento.**

Las técnicas de mantenimiento se pueden agrupar principalmente en siete grupos en función de su naturaleza y de los recursos que se emplean en ellas. La combinación adecuada de todas estas actividades y su adaptación al equipo tratado hace posible la elaboración de un plan de mantenimiento básico. Se definen así las siguientes tareas de mantenimiento:

**T1. Inspección visual.** Observación del equipo con el fin de identificar los problemas detectables ya sea con un golpe de vista o con cualquier otro sentido (tacto, olor, audición, etc.) o con ayuda de un equipo no especializado. Se consideran aquí dos tipos de controles. Por un lado, se halla la detección de ruidos y de vibraciones anormales, así como de fugas, ya sea de gas, de agua de refrigeración, de lubricante o de cualquier tipo de fluido proveniente de una línea auxiliar (nitrógeno). Por otro lado, se tiene la observación y la verificación del estado general del equipo; se incluyen en este caso el apriete de sus componentes, la medición del desplazamiento relativo entre ellos y la evaluación de su estado superficial, tal como signos de corrosión, erosión o de desgaste.

Las inspecciones visuales suponen en general un coste bajo con respecto a las demás acciones de mantenimiento.

**T2. Análisis del lubricante.** El análisis del lubricante del equipo aporta información sobre el deterioro de dicho fluido, así como de la entrada de contaminantes y la presencia de partículas de desgaste en el lubricante, indicando la naturaleza de los fallos actuando en éste. Además, permite la determinación de los parámetros del fluido analizado, a partir de los cuales se puede saber si sus propiedades han variado con respecto a la última revisión y qué ha originado tal cambio. Algunos parámetros medidos son: el índice de detracción química, la constante dieléctrica, el porcentaje de agua en el lubricante, el indicador de partículas no-férricas y la viscosidad del lubricante. Como en el caso de las inspecciones visuales, la evaluación de los lubricantes supone una medida rentable.

**T3. Verificación del funcionamiento con instrumentos del propio equipo.** Toma de datos del funcionamiento del equipo con ayuda de los medios disponibles. Un ejemplo de ello es la verificación de las alarmas o la medida de los valores de presión, de temperatura o del nivel de vibraciones en ciertos lugares del equipo, para los cuales se precisa determinar con anterioridad el rango de valores describiendo un funcionamiento normal, fuera del cual se requiere intervenir siguiendo un plan de mantenimiento detallado.

**T4. Verificación del funcionamiento con instrumentos externos al equipo.** Determinación y verificación de las condiciones de funcionamiento del equipo con la ayuda de medios no conectados a permanencia con éste, contrariamente al caso anterior. Se distingue entre dos tipos de ensayos: aquéllos efectuados con instrumentos simples (taquímetros, vibrómetros, etc.) y aquéllos hechos con instrumentos más complejos (detección de fugas por ultrasonidos, termográficas, analizadores de vibraciones, etc.).

**T5. Tareas condicionales.** Conjunto de acciones realizadas en un equipo que dependen del estado en que se encuentra y que no son necesarias si éste no da signos de un funcionamiento deficiente. Las actividades de mantenimiento incluidas en esta categoría son la limpieza condicional del equipo, si éste da indicios de estar sucio; el recambio condicional de piezas, si después de un control o de una verificación se evalúa la necesidad de reemplazar elementos; y la regulación condicional de las piezas, si los componentes del equipo presentan el desajuste de uno o de más de sus parámetros.

**T6. Tareas sistemáticas.** Conjunto de acciones realizadas en el equipo después de una cierta cantidad de horas de haberlo puesto en funcionamiento o después de un cierto tiempo, sin importar en qué estado se encuentra. Las actividades de mantenimiento que se incluyen en esta categoría son la limpieza del equipo y de sus componentes, el recambio de piezas y la regulación de éstas. Ciertas empresas de maquinaria rotativa constan de inspecciones periódicas consistentes en tareas sistemáticas realizadas en función del número de horas funcionales del sistema en un tiempo determinado, cada



modos de fallo del equipo es la posibilidad de romper con este modelo establecido en la refinería y poder adaptarse plenamente a las características y tendencias del equipo por lo que respecta a la tasa de fallo de sus piezas.

## **12.2. Frecuencia de las tareas de mantenimiento.**

Con las tareas de mantenimiento definidas, se procede a la determinación de la periodicidad con la que se efectúan estas actividades. Para ello, tres métodos son posibles, según los recursos disponibles.

Método 1: datos históricos. Determinación de la tasa de fallo del equipo, sin que haya interferencia alguna con éste por parte de los operadores, a partir de datos históricos dando la frecuencia con la que se producen los fallos en el sistema y mediante el uso de técnicas estadísticas. La precisión de este método depende del número de valores escogido para el análisis. La frecuencia resultante es así presentada en función del coste del fallo, así como del coste que suponen las tareas de mantenimiento (mano de obra, materiales y pérdida de la producción durante las intervenciones).

Método 2: función matemática. Determinación de la frecuencia de las acciones correctivas con la ayuda de una función matemática permitiendo predecir la vida útil de la pieza y así pues los instantes donde la probabilidad de tener un fallo es más importante (ver figura 24, representando una curva genérica de fiabilidad de un componente). Esta estrategia es especialmente aplicada en la evaluación de la vida funcional de ciertos componentes en los equipos, tales como los cojinetes o los rodamientos.

Método 3: Opinión de expertos. Determinación subjetiva de la frecuencia de fallo de los equipos y del intervalo de las actividades de mantenimiento, basada en la experiencia de los operadores que trabajan con los equipos estudiados. Este método se aplica cuando no se dispone de ningún dato histórico acerca de los fallos en las piezas o de las intervenciones en ésta. Asimismo, su uso se prioriza cuando tampoco se tiene una función matemática que describa el comportamiento de los componentes afectados. Aunque sea el enfoque menos preciso, es, no obstante, el más utilizado hoy en día en las empresas.

La frecuencia de las tareas de mantenimiento derivada del estudio de la periodicidad de los fallos puede ser: durante cada turno de los operadores, semanal, mensual, trimestral, semestral, anual o cada cierta cantidad de años u horas de funcionamiento del equipo. Un factor teniendo una influencia importante en la elección de dichas frecuencias es el aspecto económico. En efecto, aquellas actividades con un coste reducido tales como las inspecciones visuales o el análisis de los fluidos de proceso o de los sistemas auxiliares al equipo, por ejemplo, serán hechas con una

frecuencia más regular que aquellas tareas implicando un coste mayor, como es el caso de las paradas, que suponen pérdidas más significativas por lo que respecta al coste de las operaciones.

Debido a la variedad de modos de fallo y efectos de fallo propuestos en los apartados 8.1. y 8.2. para las bombas centrífugas y los compresores alternativos, respectivamente, y en el apartado 8.3., se ha optado por aplicar un criterio basado en los métodos 1 y 3 descritos en este punto, esto es, se ha empleado los históricos de averías e intervenciones disponibles de los diferentes equipos para tener una idea clara de cuáles son los aspectos que resultan más críticos y recurrentes en los sistemas estudiados en este informe, para después emplear un criterio más personal en la inferencia de la frecuencia de fallo. Todo ello se refleja en la elección de los índices de ocurrencia presentados en las correspondientes tablas causa-efecto de los componentes de dichos equipos y, en última instancia, en el riesgo  $R$  del modo del mismo.

### **12.3. Propuesta de plan de mantenimiento preventivo.**

A continuación se presentan las listas de actividades de mantenimiento propuestas para su implantación en las bombas centrífugas y en los compresores alternativos en sendas tablas. No obstante, hace falta recalcar el carácter general de las mismas y la necesidad de un estudio más exhaustivo e individualizado de los equipos para tener un plan más particular y adaptado a un solo sistema, caracterizado por unos determinados parámetros y unas condiciones de operación específicas. Además, a lo indicado en los apartados que siguen, se incluyen las siguientes tareas complementarias:

- Modificaciones en las instrucciones de operación y de mantenimiento existentes.
- Modificaciones en el diseño de los equipos. Un ejemplo de ello es la actualización de los planes API de sellado obsoletos en las bombas centrífugas o la redistribución del sistema de conductos del fluido refrigerante.
- Formación periódica de los operadores acerca de las actividades a implantar, de las normas de seguridad seguidas en planta o de las características, comportamiento y configuraciones de los equipos.

### **12.3.1. Bombas centrífugas.**

Los grupos de componentes mostrados en la tabla 27 del plan de mantenimiento de la bomba centrífuga hacen referencia a:

1. Ensamblaje del cárter.
2. Acoplamiento.
3. Ensamblaje del impulsor.
4. Rodamientos.
5. Sello mecánico.
6. Eje.
7. Soporte.
8. Sistema de lubricación.
9. Sistema de refrigeración.
10. Juntas.

### **12.3.2. Compresores alternativos.**

Los grupos de componentes mostrados en la tabla 28 del plan de mantenimiento del compresor alternativo hacen referencia a:

1. Ensamblaje del cárter.
2. Cigüeñal.
3. Volante de inercia.
4. Rodamientos.
5. Biela.
6. Pernos y tuercas.
7. Cruceta.
8. Pieza distanciadora.
9. Ensamblaje de las empaquetaduras.
10. Cilindro.
11. Ensamblaje del pistón.
12. Ensamblaje del vástago.
13. Acoplamiento.
14. Ensamblaje del soporte.
15. Pernos de anclaje.
16. Conjunto de válvulas.
17. Sistema de lubricación.
18. Sistema de refrigeración.

Por lo que respecta a la periodicidad de las acciones de mantenimiento de las tablas 27 y 28, ésta se indica mediante la combinación de una cifra y de una letra, el conjunto del cual indica la unidad temporal considerada (dada por la letra) y la cantidad de dicha unidad transcurrida entre una misma tarea de mantenimiento. Las letras que se presentan en este código breve son tres: S (*shift*) o turno del operador, W (*week*) o semana y M (*month*) o mes. Así, se tiene el caso de 1S, refiriéndose a una actividad hecha una vez durante cada turno de operadores, o 12M, aludiendo a una operación que tiene lugar con una periodicidad de doce meses.

### **12.3.3. Instrumentación.**

Aunque no aparezca mostrada en las tablas del plan de mantenimiento de las bombas y de los compresores, se deben especificar las tareas que deben llevarse a cabo en la instrumentación instalada en los equipos, responsable de desempeñar la monitorización de sus operaciones. Éstas se fundamentan en dos tipos de actividades. Por un lado, la inspección de daños tanto en el aparato de medición como en la instalación del mismo, efectuada cada dos años y, por el otro, la calibración del instrumento, cada tres años. Además, se proponen ciertas tareas adicionales, tales como la verificación de la medida de un cierto instrumento con la ayuda de un aparato midiendo el mismo parámetro o la limpieza de aquellos puntos del equipo donde se colocan los transmisores, debido a que la presencia de suciedad en el entorno puede perturbar la señal de medida. Con ello se pretende no sólo evitar la aparición de fallos en el sensor sino también en el cableado, debido a un circuito abierto, cortado o conectado a tierra.

**Tabla 27.** Plan de mantenimiento preventivo para las bombas centrífugas.

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	1M	3M	6M	12M	Overhaul	
1	Carcasa de los rodamientos	Inspección visual de las bridas para signos de pernos rotos o fugas.		X						
		Comprobación de la sujeción de la instrumentación.							X	
		Comprobación del estado del serpentín refrigerante y limpieza si necesario.	X							
		Comprobación de que las medidas anticongelamiento están en orden.						X		
	Junta	Inspección visual de la junta.	X							
	Cárter	Inspección visual del cárter para signos de erosión y corrosión.								X
		Inspección de la bomba para signos de fugas.	X							
		Comprobación del espesor del cárter.								X
		Comprobación de las dimensiones de los anillos no metálicos para que tengan en cuenta la expansión térmica.								X
	Cojinete	Comprobación de los canales del difusor para signos de suciedad.								X
		Termografía para comprobar el perfil de temperatura en la línea de impulsión.				X				
		Inspección de signos de suciedad en el ensamblaje del sello y depósitos en la cámara de sellado.								X
2	Acoplamiento	Comprobación de las dimensiones de los anillos no metálicos para que tengan en cuenta la expansión térmica.							X	
		Análisis de las vibraciones.				X				
3	Impulsor	Comprobación del alineamiento del acoplamiento.							X	
		Análisis de las vibraciones.				X				
		Observación y escucha de cavitación en la bomba.	X							
	Anillos de desgaste	Inspección del impulsor para signos de corrosión.							X	
		Comprobación de las dimensiones de los anillos de desgaste no metálicos.							X	
		Inspección visual del impulsor para signos de erosión.							X	
4	Rodamientos	Inspección de los anillos de desgaste para signos de rozamiento y desgaste.							X	
		Comprobación de la dureza del material de los anillos de desgaste.							X	
		Análisis de las vibraciones.				X				
4	Rodamientos	Comprobación del nivel de aceite en la carcasa de los rodamientos.	X							
		Verificar todas las conexiones a tierra.	X							

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	1M	3M	6M	12M	Overhaul
4	Rodamientos	Comprobación de la presión y de la temperatura del suministro de aceite.	X						
		Comprobación del estado de los anillos de aceite.	X						
		Cambio del aceite de la carcasa de los rodamientos.					X		
5	Sello mecánico	Inspección de fugas en el área de sellado.	X						
		Comprobación del estado del árbol motor.							X
		Limpieza del área de sellado.							X
		Análisis de las vibraciones.				X			
		Comprobación del estado de los componentes constituyentes del sello.							X
		Inspección de signos de corrosión, erosión y desgaste en el sello.							X
		Comprobación de la temperatura de operación con un perfil termográfico.					X		
6	Eje	Inspección de las tuberías por signos de fluido de proceso en las juntas.		X					
		Análisis de las vibraciones.				X			
7	Placa base	Comprobación del estado del eje.							X
		Revisión de zonas blandas en la placa base al colocar equipos.							X
		Inspección de la estructura para vibraciones excesivas.				X			
		Revisión de corrosión o daño mecánico en los apoyos del equipo y en la placa base al colocar equipos.							X
		Inspección de la placa base para movimiento excesivo.		X					
		Comprobación del estado de los apoyos del equipo.							X
	Inspección visual de la placa base para signos de grietas u otros daños.			X					
Pernos de anclaje	Inspección de la integridad del suelo.						X		
Cimientos	Inspección visual de los pernos de anclaje.		X						
	Inspección de la estructura para vibraciones excesivas.				X				
8	Aceite	Inspección visual para signos de grietas, erosión, corrosión y otros daños en los cimientos.					X		
		Comprobación del nivel de aceite.	X						
	Análisis del lubricante.					X			
	Tuberías	Inspección visual de las tuberías.			X				
		Comprobación de la alineación de las superficies de contacto de las tuberías.						X	
Bomba de aceite	Comprobación del estado de la bomba de aceite.			X					

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	1M	3M	6M	12M	Overhaul
8	Depósito de aceite	Inspección visual del depósito de aceite.		X					
9	Intercambiador de calor	Inspección y limpieza del intercambiador de calor.							X
	Tuberías	Comprobación del estado de las tuberías.	X						
	Bomba de agua	Comprobación del estado de la bomba de agua.	X						
		Análisis de las vibraciones.				X			
	Depósito de agua	Comprobación del estado del depósito de agua.	X						
Comprobación del estado de los componentes internos del depósito de agua.								X	
		Comprobación del nivel, de la presión y de la temperatura del fluido refrigerante.		X					
10	Juntas de las bridas	Comprobación de la alineación de las superficies de contacto de las bridas.							X

**Tabla 28.** Plan de mantenimiento preventivo para los compresores alternativos.

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	3W	1M	6W	3M	12W	6M	12M	18M	24M	36M	60M	120M	Overhaul	
1	Cárter	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante) en el cárter y sus conexiones.												X				
		Inspección área del equipo para signos de fuga de lubricante.	X															
		Análisis del lubricante.								X								
	Calentador cárter	Comprobación del estado del calentador del cárter.	X															
Inspección de daños.												X						
2	Cigüeñal	Comprobación del estado de los elementos unido al cigüeñal y conexiones. Comprobación del desgaste y diámetro del vástago.												X				
		Apriete de pernos y tuercas.												X				
		Verificar operación del sistema de lubricación.	X															
		Análisis del lubricante.								X								
3	Volante de inercia	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante) en el volante de inercia y sus conexiones.												X				
4	Rodamientos	Análisis del lubricante. Detección de partículas. Determinación del número TAN.						X										
		Verificar todas las conexiones a tierra.	X															
5	Biela	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante) en el vástago y sus conexiones.												X				
6	Pernos y tuercas	Inspección visual, comprobación de su soldadura y apriete si necesario.			X													
		Recambio de todos los pernos, tuercas y elementos de conexión.															X	
7	Cruceta	Inspección visual y ensayo no destructivo (ultrasonidos) en la cruceta, el vástago del pistón y en las perforaciones												X				
		Análisis del lubricante. Detección de partículas. Determinación del número TAN.						X										
8	Pieza distanciadora	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante) en la pieza distanciadora, elementos unidos a ella y conexiones.											X					

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	3W	1M	6W	3M	12W	6M	12M	18M	24M	36M	60M	120M	Overhaul	
8	Pieza distanciadora	Verificación del flujo de purga del rotámetro de flujo de nitrógeno en el panel de purga.	X															
9	Rascador de aceite	Inspección, comprobación y medida de las dimensiones y alineamiento del vástago.										X						
		Análisis del lubricante								X								
		Comprobación del estado de los anillos del rascador de aceite.										X						
		Recambio de los anillos del rascador de aceite.												X				
		Verificación del flujo de purga del rotámetro de flujo de nitrógeno en el panel de purga.	X															
	Inspección de los conductos de purga y de lubricación por fugas.	X																
	Empaquetadura intermedia	Verificación del flujo de purga del rotámetro de flujo de nitrógeno en el panel de purga.	X															
		Inspección, comprobación y medida de las dimensiones y alineamiento del vástago.											X					
		Análisis del lubricante.									X							
		Comprobación del estado de los anillos de la empaquetadura.										X						
Recambio de los anillos de la empaquetadura.													X					
Inspección de los conductos de purga y de lubricación por fugas.	X																	
10	Cilindro	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante) del cilindro, elementos unidos a él y conexiones.												X				
		Comprobar nivel de anticongelante en agua de refrigeración.										X						
		Limpieza																
		Comprobación del estado de las válvulas, muelles y asientos.					X											
		Comprobación de la operación y ausencia de fugas.					X											
		Recambio de todos los sellos.											X					
Inspección de fugas.	X																	
11	Pistón	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante) del pistón y conexiones.												X				

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	3W	1M	6W	3M	12W	6M	12M	18M	24M	36M	60M	120M	Overhaul	
11	Pistón	Inspección de la tuerca del pistón y de las superficies de contacto entre el vástago y la tuerca.												X				
	Bandas y anillos del pistón	Inspección de la banda o anillo, medida y registro del juego.			X													
		Inspección del pistón y recambio de todas bandas o anillos. Análisis del lubricante.						X				X						
12	Vástago	Inspección visual y ensayo no destructivo (tinte penetrante), del vástago y conexiones.										X						
		Inspección, comprobación y medida de las dimensiones y alineamiento del vástago.										X						
	Tuerca del vástago	Inspección de la tuerca de la cruceta y apriete si necesario.			X													
		Inspección de la cruceta y de la tuerca del pistón y ensayo no destructivo (tinte penetrante). Recambio de la tuerca del vástago y cruceta.												X			X	
13	Acoplamiento	Análisis de las vibraciones.						X										
		Engrase del elemento.								X								
14	Placa base	Revisión de zonas blandas en la placa base al colocar equipos.															X	
		Inspección de la estructura por vibración excesiva.						X										
		Revisión de corrosión o daño mecánico en los apoyos del equipo y en la placa base al colocar equipos.																X
		Comprobación del estado de los apoyos del equipo.																X
		Comprobación del estado de los pernos de anclaje.																X
		Inspección del movimiento de la placa base con respecto del suelo.																X
		Inspección de la integridad del suelo.										X						
	Comprobación de la existencia de juegos permitiendo expansión térmica.																X	
Cimientos	Inspección de la estructura de vibración excesiva.							X										
	Inspección visual por grietas, signos de erosión y corrosión o cualquier otro tipo de daño en los cimientos.										X							
15	Pernos de anclaje	Inspección visual de los pernos de anclaje.		X														

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	3W	1M	6W	3M	12W	6M	12M	18M	24M	36M	60M	120M	Overhaul	
15	Pernos de anclaje	Inspección visual, comprobación de su soldadura y apriete si necesario.			X													
16	Válvula de alivio	Comprobación del apriete de las bridas.												X				
		Inspección visual de la válvula.	X															
	Válvula de control	Limpeza de los elementos internos.																X
		Comprobación del estado de los elementos internos y recambio si necesario.																X
		Comprobación del apriete de las bridas.													X			
	Válvula N <sub>2</sub>	Inspección visual de fugas.	X															
		Verificación de la presión en los rotámetros en el panel de purga.	X															
		Inspección visual de fugas.	X															
17	Enfriador de aceite	Inspección y limpieza del intercambiador de aceite.										X						
		Inspección del enfriador y del área de operación.	X															
	Bomba de aceite	Comprobación del estado de la bomba de aceite.	X															
		Análisis de las vibraciones.						X										
		Cambio a la bomba en <i>standby</i> y observación de la respuesta.										X						
	Motor de la bomba	Inspección de fugas.	X															
		Análisis de las vibraciones.						X										
		Cambio a la bomba en <i>standby</i> y observación de la respuesta.										X						
		Inspección de daños.											X					
	Tuberías	Comprobación estado de las tuberías.	X															
	Bridas	Comprobación del alineamiento de las superficies de contacto.																X
	Juntas	Inspección del área de proceso por fugas.	X															
	Aceite	Comprobación del nivel de aceite.	X															
Análisis del lubricante.							X											
18	Depósito de agua	Inspección visual del depósito.		X														
		Análisis del líquido refrigerante.								X								
	Calentador del depósito	Comprobación del estado del calentador.	X															
Inspección de daños en el calentador.													X					

Grupo	Pieza	Tarea	1S	1W	3W	1M	6W	3M	12W	6M	12M	18M	24M	36M	60M	120M	Overhaul	
18	Enfriador de agua	Inspección y limpieza del intercambiador de calor.										X						
		Inspección del enfriador y del área de operación.	X															
	Bomba de agua	Comprobación del estado de la bomba de agua.	X															
		Análisis de las vibraciones.						X										
		Cambio a la bomba en <i>standby</i> y observación de la respuesta.										X						
	Motor de la bomba	Inspección de fugas.	X															
		Análisis de las vibraciones.						X										
		Cambio a la bomba en <i>standby</i> y observación de la respuesta.										X						
	Tuberías	Inspección de daños.											X					
	Tuberías	Comprobación estado de las tuberías.	X															
	Bridas	Comprobación del alineamiento de las superficies de contacto.																X
	Juntas	Inspección del área de proceso por fugas.	X															
Filtro	Limpieza del filtro.		X															

## **12.4. Acciones adicionales.**

Los planes de mantenimiento preventivo propuestos en el punto anterior se completan con la especificación de ciertas acciones intrínsecamente relacionadas con el mantenimiento de los equipos; éstas son: la preparación previa a la realización de una parada, el arranque y la parada de los aparatos, el ensamblaje y desmontaje de las piezas y la verificación de las tolerancias.

### **12.4.1. Preparación para mantenimiento.**

Antes de iniciar cualquier tipo de actividad es obligatorio repasar todas las medidas de seguridad que se llevarán a cabo antes, durante y al finalizar el período de mantenimiento, así como las prácticas que se van a llevar a cabo y su repartición entre el equipo responsable de desempeñarlas.

La preparación de un equipo para su mantenimiento, en el caso aquí presentado una bomba y un compresor, parte del aislamiento de la unidad del equipo considerado y la despresurización y purga del mismo. Este aislamiento se culmina entonces con la retirada del acoplamiento de la unidad transmisora del par. Asimismo, deben colocarse recipientes en ciertos lugares acordados del equipo para la recogida de cualquier resto de lubricante o de fluido que aún quede en la máquina y que pueda salir de ella con el desmontaje de sus piezas; algunos equipos están provistos de un tapón de drenaje para tal fin. Con ello, se verifica finalmente que todo tipo de herramienta empleada en la extracción del equipo de la unidad esté en condiciones óptimas.

### **12.4.2. Arranque y parada del equipo.**

La puesta en marcha de una bomba centrífuga requiere de la realización de ciertas comprobaciones previas constatando su correcto funcionamiento. De este modo, se revisa manualmente si es capaz de girar sin dificultad alguna y si el sentido de rotación del motor es el correcto y se adecúa al de la bomba. Igualmente, se comprueba el estado de las líneas y elementos auxiliares conectados al equipo y de los cierres, así como el nivel de aceite en los cojinetes y demás partes móviles. Con ello se procede entonces a cerrar la válvula de impulsión y abrir completamente la de aspiración, que llenará la carcasa de la bomba de fluido de operación (la puesta en marcha con la carcasa vacía puede provocar sobrecalentamiento del equipo), al mismo tiempo que se purga con el fin de evitar la formación de condensados, y se revisa en todo instante el estado de lubricación de las piezas. Finalmente, la bomba se pone en marcha hasta alcanzar la presión normal de operación, a partir de la cual la válvula de impulsión se abre nuevamente y se asegura que dicho valor de presión se mantiene. Esta última

acción debe realizarse con una velocidad tal que se evite la producción de pulsaciones y pérdidas de succión.

En la parada de una bomba centrífuga se parte del cierre de la válvula de impulsión, que reduce la carga del motor y así la tasa de bombeo, y acto seguido se detiene el elemento accionando el equipo: el motor o, en ocasiones, una turbina. La bomba se deja llena de fluido de operación, siempre y cuando no tenga éste un alto punto de congelación o viscosidad, para cuyo caso el fluido se purga. No obstante, si la parada de la bomba tiene como objetivo el desempeño de algún tipo de reparación, todas las válvulas de bloqueo de cierran y la bomba se vacía.

De manera análoga a como se procede con las bombas centrífugas, en el arranque de los compresores alternativos se empieza por la comprobación del estado del motor, de las válvulas y de los elementos auxiliares del equipo, así como del nivel de aceite de los componentes móviles y de la temperatura del equipo, que debe mantenerse en el intervalo indicado por el fabricante; si ciertos componentes no estuvieran adecuadamente lubricados, se requeriría una lubricación previa de éstos. La capacidad del compresor se reduce entonces a 0 y las válvulas de drenaje y de venteo se cierran. Así, se arranca primeramente el motor principal del equipo mientras se revisa la presión y la temperatura del lubricante y se regula la temperatura de la línea de refrigeración para evitar la condensación del fluido de operación. Finalmente, se procede a aumentar la capacidad del equipo según la secuencia previamente establecida y se comprueba una última vez las presiones de succión y de descarga.

En la parada de un compresor alternativo se reduce gradualmente la carga del equipo bien a través de la apertura de válvulas en una línea de *bypass* o por medio de los métodos descritos en el apartado 5.3.3. (control de la capacidad). Si por el contrario no se reduce la carga, se necesitaría de un suministro adicional de lubricante para mantener una presión de lubricación suficiente. Seguidamente, el motor se para y, tras un tiempo determinado dado por el fabricante del equipo se para también la circulación del líquido refrigerante y del lubricante. Si el equipo fuera a permanecer en un estado parado durante un tiempo prologado, se recomienda la purga de los elementos internos con un gas inerte y seco, como nitrógeno, para protegerlos de la corrosión.

### **12.4.3. Desmontaje y ensamblaje de las piezas.**

El desmontaje de los dos tipos de equipos aquí tratados parte de un mismo proceso sistemático consistente en la retirada de todas las conexiones auxiliares pertenecientes a la lubricación, refrigeración u otros sistemas como los de venteo o drenaje y, como indicado previamente, también de todo enlace con el motor de accionamiento, esto es, el acoplamiento. A partir de este punto, la metodología seguida cambia. Por un lado, en el caso de las bombas centrífugas, se desmonta el equipo quitando los tornillos que lo fijan a la bancada y se procede a sacar la bomba de la

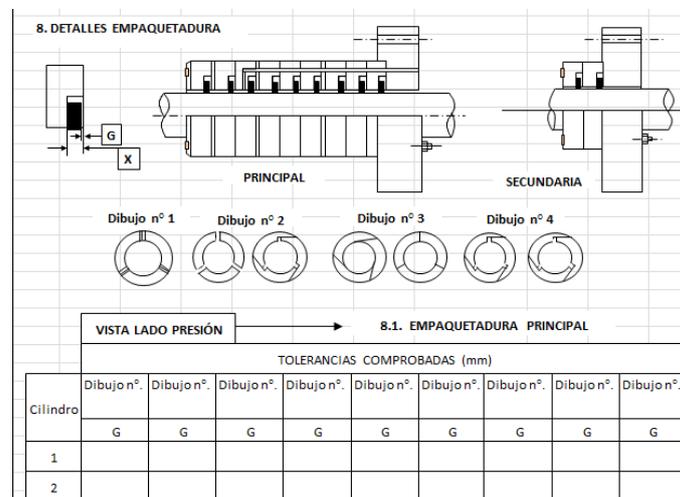
instalación prestando especial cuidado de no dañarla. Por el contrario, en un compresor alternativo se extraen los pernos de la cubierta del cilindro y dicha cubierta se retira para permitir el acceso al pistón y, retirándolo con el procedimiento pertinente, proporcionar al compresor un estado de accesibilidad que haga posible su revisión. En ambos casos, las instrucciones e indicaciones para la retirada de elementos específicos son concretadas por el fabricante de los equipos.

Previo al montaje de los equipos, se comprueba el estado de las piezas desmontadas, se verifica la integridad de las mismas y se limpian con los productos adecuados antes de ser coladas en sus respectivos lugares siguiendo, como en el caso del desmontaje, los procedimientos dados por el fabricante. El montaje definitivo del equipo se realiza entonces de manera contraria a como se procedió con el desmontaje, prestando especial atención a la colocación de los componentes y el apriete de éstos y evitando todo tipo de daños que puedan provocarse por su impacto con algún otro elemento. Si fuera necesario el recambio de alguna pieza, se recomienda el empleo de un repuesto original y, en caso de no disponer uno, de uno que compatible con el correspondiente original.

#### 12.4.4. Verificación de las tolerancias.

La tolerancia corresponde al intervalo de valores conteniendo la magnitud de una dimensión. Los instrumentos que se pueden emplear para su medida son varios; desde aparatos simples como el pie de rey hasta más complejos como un palpador, disponiendo este último de una base magnética que se fija en un punto de referencia sólido y el cual emite una señal que es captada por el palpador desplazándose por la superficie del elemento medido. No obstante, la geometría de la pieza y su ubicación con respecto al conjunto del equipo determinan la estrategia seguida con el uso de la instrumentación.

Figura 33. Plantilla para la medición de tolerancias en las empaquetaduras.



La medida y verificación de las tolerancias de los equipos constituye el último paso en el proceso de mantenimiento, siguiendo a la etapa de montaje de las piezas. Esto es así ya que la toma de las tolerancias características de los componentes permite comprobar si se ha realizado correctamente el ensamblaje y, en caso afirmativo, evitar problemas relacionados con el desalineamiento de las piezas, tal como son las vibraciones excesivas. Así pues, debes verificarse que se cumplen las tolerancias especificadas por el fabricante de la pieza o del equipo. Especialmente importantes son las tolerancias existentes en los cojinetes, en las empaquetaduras y en aquellas piezas en contacto con la carcasa o cárter del equipo.

## **Parte VI**

### **Viabilidad**

## **14. Viabilidad del proyecto.**

En los puntos que siguen se presenta la viabilidad técnica, económica y legal del proyecto expuesto en este informe. De este modo, se pretende demostrar la posibilidad de llevar a cabo dicho proyecto y su futura implantación en la refinería de BP Oil España, S.A.U., partiendo de los recursos disponibles, las normativas vigentes en el contexto industrial actual y los efectos en el equipo y en la empresa en un tiempo dado.

### **14.1. Viabilidad técnica.**

La viabilidad técnica del proyecto tiene en cuenta la disponibilidad y utilización de la maquinaria, instrumentación y herramientas informáticas necesarias para la aplicación de la totalidad de las actividades descritas en esta memoria, así como la capacidad de la empresa a emplear dichos instrumentos y técnicas, sin que ello derive en el cese de las actividades por falta de recursos, mala planificación de las tecnologías y métodos o algún otro problema de naturaleza dispar.

Como se ha propuesto en los apartados precedentes, el único requisito para la implantación de la metodología aquí expuesta es la adquisición del conjunto de instrumentación instalada directamente en los equipos a monitorizar, así como los aparatos adicionales para controlarlos a distancia: los *gateways*, las licencias de los softwares correspondientes y un ordenador para la toma de datos y la manipulación de éstos, la mayoría de los cuales ya están disponibles y operativos en la refinería de Castellón. Del mismo modo, no hay problema alguno por lo que concierne a los instrumentos, ya que tanto sus características como su disposición en los equipos y su configuración están reguladas por las especificaciones que se presentan a continuación y su fabricación por las empresas distribuidoras consta de los certificados y normativas pertinentes. Igualmente, en el aspecto preventivo de la estrategia de mantenimiento se precisan las herramientas y los aparatos de medición necesarios para que los operarios puedan desempeñar sus actividades en las condiciones adecuadas.

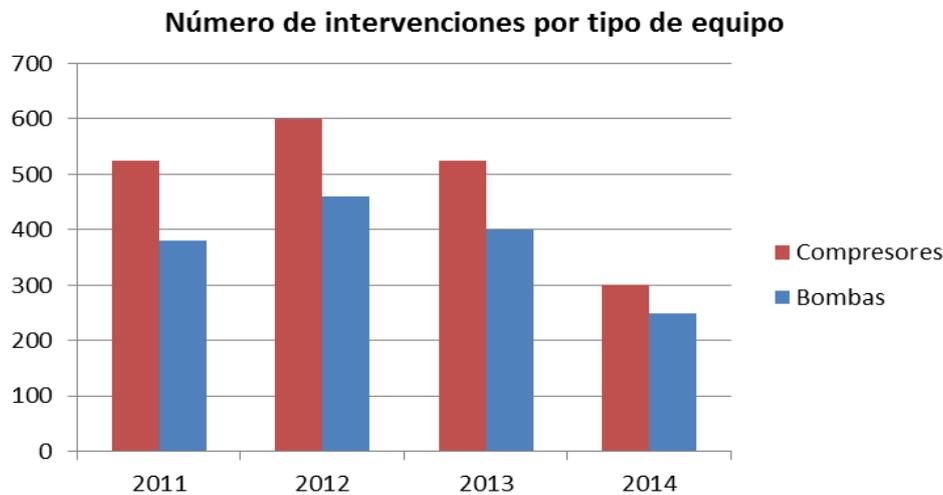
Finalmente, los procesos de regulación dados en las bombas centrífugas y los compresores alternativos están lo suficientemente estudiados y controlados como para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos con la instrumentación y las técnicas citadas en este informe.

## 14.2. Viabilidad económica.

### 14.2.1. Introducción.

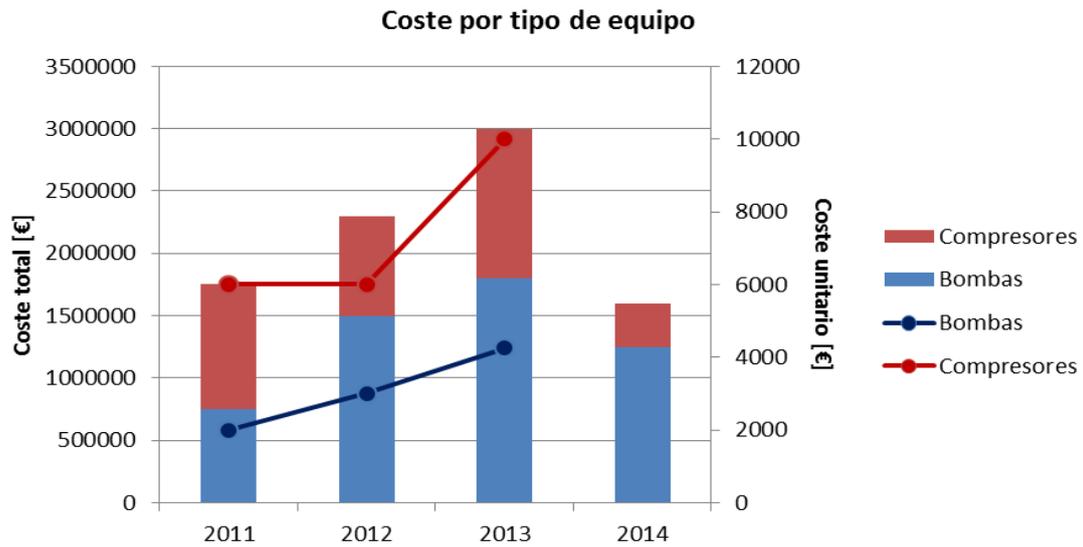
El impacto económico que supone la implantación del proyecto aquí descrito se mide a partir del ahorro económico que tiene lugar con el seguimiento de las operaciones de los equipos y la revisión sistemática y periódica de sus componentes. Para ello, se presentan a continuación dos gráficos representando, por un lado, el número de intervenciones en las bombas y en los compresores a lo largo de los cuatro últimos años y, por el otro, el coste, total y unitario, de dichas intervenciones.

**Figura 34.** Número de intervenciones por tipo de equipo.



Como se ha explicado en apartados anteriores, la refinería de BP Oil España S.A.U. ya había comenzado años atrás la tarea de implementar mejoras, apostando así por un entorno de trabajo más seguro, fiable y rentable por lo que respecta a las operaciones de los equipos. Como se comprueba, la aplicación de tales mejoras en éstos a lo largo de los últimos 3 años ha significado un descenso de las intervenciones de mantenimiento, pero no por ello una disminución de los costes que suponen tales acciones, que sólo han ido incrementando, con excepción de este último año, donde se ha podido justificar el impacto positivo de las mejoras del sistema. Este aumento inicial se explica, en parte, con el coste que conlleva la actualización y adaptación del diseño de los equipos a las nuevas tecnologías y procesos. Un ejemplo de ello se encuentra en la modificación de los planes API de sellado en las bombas centrífugas. En efecto, ciertos de estos circuitos actuando de sello e instalados en las bombas de la refinería se hallan obsoletos, por lo que una mejora del sistema supondría un menor número de fugas y de los problemas que se derivan de ella y por consiguiente en una menor cantidad de intervenciones.

**Figura 35.** Coste por tipo de equipo.



#### 14.2.2. Impacto en la fiabilidad.

Se entiende por fiabilidad la habilidad de un equipo para realizar las acciones que se requieren de él en un intervalo determinado y en unas condiciones de operación dadas. La viabilidad de proyecto descrito según este aspecto se determina a largo plazo mediante el cálculo de los KPIs (*Key Performance Indicator*) de los equipos afectados y la comparación de éstos con aquellos indicadores previos a la aplicación de cambios y de medidas de mejora en las máquinas.

Un KPI es un tipo de medida del rendimiento y del desempeño de un proceso o de un equipo, cuyo valor atiende a unos objetivos marcados de antemano, llegando así a evaluar el cumplimiento de dichas metas, a comprobar el estado del sistema y a definir las acciones a realizar en el futuro con tal de mejorar y progresar continuamente. Existe una gran variedad de indicadores que se ajustan a diferentes tipos de información, según los intereses que mejor se acoplen a dichos objetivos. De este modo, en el caso aquí tratado, se considera el MTBR (*Mean Time Between Repairs*), que indica el tiempo medio transcurrido entre reparaciones, ya sea de los componentes, del equipo o de la unidad. En particular, la refinería de BP en Castellón hace uso de una variante de éste, el MTBC. El MTBC (*Mean Time Between Change of seal*) hace referencia al tiempo medio que transcurre entre el cambio de sello del equipo. Esto es así porque al reparar el equipo, haya o no haya fuga a través del sello o se encuentre o no en un mal estado, éste siempre se retira y se sustituye por uno nuevo; por lo que el uso de un indicador diferente, tal como el MTBF (*Mean Time Between Failure*) sería injusto al poder darse el caso de un fallo de naturaleza ajena al sello.

El tiempo medio entre cambio de cierres se calcula en función del número de veces que se cambia el sello, bien durante los últimos 12 meses bien a partir del año 2010, fecha en que se inicia el contrato con la empresa Flowserve, encargada de sustituir los sellos y cierres de los equipos. Aproximadamente 459 equipos del total en planta se ven afectados por dicho contrato.

$$MTBC = \frac{n^{\circ} \text{ total equipos en contrato} \times \text{tiempo}}{n^{\circ} \text{ cambio de cierres en tiempo considerado}} \quad (9)$$

El objetivo, por tanto, es la obtención de un aumento progresivo en el MTBC de los equipos estudiados hasta alcanzar un valor suficientemente alto que satisfaga a los operadores de las máquinas y resulte rentable económicamente, tanto a corto como a largo plazo.

### 14.2.3. Estudio económico.

#### a. Presentación de los parámetros.

A partir de la información proporcionada por el gráfico de la figura 35, se calcula que el gasto medio total de mantenimiento en las bombas y en los compresores es de aproximadamente 3.487.500€ anuales durante los últimos cuatro años. Con el plan de mantenimiento expuesto se estima reducir en un cuarto tales gastos anuales; dicha estimación se hace en base a los resultados de la aplicación de estrategias de mantenimiento de características similares en otras refinerías de la compañía. Asimismo, en la tabla 29 se muestra la financiación inicial que supone la implantación de la metodología de mantenimiento, donde se diferencia entre la inversión de la parte predictiva del plan de aquella perteneciente a la parte preventiva. El desglose de los gastos se expondrá con más detalle en el capítulo de presupuestos.

**Tabla 29.** Coste total del plan de mantenimiento.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Mantenimiento predictivo	123 equipos	*	2.341.800 €
Mantenimiento preventivo	123 equipos	*	60.000 €
Gastos anuales	5 años	10.000 €	50.000 €
			<b>2.451.800 €</b>

Con el fin de evaluar el balance y el flujo de caja obtenido con la mejora de la fiabilidad de los equipos debido a la aplicación del proyecto, se tiene en cuenta unos ingresos anuales equivalentes al ahorro producido con tal proyecto que, como se ha dicho, es de un cuarto de los costes totales anuales de mantenimiento. La tabla que sigue presenta el estudio económico realizado durante un período de amortización máximo de cinco años, en donde intervienen los siguientes parámetros:

- Ingresos. Ahorro estimado con el proyecto de los costes totales anuales de mantenimiento.
- Gastos. Inversión del proyecto y costes anuales derivados.
- Amortización. Inversión del proyecto repartido en los años considerados en el estudio.
- Beneficios netos. Diferencia entre los ingresos y la suma de los gastos y la amortización.
- Flujo de caja (FC). Suma de los beneficios netos y de la amortización.
- Flujo de caja acumulado. Suma de los flujos de caja sucesivos.

**Tabla 30.** Estudio económico del plan de mantenimiento.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos	0	697.500 €	697.500 €	697.500 €	697.500 €	697.500 €
Gastos	2.401.800 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €	10.000 €
Amortización	0	480.360 €	480.360 €	480.360 €	480.360 €	480.360 €
Beneficios netos	-2.401.800 €	207.140 €	207.140 €	207.140 €	207.140 €	207.140 €
Flujo de caja	-2.401.800 €	687.500 €	687.500 €	687.500 €	687.500 €	687.500 €
Flujo de caja acumulado	-2.401.800 €	-1.714.300 €	-1.026.800 €	-339.300 €	348.200 €	1.035.700 €

A continuación se procede al cálculo del período de retorno, del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

#### **b. Período de retorno.**

El período de retorno o inversión (*pay back*) corresponde al tiempo que debe transcurrir con tal de recuperar la inversión inicial hecha, en este caso, a partir de los beneficios anuales que aporta la mejora en la fiabilidad de los equipos. Considerando los valores pertinentes se calcula que:

$$Pay\ back = \frac{Inversión\ total}{Ahorro\ anual} = 3,44\ años \quad (10)$$

Se concluye pues que la inversión en el proyecto queda amortiguada a partir de un período de 3,44 años.

### c. Valor Actual Neto (VAN).

El Valor Actual Neto (*Net Present Value*) es un procedimiento permitiendo la determinación del valor en un cierto número de flujos de caja futuros provenientes de una inversión. Su cálculo se realiza mediante la expresión:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC}{(1-k)^i} - I_0 \quad (11)$$

donde  $FC$  es el flujo de caja,  $k$  el interés anual,  $I_0$  el desembolso inicial de la inversión e  $i$  el número de períodos considerados, en este caso, tres años. De este modo, con la aplicación de la fórmula precedente se obtiene un VAN de 204.366 €, el cual, al ser positivo indica que la inversión hecha en el proyecto genera beneficios, por lo que éste puede aceptarse.

### d. Tasa Interna de Retorno (TIR).

La Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es un promedio geométrico del rendimiento futuro esperado de una inversión, a partir del cual es posible reinvertir el capital. De esta manera, cuanto mayor es el TIR, mayor es la rentabilidad del proyecto al que representa. Su cálculo se realiza haciendo nulo el valor del VAN, es decir:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC}{(1-k)^i} - I_0 = 0 \quad (12)$$

Así, con la aplicación de la fórmula precedente se obtiene una Tasa Interna de Retorno de 10%, la cual implica que el proyecto resulta rentable.

## 14.3. Viabilidad legal.

La viabilidad legal del proyecto está sujeta al cumplimiento de la normativa empleada en su elaboración y citada en el apartado 15 (normativa aplicada). Además del seguimiento de las normas descritas por las instituciones API e ISO, así como las directrices propias de la norma española (UNE), se incluye la aplicación de la normativa y especificaciones internas de la empresa BP Oil España, S.A.U., de carácter más

restrictivo que las anteriores, de manera que se añade un mayor margen de seguridad en el desempeño de las tareas expuestas y en el mantenimiento de los equipos.

Por consiguiente, con el cumplimiento de lo expuesto se asegura que no se cumple ningún tipo de infracción, violación o ilegalidad en la ejecución de las actividades referidas en este informe.

## **Parte VII**

### **Bibliografía**

## 15. Normativa aplicada.

La realización de este proyecto, incluyendo los análisis y propuestas mostradas en el mismo, ha estado hecha de acuerdo con el conjunto de normas listado a continuación:

- International Organisation for Sandardisation. ISO 14224:2006 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment* [pdf]. 2ª ed. Ginebra (Suiza): 2006 [consultado el 22 de agosto, 2014].
- British Standards. BS EN 60812:2006 *Analyses techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analyses (FMEA)*. Reino Unido: 30 de junio, 2006. ISBN : 0-580-47913-7
- Military Standard. MIL-STD-1629A *Procedures for performing a failure mode, effects and criticality analysis*. Washington, DC (Estados Unidos): Department of Defense, 24 de noviembre, 1980. AMSC-N3074.
- American Petroleum Institute. ANSI/API 610 *Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries* [pdf]. 11ª ed. Washington, DC (Estados Unidos): septiembre, 2010. Product no.: CX61011 [consultado el 25 de octubre, 2014].
- American Petroleum Institute. ANSI/API 618 *Reciprocating compressors for petroleum, petrochemical and natural gas industries* [pdf]. 5ª ed. Washington, DC (Estados Unidos): julio, 2010. Product no.: C61805 [consultado el 24 de octubre, 2014].
- American Petroleum Institute. ANSI/API 670 *Machinery protection systems* [pdf]. 4ª ed. Washington, DC (Estados Unidos): diciembre, 2000. Product no.: C67004 [consultado el 4 de noviembre, 2014].
- Ministerio de Ciencia y Tecnología. *IPE: Reglamento de Instalaciones Petrolíferas e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC)*. Madrid (España): Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2004. ISBN 84-7474-932-8.
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). UNE 175001:2014 *Criterios Generales para la elaboración de Proyectos* [pdf]. Madrid (España): 2014. Depósito legal: M18288:2014 [consultado el 9 de enero, 2015].

## 16. Otras referencias.

### 16.1. BP Oil.

- [1] BP. *BP Global* [página web]. Londres (Reino Unido): BP p.l.c., International Headquarters, 2014 [consultado el 19 septiembre, 2014]. Disponible en: <http://www.bp.com>
- [2] BP Oil España S.A.U. Refinería de Castellón. *Declaración Medioambiental 2012* [pdf]. Castellón de la Plana (España): BP Oil España S.A.U. Refinería de Castellón, 2012 [consultado el 18 septiembre, 2014]. Disponible en: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/site-reports/Castellon-2012-VSR.pdf>

### 16.2. Bombas centrífugas.

- [3] GRUPO DE FIABILIDAD – EQUIPO ROTATIVO. *Bombas* [ppt]. Castellón de la Plana (España): BP Oil España S.A.U. Refinería de Castellón, 30 de abril, 2008 [consultado el 1 septiembre, 2014].
- [4] GRUNDFOS. *The Centrifugal Pump* [pdf]. Dinamarca: Grundfos Research and Technology [consultado el 24 de septiembre, 2014]. Disponible en: [http://www.grundfos.com/content/dam/Global%20Site/Industries%20%26%20solutions/Industry/pdf/The\\_Centrifugal\\_Pump.pdf](http://www.grundfos.com/content/dam/Global%20Site/Industries%20%26%20solutions/Industry/pdf/The_Centrifugal_Pump.pdf)
- [5] GRUNDFOS. *Pump handbook* [pdf]. Dinamarca: Grundfos Research and Technology [consultado el 24 septiembre, 2014]. Disponible en: [http://machining.grundfos.com/media/17423/content%20-%20pump%20handbook\\_low\\_ny.pdf](http://machining.grundfos.com/media/17423/content%20-%20pump%20handbook_low_ny.pdf)
- [6] SAHDEV, Mukesh. *Centrifugal Pumps: Basic Concepts of Operation, Maintenance and Troubleshooting*. En: Fluid Flow [página web]. 8 noviembre, 2010 [consultado el 26 de septiembre, 2014]. Disponible en: <http://www.cheresources.com/content/articles/fluid-flow/centrifugal-pumps-basic-concepts-of-operation-maintenan ce-and-troubleshooting>

### 16.3. Compresores alternativos.

- [7] HOWDEN. *Reciprocating compressor course* [pdf]. Rheden (Países Bajos): Customer Training Department, 2012 [consultado el 4 de septiembre, 2014].
- [8] GRUPO DE FIABILIDAD – EQUIPO ROTATIVO. *Compresores* [ppt]. Castellón de la Plana (España): BP Oil España S.A.U. Refinería de Castellón, 30 de abril, 2008 [consultado el 1 de septiembre, 2014].
- [9] GRUPO DE FIABILIDAD – MANTENIMIENTO. *Reciprocating Compressors* [ppt]. Castellón de la Plana (España): BP Oil España S.A.U. Refinería de Castellón, 27 de febrero, 2006 [consultado el 1 de septiembre, 2014].

- [10] JONES, Jerry. *Reciprocating Compressor Training* [ppt]. Edimburgo (Reino Unido): BP Oil, 21 de septiembre, 2009 [consultado el 1 septiembre, 2014].

## 16.4. FMEA y FMEAC.

- [11] RAUSAND, Marvin. *System Analysis – Failure Modes, Effects and Criticality Analysis* [pdf]. 2ª ed. Noruega: Department of Production and Quality Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 7 de octubre, 2005 [consultado el 12 de septiembre, 2014]. Disponible en: <http://www.fmeainfocentre.com/presentations/fmea.pdf>
- [12] MCDERMOTT, Robin E.; MIKULAK, Raymond J.; BEAUREGARD, Michael R. *The basics of FMEA*. 2ª ed. New York (NY, Estados Unidos): Taylor & Francis Group, LLC (ed.); 2009. 91p. ISBN : 13:978-1-56327-377-3.
- [13] WARBECK, Ewan. *BP Refining guide for Equipment Care Plan implementation* [word]. Houston, TX (Estados Unidos): 2010 [consultado el 22 de agosto, 2014].

## 16.5. Otros.

- [14] FLOWSERVE. *Mechanical Seal Pipping Plans* [pdf]. Flowserve Corporation: Kalamazoo, MI (Estados Unidos), 2013 [consultado el 26 de septiembre, 2014]. Disponible en: [http://www.flowserve.com/files/Files/Literature/FSD/Piping\\_Plan\\_Pocket\\_Pal.pdf](http://www.flowserve.com/files/Files/Literature/FSD/Piping_Plan_Pocket_Pal.pdf)

## 17. Programas.

Las herramientas informáticas empleadas para el desarrollo de los cálculos y el análisis de los datos de este proyecto son:

- Stature. Distribuido por la compañía IHS, Stature es capaz de administrar la visibilidad de los riesgos y los conocimientos de base para la gestión de los riesgos de un sistema.
- Equipment Care Plan templates. Modelos siguiendo la normativa interna de la empresa BP conteniendo el conjunto de modos de fallos y actividades de mitigación estandarizados de los equipos.
- MS Excel. Herramienta para la elaboración de cálculos y la construcción de las diferentes tablas del informe.
- SAP. Programa para la gestión de las diferentes unidades de la empresa, incluyendo las materias primas, el inventario, la producción, el marketing y las ventas.

# **Anexos**

## **Índice de los anexos.**

<b>Anexo A.</b> Definiciones y abreviaciones.....	136
A1. Codificación.....	136
A1.1. Equipos.....	136
A1.2. Instrumentación.....	137
A2. Terminología utilizada.....	138
A3. Parámetros.....	138
<b>Anexo B.</b> Taxonomía de los equipos estudiados.....	139
<b>Anexo C.</b> Criterios de evaluación de los fallos.....	141

## Anexo A. Definiciones y abreviaciones.

### A1. Codificación.

La refinería de BP en Castellón utiliza un sistema de codificación basado en la norma GP 01-01-01 *Drawingas, Diagrams and Line List*, conteniendo la nomenclatura aplicada en los equipos, en las tuberías y en la instrumentación y constituida de una serie de letras, cifras y símbolos, empleados en los planos.

#### A1.1. Equipos.

La codificación designada para los equipos está compuesta por un conjunto de tres elementos. El primer componente del conjunto, indica la naturaleza del equipo considerado; éste siempre está constituido por una o dos letras, la designación a la cual hace referencia es dada en la tabla 31 que se muestra a continuación.

**Tabla 31.** Abreviaciones de los tipos de equipo de la refinería.

Abreviación	Especificación inglesa	Especificación española
C	Compressor	Compresor
CF	Centrifuge	Centrifugador
CT	Cooling Tower	Torre de refrigeración
E	Heat Exchanger	Intercambiador de calor
FAN	Fan	Ventilador
GEN	Generator	Generador
GRD	Grinder	Molino
Hy	Hydraulics	Hidráulicos
M	Motors	Motores
P	Pumps	Bombas
ST	Steam Turbine	Turbinas de vapor
V	Valves	Válvulas

Seguidamente, un grupo de tres o cuatro cifras dividido en dos subgrupos identifica la ubicación y la unidad a la que pertenece el equipo. El primer subgrupo, de uno o de dos números, presenta la unidad funcional en la que se encuentra la máquina, mientras que el segundo subgrupo, siempre de dos cifras, indica la posición del proceso dentro de esta unidad. El código representativo de cada unidad funcional de la planta puede verse en la tabla 1 del apartado 2 (límites). Finalmente, el último elemento del código consiste en un conjunto de letras siguiendo un orden creciente, definiendo aquellos casos donde se tiene más de un equipo con el mismo nombre.

De este modo, y con un fin puramente ilustrativo, se toma el caso del código P-504 A/B. Se constata pues que el equipo P-504 A/B constituye una bomba (P)

encontrada en la unidad de AMINAS 1 (5) y ocupando la posición 4 dentro del proceso de la unidad (04). Además, existen dos equipos (A/B) con la misma función y con idénticas propiedades.

### A1.2. Instrumentación.

Como en el caso de los equipos, el conjunto de instrumentos de medida está codificado siguiendo una designación compuesta por cuatro grupos diferentes de cifras y de letras. Así, la primera parte del código está constituido por uno o dos números dando la unidad funcional de la refinería en que se encuentra el instrumento (tabla 1). A esto le sigue una o dos letras indicando el tipo de medida realizada éste, cuya especificación viene detallada en la tabla que sigue.

**Tabla 32.** Abreviaciones del tipo de medida realizada por el instrumento.

Abreviación	Especificación inglesa	Especificación española
P	Pressure	Presión
PD	Pressure Difference	Presión diferencial
T	Temperature	Temperatura
L	Level	Nivel
LG	Level Gauge	Calibrador de nivel
FG	Flow Gauge	Calibrador de flujo
E	Electronic	Electrónico
RO	Rated Orifice	Placa de orificio
RV	Relief Valve	Válvula de alivio
X	Vibrations	Vibraciones
Z	Contact/Out of race	Contacto/Final de carrera

El tercer grupo está compuesto por un grupo de letras identificando el instrumento. Finalmente, la última parte del código indica el tipo de acción efectuada por el aparato. Las especificaciones posibles en este caso están dadas en la tabla mostrada a continuación.

**Tabla 33.** Abreviaciones del tipo de acción de los instrumentos.

Abreviación	Especificación inglesa	Especificación española
I	Indicator	Indicador local
LA	Low Alarm	Alarma baja
HA	High Alarm	Alarma alta
HLA	High and Low Alarm	Alarma alta y baja
CI	Cut-In	Permiso de arranque
CO	Cut-Out	Corte, señal de parada
CV	Control Valve	Válvula de control

De este modo, se toma el ejemplo del código 10P413LA, dando la presión del agua de refrigeración de un compresor alternativo. A partir de lo expuesto, se constata que se trata de un captor de presión (P) encontrado en la unidad de VACÍO de la refinería (10) y con número de identificación 413; además da una alarma para niveles bajos de presión.

## **A2. Terminología utilizada.**

API. American Petroleum Institute.  
DS. Design Practices.  
EDC. Equivalent Distillation Capacity.  
FMEA. Failure Mode and Effects Analysis.  
FMEAC. Failure Mode, Effects and Criticality Analysis.  
GP. Global Practices.  
HAZOP. Hazard and Operability.  
IP. Internal Practices.  
ISO. International Organization for Standardization.  
MOC. Management of Change.  
MTBC. Mean Time Between Change of seal.  
MTBF. Mean Time Between Failures.  
QA/QC. Quality Assurance/Quality Control.  
RBM. Risk Based Management.  
RCFA. Root Cause Failure Analysis.  
RCM. Reliability Centered Maintenance.

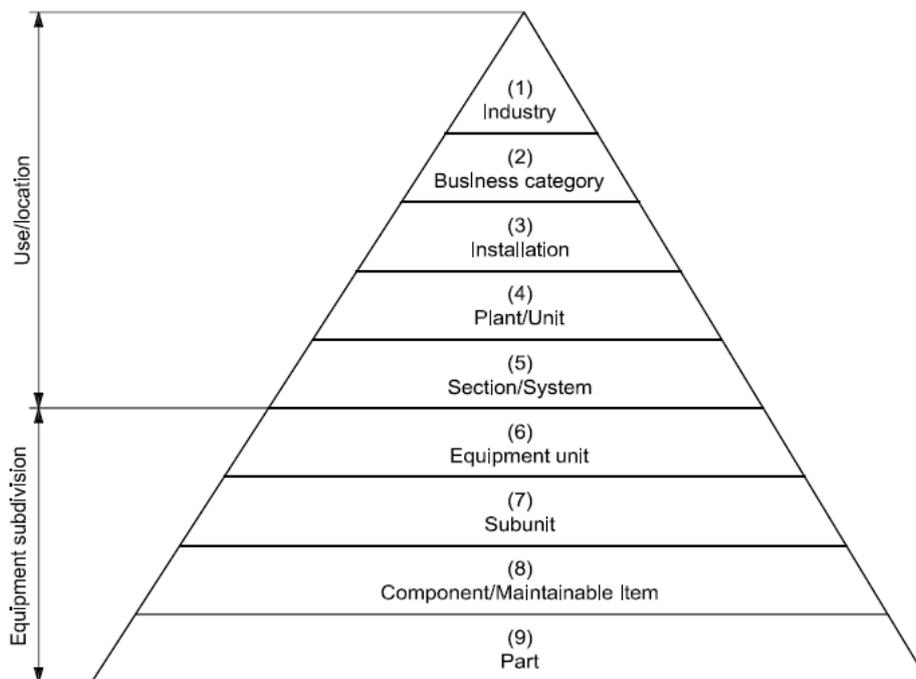
## **A3. Parámetros.**

C. Criticidad.  
 $C_i$ . Criticidad de un modo de fallo.  
 $C_j$ . Criticidad de un componente.  
D. Índice de detección.  
O. Índice de ocurrencia.  
S. Índice de severidad.  
RPN. Risk Priority Number.  
R. Riesgo.  
 $\alpha_i$ . Probabilidad de ocurrencia de un modo de fallo.  
 $\beta_i$ . Probabilidad de ocurrencia del efecto de un modo de fallo.  
 $\lambda_j$ . Tasa de fallo de un componente.  
 $\lambda_i$ . Tasa de fallo de un modo de fallo.  
 $t_j$ . Tiempo de operación de un elemento.

## Anexo B. Taxonomía de los equipos estudiados.

La toma efectiva de información requiere de un cierto orden y, por consiguiente, de un sistema capaz de clasificarla atendiendo a unos criterios que se adapten y adecuen a las características de la misma. La norma ISO 14224:2006 (*Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*) describe una división jerárquica del sistema estudiado siguiendo una estructura piramidal constituida de nueve peldaños, como la mostrada en la figura 36, y diferenciada en dos bloques. Los niveles del uno al cinco representan una clasificación de la empresa y de la aplicación de la planta, independientemente del equipo presentado en los niveles más avanzados. Esto es así porque una misma unidad puede utilizarse en diferentes tipos de empresas y configuraciones de planta y, por tanto, es necesario considerar el contexto operativo para analizar la fiabilidad de equipos parecidos. Por otro lado, los niveles del seis al nueve muestran la unidad del equipo afectado y sus correspondientes subdivisiones. El nivel de detalle descrito en un equipo depende de la complejidad de éste y del uso de la información extraída de los niveles considerados. De este modo, un solo instrumento puede no requerir un despiece muy exhaustivo, mientras que un compresor o un equipo de mayores dimensiones pueden necesitar un nivel de detalle importante, más aún si se desea hacer un análisis de los mecanismos de fallo de las piezas del mismo.

Figura 36. Pirámide taxonómica de un sistema.



Así pues, partiendo del pico de la pirámide, describiendo el tipo de empresa en que se encuentra y utiliza el equipo, y descendiendo en la estructura peldaño tras

peldaño, se aumenta el nivel de detalle hasta alcanzar, finalmente, la descripción de un elemento individual del equipo, en la base de la estructura. En la tabla que se muestra a continuación se presenta más detalladamente cada uno de los niveles descritos en la estructura piramidal.

**Tabla 34.** Niveles taxonómicos.

<b>Categoría principal</b>	<b>Nivel taxonómico</b>	<b>Jerarquía taxonómica</b>	<b>Descripción</b>
Uso / ubicación	1	Industria	Tipo de industria principal
	2	Negocio	Tipo de negocio
	3	Instalación	Tipo de instalación
	4	Planta/unidad	Tipo de planta/unidad
	5	Sección/sistema	Sección/sistema principal de la planta
Subdivisión del equipo	6	Equipo	Clase de unidades de equipos similares, cada uno de los cuales contiene piezas parecidas
	7	Subunidad	Subsistema necesario para que la unidad del equipo funcione
	8	Componente	Grupo de partes de la unidad del equipo mantenidas comúnmente como un conjunto
	9	Parte	Pieza individual del equipo

## Anexo C. Criterios de evaluación de los fallos.

La tabla 35 muestra los criterios empleados en la evaluación del riesgo *R* de los modos de fallo encontrados en los diferentes componentes de las bombas centrífugas y de los compresores alternativos, detallados en los apartados 8.1. y 8.2., respectivamente, así como en el punto 8.3.

**Tabla 35.** Criterios de evaluación de los fallos en equipos.

Rango	Severidad (S)	Ocurrencia (O)	Detección (D)
10	Puede dañar al operador y a la máquina sin aviso previo.	$\geq 100$ fallos cada 1000 piezas.	Control desconocido no disponible para la detección del fallo.
9	Puede dañar al operador y a la máquina con aviso previo.	50 fallos cada 1000 piezas.	Control probablemente no detectará.
8	Componente operable, pero con pérdidas de las funciones principales.	20 fallos cada 1000 piezas.	Control tiene una probabilidad pobre de detección.
7	Componente operable, pero con un nivel de rendimiento reducido.	10 fallos cada 1000 piezas.	Control tiene una probabilidad pobre de detección.
6	Componente operable, pero puede causar reparaciones y daños en el equipo.	5 fallos cada 1000 piezas.	Control puede detectar.
5	Componente operable, pero puede causar inconvenientes en las operaciones.	2 fallos cada 1000 piezas.	Control puede detectar.
4	Componente operable, pero con algunos defectos visibles para los operadores.	1 fallos cada 1000 piezas.	Control con una buena probabilidad de detección.
3	Componente operable, pero con algunos defectos visibles para algunos operadores.	0,5 fallos cada 1000 piezas.	Control con alta probabilidad de detección.
2	Componente operable, pero no sigue la normativa de la empresa.	0,1 fallos cada 1000 piezas.	Control con detección casi certera.
1	Ningún efecto.	$\leq 0,01$ fallos cada 1000 piezas.	Control con detección certera.

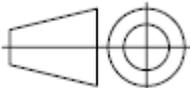
# **Planos**

## **Índice de los planos.**

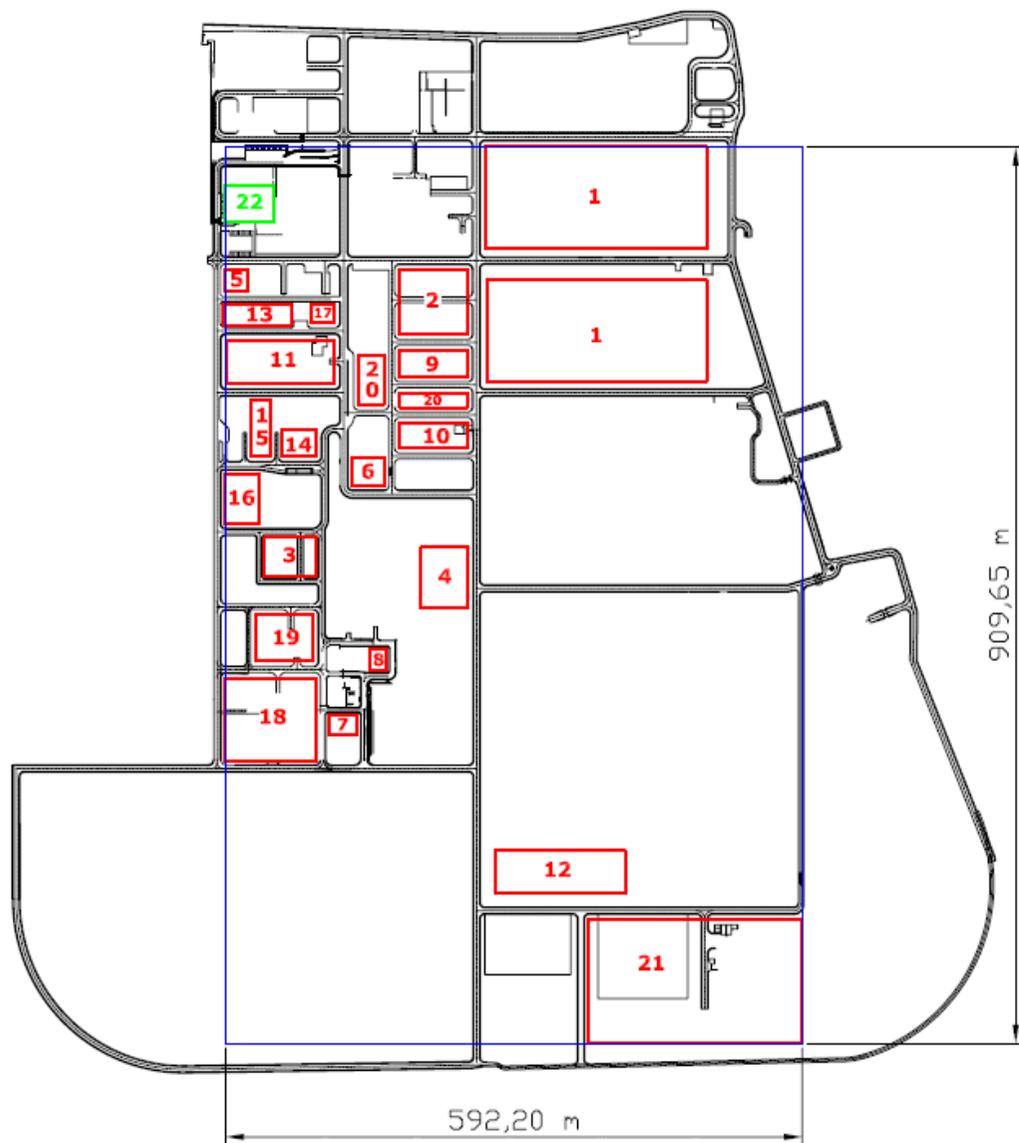
**Plano 1.** Ubicación de la refinería de BP Oil España, S.A.U.....144

**Plano 2.** Ubicación de las unidades funcionales.....146



TFG:	Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en los modos de fallo del equipo rotativo de una refinería de petróleo.	
Escala	Autor	Fecha
-	Alberto Porras Vázquez	08/01/2015
	Ubicación de la refinería de BP Oil España, S.A.U.	Plano nº
		<b>1</b>





Unidad	Código
CRUDO	1
PIPESTILL + PROCESOS	2
HI	3
F/T	4
FCC	5
ISOMERIZACIÓN	6
AMINAS	7
AMINAS	8
AMINAS	9
PF2	10
VACÍO	11
SWS	12
FCC	13
SF	14
AZUFRE	15
ALQUILACIÓN	16
TORRE DE REFRIGERACIÓN	17
COKER	18
MAKF	19
HORNOS	20
UTIL + PTAR	21

TFG:	Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en los modos de fallo del equipo rotativo de una refinería de petróleo.	
Escala	Autor	Fecha
1:5000	Alberto Porras Vázquez	08/01/2015
	Ubicación de las unidades funcionales.	Plano n°
		<b>2</b>



# **Pliego de condiciones**

## **Índice del pliego de condiciones.**

1. Introducción.....	150
2. Especificación de los elementos constitutivos.....	150
3. Especificaciones de los materiales.....	151
4. Condiciones de cumplimiento obligatorio.....	151

## 1. Introducción.

El pliego de condiciones presente expone los términos de implantación del proyecto concernientes al material, la instalación de los transmisores para la monitorización de los equipos y el mantenimiento de las máquinas y aparatos considerados, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y de seguridad imprescindibles para el desempeño de las tareas e impuestos por BP Oil España y las normativas pertinentes.

## 2. Especificación de los elementos constitutivos.

Se introduce a continuación el conjunto de elementos necesarios para la materialización del proyecto propuesto. Dichos elementos, descritos a lo largo del informe, hacen referencia en particular al aspecto predictivo de la estrategia de mantenimiento, ya que es en este punto donde el seguimiento de las operaciones precisa de instrumentos y herramientas informáticas especializadas.

**Tabla 36.** Elementos constitutivos del plan de mantenimiento.

Concepto	Descripción	Modelo
Transmisor de presión	Transmisor para la medición de la presión relativa en los equipos y en las líneas auxiliares.	Siemens SITRANS P DS III.*
Transmisor de temperatura	Transmisor para la medición de la temperatura en los equipos y en las líneas auxiliares.	SKF CMCP560(A) Series Isolated RTD Temperature Transmitter/Monitor.*
Sonda de proximidad	Transmisor para la medida de la desalineación del árbol motor de la bomba y del vástago del compresor.	SKF CMCP535(A) Series Displacement Transmitter/Monitor.*
Acelerómetro/taquímetro	Transmisor para la medida de las vibraciones de los diferentes componentes de las bombas y de los compresores.	SKF CMCP575 Speed Transmitter.* SKF CMCP580(A) Series Process Variable Transmitter/Monitor.*
Caudalímetro	Transmisor para la medición del volumen de fluido transvasado por el equipo y las líneas auxiliares.	Siemens sensor MAG 1100.*
Gateway	Receptor de las señales emitidas por los transmisores.	Siemens 9AE4100-1EC00.*
Fuente de alimentación del gateway	Fuente de energía para el funcionamiento de los gateways.	Emerson 1420 Wireless Gateway.*
Wireless*	Red wireless para la transmisión de las señales de los gateways.	Red wireless ya existente en BP Oil España.
Cableado*	Nexo entre los diferentes elementos del sistema de monitorización transmitiendo las señales de los equipos de los gateways a los ordenadores.	Cableado ya existente en BP Oil España. Instalación en función de la instrumentación y del equipo.
Ordenador*	Aparato para el seguimiento de las señales recibidas de los equipos por parte de los operadores.	Dell® Intel Core 2 Duo CPU 3.00GHz 2.99GHz, 4,00GB RAM.

		Windows 7 Professional o superior.
Licencia programa monitorización	Permiso para la monitorización del equipo con el software especializado. Incluye Excel PI, Bently Nevada y Prognost.	Excel Pi, Bently Nevada y Prognost, según el equipo que lo requiera.
Mano de obra	Trabajo relacionado con la instalación de los <i>gateways</i> y los transmisores pertinentes. Se precisan de 4 operarios durante un período de 6 meses.	Por determinar.
Software	Programa informático para la visualización y gestión de la información proporcionada por los transmisores. Se precisa el trabajo de 2 técnicos durante 1 mes.	A desarrollar por BP Oil España.
Curso de formación	Curso formativo acerca de los programas de monitorización y técnicas de mantenimiento empleadas.	Por concretar.

\*sujeto a cambios.

### 3. Especificaciones de los materiales.

La implantación del proyecto implica la adquisición de los elementos mostrados en la tabla 36. Por lo que concierne a los aparatos de medida, sus características e instalación en los equipos pertinentes se ven regidas por la norma ANSI/API 670 *Machinery protection systems*, así como las normas ANSI/API 610 y 618, particulares para las bombas centrífugas y los compresores alternativos, respectivamente.

Por otro lado, el manejo de la información captada con los instrumentos requiere el acceso a la red interna de la refinería de Castellón, con el fin de poder descargar dichos datos almacenados en la base de datos y poder trabajar con ellos con el software adecuado. Con ello, y como se precisa en la tabla, las características del ordenador están fijadas. No obstante, el empleo de un modelo más reciente o antiguo no implica la incapacidad de usar el programa considerado, pero sí puede afectar las prestaciones o la velocidad del mismo. Así, las propuestas presentadas en este informe no son sino orientativas y están sujetas a cambios con tal de adaptarse mejor a la situación encontrada o a las características del equipo y de las condiciones funcionales de la operación realizada por éste.

### 4. Condiciones de cumplimiento obligatorio.

Como referido en el apartado 15 (normativa aplicada) de la memoria, la normativa de cumplimiento obligatorio para la implantación del proyecto corresponde a:

- International Organisation for Sandardisation. ISO 14224:2006 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of*

*reliability and maintenance data for equipment* [pdf]. 2ª ed. Ginebra (Suiza): 2006 [consultado el 22 de agosto, 2014].

- British Standards. BS EN 60812:2006 *Analyses techniques for system reliability – Procedure for failure mode and effects analyses (FMEA)*. Reino Unido: 30 de junio, 2006. ISBN : 0-580-47913-7
- Military Standard. MIL-STD-1629A *Procedures for performing a failure mode, effects and criticality analysis*. Washington, DC (Estados Unidos): Department of Defense, 24 de noviembre, 1980. AMSC-N3074.
- American Petroleum Institute. ANSI/API 610 *Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries* [pdf]. 11ª ed. Washington, DC (Estados Unidos): septiembre, 2010. Product no.: CX61011 [consultado el 25 de octubre, 2014].
- American Petroleum Institute. ANSI/API 618 *Reciprocating compressors for petroleum, petrochemical and natural gas industries* [pdf]. 5ª ed. Washington, DC (Estados Unidos): julio, 2010. Product no.: C61805 [consultado el 24 de octubre, 2014].
- American Petroleum Institute. ANSI/API 670 *Machinery protection systems* [pdf]. 4ª ed. Washington, DC (Estados Unidos): diciembre, 2000. Product no.: C67004 [consultado el 4 de noviembre, 2014].
- Ministerio de Ciencia y Tecnología. *IPE: Reglamento de Instalaciones Petrolíferas e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC)*. Madrid (España): Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2004. ISBN 84-7474-932-8.
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). UNE 175001:2014 *Criterios Generales para la elaboración de Proyectos* [pdf]. Madrid (España): 2014. Depósito legal: M18288:2014 [consultado el 9 de enero, 2015].



# **Presupuesto**

## **0. Índice del presupuesto.**

1. Introducción.....	156
2. Estado de mediciones.....	156
3. Presupuesto.....	157
3.1. Mantenimiento predictivo.....	157
3.2. Mantenimiento preventivo.....	159
3.3. Coste total del plan de mantenimiento.....	159

## 1. Introducción.

A continuación se presenta y detalla el presupuesto del proyecto descrito en este informe. Para ello, se distingue entre los costes provenientes de la implantación de las medidas predictivas de la estrategia de mantenimiento y aquéllos que resultan del mantenimiento preventivo, de los cuales este primero supone una inversión más importante debido a la adquisición de los instrumentos necesarios para la monitorización de los equipos. Antes de abordar el desglose de la inversión a realizar, se exponen cada una de las unidades que deben adquirirse y en qué cantidad, junto con una especificación que las describe.

## 2. Estado de mediciones.

La tabla 37 introduce el conjunto de elementos necesarios para la implantación del plan de mantenimiento, en la cual se detalla cada uno de éstos así como la cantidad que se precisa de cada uno y la unidad con la cual se mide su coste.

**Tabla 37.** Elementos de implantación.

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidad
Transmisor de presión	Transmisor para la medición de la presión relativa en los equipos y en las líneas auxiliares.	467	€
Transmisor de temperatura	Transmisor para la medición de la temperatura en los equipos y en las líneas auxiliares.	191	€
Sonda de proximidad	Transmisor para la medida de la desalineación del árbol motor de la bomba y del vástago del compresor.	62	€
Acelerómetro/taquímetro	Transmisor para la medida de las vibraciones de los diferentes componentes de las bombas y de los compresores.	252	€
Caudalímetro	Transmisor para la medición del volumen de fluido transvasado por el equipo y las líneas auxiliares.	296	€
Gateway	Receptor señal de las señales emitidas por los transmisores.	5	€
Fuente de alimentación del gateway	Fuente de energía para el funcionamiento de los gateways.	5	€
Licencia programa monitorización	Permiso para la monitorización del equipo con el software especializado. Incluye Excel PI, Bentley Nevada y Prognost.	*	€
Mano de obra	Trabajo relacionado con la instalación de los gateways y los transmisores pertinentes. Se precisan de 4 operarios durante un período de 6 meses.	960 h 4 operarios	€/h técnico
Software	Programa informático para la visualización y gestión de la	160 h	€/h técnico

	información proporcionada por los transmisores. Se precisa el trabajo de 2 técnicos durante 1 mes.	2 técnicos	
Curso de formación	Curso formativo acerca de los programas de monitorización y técnicas de mantenimiento empleadas.	10	€

### 3. Estudio económico.

#### 3.1. Mantenimiento predictivo.

Los costes de la implantación del aspecto predictivo del plan de mantenimiento provienen de dos fuentes diferentes. Por un lado, se halla el precio de la adquisición del conjunto de instrumentos, sensores y materiales para la monitorización de los equipos, instalados en los mismos. No obstante, cabe destacar que no todos los equipos considerados disponen de la misma instrumentación, esto es, algunos ya constan de parte del material indicado en este informe, por lo que la inversión dada en cada máquina es diferente. Así, se detalla en las dos tablas que siguen los costes que supondría la instalación de la totalidad de dichos aparatos en un solo equipo de cada tipo (una bomba centrífuga y un compresor alternativo), suponiendo que los equipos aún no tienen ninguno de estos instrumentos de medición dispuestos. A partir de este cálculo inicial se obtendrá la inversión total en el conjunto de equipos considerados. En todos los cálculos de costes realizados, el IVA está incluido en los valores presentados.

**Tabla 38.** Coste de la instrumentación en una bomba centrífuga.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Transmisor de presión	7	1.800 €	12.600 €
Transmisor de temperatura	3	1.800 €	5.400 €
Sonda de proximidad	1	1.500 €	1.500 €
Acelerómetro/taquímetro	4	1.000 €	4.000 €
Caudalímetro	5	1.950 €	9.750 €
			<b>33.250 €</b>

**Tabla 39.** Coste de la instrumentación en un compresor alternativo.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Transmisor de presión	13	1.800 €	23.400 €
Transmisor de temperatura	4	1.800 €	7.200 €
Sonda de proximidad	1	1.500 €	1.500 €
Acelerómetro/taquímetro	5	1.000 €	5.000 €
Caudalímetro	3	1.950 €	5.850 €
			<b>42.950 €</b>

En efecto, si se considera un total de 123 equipos críticos, de los cuales 111 son bombas centrífugas y 12 son compresores alternativos, y que al menos la mitad de dichos equipos precisan de toda la instrumentación pertinente mientras que el resto requiere tan solo la mitad de ella, se tienen los costes presentados en la tabla 40.

**Tabla 40.** Coste total de los transmisores requeridos.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Sensores bombas 50%	55	33.250 €	917.900 €
Sensores bombas 100%	56	33.250 €	931.000 €
Sensores compresores 50%	6	42.950 €	128.850 €
Sensores compresores 100%	6	42.950 €	128.850 €
			<b>2.106.600 €</b>

Por otro lado, se encuentran los gastos relacionados con los aparatos adicionales (*gateways*, programas, etc.) que permiten la supervisión a distancia de las operaciones desempeñadas por los equipos.

**Tabla 41.** Coste del equipo adicional de monitorización.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
<i>Gateway</i>	5	3.000 €	1.500 €
Fuente de alimentación del <i>gateway</i>	5	100 €	500 €
Licencia programa monitorización	123	*	100.000 €
Mano de obra	960 h 4 operarios	20 €/h operario	76.800 €
Software	160 h 2 técnicos	20 €/h técnico	6.400 €
			<b>185.200 €</b>

De este modo, el coste total de la implantación del plan de mantenimiento predictivo se presenta en la tabla 42.

**Tabla 42.** Coste total del mantenimiento predictivo.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Transmisores necesarios	123 equipos	*	2.106.600 €
Equipo adicional	123 equipos	*	185.200 €
Otros	*	*	50.000 €
			<b>2.341.800 €</b>

### 3.2. Mantenimiento preventivo.

Los costes que supone el mantenimiento preventivo son mucho más reducidos con respecto al del plan predictivo, ya que su implantación depende principalmente de las actividades realizadas por los propios operarios de la refinería.

**Tabla 43.** Coste total del mantenimiento preventivo.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Curso de formación	10	1.000	10.000 €
Otros	123 equipos	*	50.000 €
			<b>60.000 €</b>

### 3.3. Coste total del plan de mantenimiento.

Con lo expuesto en los puntos precedentes, se presenta finalmente el coste final de la estrategia de mantenimiento, conteniendo un plan de seguimiento predictivo y un plan de actuación preventivo.

**Tabla 44.** Coste total del plan de mantenimiento.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste
Mantenimiento predictivo	123 equipos	*	2.341.800 €
Mantenimiento preventivo	123 equipos	*	60.000 €
			<b>2.401.800 €</b>

De este modo, el coste total que supone la implantación de la estrategia de mantenimiento propuesta en este informe asciende a dos millones cuatrocientos un mil ochocientos euros (2.401.800 €).