

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR - JOSÉ MIGUEL CARRERA

**MEJORAS EN LA IMPLEMENTACION DE PLANES API EN SELLOS
DE BOMBAS CENTRIFUGAS**

Trabajo de Titulación para optar al
Título de Técnico Universitario en
MECÁNICA INDUSTRIAL

Alumno:

Sr. Bastián Andre Páez González

Profesor Guía:

Ing. José Tamayo Miño

RESUMEN

KEYWORDS: PLAN API, SELLO MECÁNICO, FALLAS.

El siguiente documento es una propuesta para la implementación de un nuevo plan API en las bombas centrífugas de crudo reducido Byron Jackson modelo GJSH 4x6x14, las cuales se encuentran en la planta de Topping 1 de Enap refinería Aconcagua, con el objetivo de poder mejorar la confiabilidad del equipo.

El objetivo general y los específicos han sido establecidos con el propósito de cumplirlos a medida se desarrolla el trabajo.

Se recopila la información de la empresa, su ubicación y además se explica la función del equipo dentro de esta junto con sus características técnicas. Se describe el funcionamiento del equipo junto a sus otros componentes, las problemáticas son presentadas y descritas.

El estado actual del equipo y componentes es dado a conocer y explicado, dando énfasis en los que presentan problemas, se usa el historial de fallas del equipo para dar cuenta de la principal causa de estas.

Las fallas se identificaron mediante informes de reparación y análisis de vibraciones, se genera la propuesta de un nuevo plan API con el énfasis en aumentar la vida útil del sello mecánico.

ÍNDICE

RESUMEN

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE GRÁFICOS

SIGLAS Y SIMBOLOGÍA

INTRODUCCIÓN 1

OBJETIVOS 3

CAPITULO 1: PROBLEMÁTICA ACTUAL DE LAS BOMBAS BYRON JACKSON 5

1.1. ANTECEDENTES GENERALES 7

1.2. EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO 7

1.2.1. ENAP Refinería Aconcagua 8

1.2.2. Propósito 9

1.2.3. Visión 9

1.2.4. Ubicación 9

1.2.5. División de áreas en ERA 9

1.2.5.1 Área Fraccionamiento (AFR) 10

1.2.5.2 Área Cracking (AFC) 10

1.2.5.3 Área Hidrogeno (AHI) 11

1.2.5.4 Área Suministros (ASU) 11

1.2.5.5 Área Alquiler (ALQ) 11

1.2.5.6 Área Coker (ACK) 11

1.2.5.7 Área Movimiento de productos (AMV) 11

1.2.5.8 Área Terminal marítimo de Quintero (ATQ) 12

1.2.6. Ubicación de la planta de Topping 1 12

1.2.7. Planta de Topping 14

1.3. SELECCIÓN DE EQUIPOS 15

1.3.1.	Bomba centrífuga	15
1.3.1.1	Especificaciones técnicas	16
1.3.2.	Sello mecánico	18
1.3.2.1	Especificaciones técnicas 609HRP	19
1.4.	AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE	20
1.4.1.	Planes API	20
1.4.1.1	Plan 52	22
1.4.1.2	Plan 21	23
1.4.1.3	Plan 54	24
1.4.1.4	Plan 32	25
1.5.	COQUIZACIÓN RETARDADA	26
1.6.	PROBLEMÁTICA	27
 CAPITULO 2: IDENTIFICACIÓN Y ANALISIS DE LAS FALLAS EN LAS BOMBAS J-130 /A/B		 29
2.1.	FALLAS EN EL CONJUNTO DE BOMBAS J-130 /A/B	31
2.2.	PROBLEMAS CON LOS SELLOS MECANICOS	31
2.2.1.	Análisis de falla sello 609HRP	32
2.2.2.	Análisis de falla sello 604HTC	34
2.3.	ERRORES EN EL MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	35
2.3.1.	Puesta en marcha	35
2.3.2.	Mantenimiento	35
2.3.2.1	Mantenimiento incorrecto en J-130	36
2.3.2.2	Montaje incorrecto en sello 609 HRP	37
2.4.	VIBRACIONES MECÁNICAS EN BOMBAS J-130 /A/B	38
2.4.1.	Vibraciones J-130	39
2.4.2.	Vibraciones J-130 B	41
2.4.3.	Norma API 610	42
2.4.4.	FSA (Fluid Sealing Associattion)	43

2.4.5.	Principales fallas en bombas	43
2.4.6.	Causas principales	44
2.4.7.	Vibraciones en sellos mecánicos	44
2.4.8.	Lubricación de las caras internas del sello	45

CAPITULO 3: PROPUESTA DE PLAN API PARA BOMBAS J-130 /A/B 48

3.1.	PROPUESTA DE PLAN API	50
3.2.	SELLO MECANICO 604 HTCDP	50
3.2.1.	Especificaciones técnicas sello mecánico 604 HTCDP	51
3.3.	IMPLEMENTACIÓN PLAN API 32	52
3.3.1.	Selección del plan API 32	52
3.3.2.	Criterios básicos para considerar en la implementación	52
3.3.2.1	Presión y caudal	52
3.3.2.2	Fluido inyectado	53
3.3.3.	Componentes de un plan API 32	53
3.3.3.1	Válvula de bloqueo	54
3.3.3.2	Filtro en “Y”	55
3.3.3.3	Válvula antirretorno	56
3.3.3.4	Caudalímetro	57
3.3.3.5	Termómetro	58
3.3.3.6	Manómetro	59
3.3.3.7	Válvula de aguja	60
3.3.4.	Disposición de los elementos en el plan API 32	61
3.3.4.1	Conexión del plan API 32	62
3.4.	IMPLEMENTACIÓN PLAN API 54	62
3.4.1.	Fluido de barrera	63
3.4.1.1	Royal Purple FDA 910	63
3.4.2	Central de lubricación LMA-39327-001	63
3.5.	EXPERIENCIA Y RESULTADOS DEL PLAN API 32	65

3.5.1.	Plan API 32 en las bombas J-3002 A/B	65
3.5.2.	Plan API 32 en las bombas J-704 /A/B	67
CONCLUSIÓN		69
BIBLIOGRAFÍA		71
ANEXOS		73

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-1 Enap refinería Aconcagua, planta de coker.

FIGURA 1-2 Ubicación de ENAP Refinería Aconcagua.

FIGURA 1-3 Layout general de ERA.

FIGURA 1-4 Plano general ERA.

FIGURA 1-5 Plano General ERA, planta de Topping.

FIGURA 1-6 Esquema de una torre de Topping.

FIGURA 1-7 Bomba Byron Jackson GJSH 4x6x14.

FIGURA 1-8 Sello mecánico del fabricante John Crane modelo 609.

FIGURA 1-9 Plan API 52.

FIGURA 1-10 Plan API 21.

FIGURA 1-11 Plan API 54.

FIGURA 1-12 Plan API 32.

FIGURA 1-13 Esquema de una planta de coker.

FIGURA 2-1 Lugar en el sello donde se encuentra el coque.

FIGURA 2-2 Fuelle interno dañado por la formación de coque.

FIGURA 2-3 Conjunto eje, impulsores J-130.

FIGURA 2-4 Caja de descanso lado libre rectificada debido a los golpes.

FIGURA 2-5 Caja de descansos lado acople rectificada debido a los golpes.

FIGURA 2-6 Entrada y salida de aceite reservorio plan 52.

FIGURA 2-7 Espectro aceleración de vibración posición B1V.

FIGURA 2-8 Grafico que muestra la tendencia en las vibraciones.

FIGURA 2-9 Espectro aceleración de vibración posición B1V.

FIGURA 2-10 Grafico mostrando la tendencia en las vibraciones.

FIGURA 3-1 Sello mecanico 604 HTCDP.

FIGURA 3-2 Válvula de globo ½” NPT.

FIGURA 3-3 Datos técnicos filtro en “Y”.

FIGURA 3-4 Válvula antirretorno ½” NPT.

FIGURA 3-5 Caudalímetro de alta temperatura AW-Lake.

FIGURA 3-6 Termómetro WIKA modelo TG 53.

FIGURA 3-7 Datos técnicos manómetro WIKA modelo 233.50.

FIGURA 3-8 Válvula de aguja Swagelok serie GU.

FIGURA 3-9 Configuración plan API 32.

FIGURA 3-10 Ingreso del fluido al sello mediante plan API 32.

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1-1 Tabla de las especificaciones técnicas de la bomba Byron Jackson.

TABLA 1-2 Especificaciones técnicas sello 609HRP.

TABLA 2-1 Velocidades RMS en distintos puntos de la máquina.

TABLA 2-2 Velocidades RMS en distintos puntos de la máquina.

TABLA 3-1 Especificaciones técnicas 604 HTC DP.

TABLA 3-2 Datos técnicos válvula de globo.

TABLA 3-3 Datos técnicos filtro en “Y”.

TABLA 3-4 Datos técnicos válvula antirretorno.

TABLA 3-5 Datos técnicos caudalímetro AW-Lake J3S-7HB-05.

TABLA 3-6 Datos técnicos termómetro WIKA TG 53.

TABLA 3-7 Datos técnicos manómetro WIKA modelo 233.50.

TABLA 3-8 Datos técnicos válvula de aguja Swagelok SS-8GUF8-G.

TABLA 3-9 Elementos que componen la consola de lubricación John Crane.

TABLA 3-10 Datos técnicos bombas J-3002 A/B.

TABLA 3-11 Datos técnicos bombas J-704 /A/B.

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2-1 Falla de los distintos componentes en una bomba.

GRÁFICO 2-2 Causas de falla en bombas.

GRÁFICO 3-1 MTBF de bombas J-3002 A/B.

GRÁFICO 3-2 MTBF bombas J-704 /A/B.

SIGLAS Y SIMBOLOGÍA

1. Siglas

ERA: ENAP Refinería Aconcagua.

Mín.: Mínimo.

Máx.: Máximo

API: American Petroleum Institute

Temp: Temperatura.

FSA: Fluid Sealing Association.

2. Simbología

mm: milímetro.

m³/hr: metros cúbicos/hora.

kg/cm²: kilogramos/centímetros cuadrados.

m: metro.

rpm: revoluciones por minuto.

kW: kilowatts.

°C: grados Celsius.

gpm: Galones por minuto.

l: Litros.

psi: Pounds per-Square Inch (Libras por pulgada cuadrada).

m³/día: metros cúbicos/día.

cSt: Centistokes.

cp: Centipoise.

bbl/día: Barriles de petróleo por día.

mPas: mili Pascal por segundo.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el mundo industrial está regido por una serie de normas de carácter internacional y nacional las cuales están dirigidas a cumplir una serie de objetivos los cuales van desde la seguridad, tanto del personal como del medioambiente, hasta el correcto funcionamiento de máquinas y equipos.

Estos estándares e instituciones se han creado a través de los años con el objetivo de mejorar las deficiencias detectadas en los respectivos campos industriales que regula cada norma, además las normativas de carácter internacional permiten una globalización de las industrias lo que se traduce en un aumento de los recursos y soluciones disponibles.

A pesar de lo descrito anteriormente existen situaciones en donde las normas no han sido bien implementadas, o también situaciones en donde han ocurrido avances tecnológicos debido a investigaciones y experiencias en la industria lo que lleva a una actualización de dicha norma, estas situaciones afectan el cumplimiento de los objetivos establecidos por la norma, lo que como consecuencia tendrá repercusiones que van desde la pérdida de ciertas certificaciones para la empresa hasta el daño a personal y medioambiente.

En el rubro de la extracción, refinación y comercialización del petróleo la institución encargada de normalizarlo es la American Petroleum Institute.

Este documento dará a conocer las problemáticas presentes en la bomba de crudo reducido Byron Jackson de ENAP Refinería Aconcagua, la cual presenta una alta tasa de falla en sus sellos mecánicos y que por lo tanto no logra cumplir los objetivos establecidos en la normativa API para este tipo de elementos.

Para enfrentar la problemática presente en este equipo, se elaborará la propuesta de un plan API, basado en el tipo de fallas que se han presentado y en los equipos de características u operación similar en donde se ha implementado parte de esta solución y se han obtenido resultados favorables.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

-Proponer un nuevo plan API, mediante la detección del origen de los fallos en los sellos mecánicos a través de la recopilación de datos teóricos y técnicos, y datos empíricos de otras refinerías y expertos, mejorando el funcionamiento de las bombas de crudo reducido Byron Jackson en Enap refinería Aconcagua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

-Recopilar información y características técnicas de las bombas Byron Jackson y sus planes API, por medio de manuales técnicos, entendiendo de mejor manera su funcionamiento.

-Identificar causa de falla en los sellos mecánicos de las bombas J-130 /A/B por medio de evidencia empírica de otras refinerías y expertos.

-Proponer un nuevo plan API para mejorar los problemas de confiabilidad, tomando como referencia el funcionamiento de este en otros equipos de similares características.

**CAPÍTULO 1: PROBLEMÁTICA ACTUAL DE LAS BOMBAS BYRON
JACKSON**

1.1. ANTECEDENTES GENERALES

Este trabajo de título se va a desarrollar en la planta de Topping 1 y vacío, Área Fraccionamiento de la empresa Enap Refinerías Aconcagua.

1.2. EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

Luego del descubrimiento del primer pozo de petróleo del país, en el sector de Springhill, en Magallanes, el 29 de diciembre de 1945, el Estado de Chile se propuso crear la Empresa Nacional del Petróleo, cuya fundación ocurrió oficialmente el 19 de junio de 1950, con la publicación de la Ley N.º 9.618. El hallazgo de petróleo en Springhill fue realizado por el equipo de exploradores encabezado por el ingeniero Eduardo Simian Gallet, y dio paso a nuevas perforaciones de pozos que resultaron productores. De esta forma, el equipo encabezado por Simian recomendó a la Corporación de Fomento de la Producción (Corfo) la creación de ENAP, para explotar comercialmente los yacimientos descubiertos en Magallanes.

Una de las primeras metas que se propuso la naciente empresa fue levantar una refinería de petróleo en el país, tarea que culminó en 1954, con la puesta en marcha de la Refinería de Petróleo de Concón (hoy Refinería Aconcagua). Luego, en 1959, se construyeron las primeras instalaciones logísticas para el almacenamiento y distribución de combustibles refinados en Maipú y, al año siguiente, la terminal marítima de Gregorio, en Magallanes.

En 1981 ENAP integró el negocio logístico, con plantas de almacenamiento de combustibles líquidos y gaseosos en Maipú, San Fernando y Linares. Actualmente, esta actividad se realiza a través del Departamento de Almacenamiento y Oleoductos, que pertenece a la filial Enap Refinerías S.A.

El 1 de enero de 2004 se fusionaron las refinerías en una sola empresa: Enap Refinerías S.A.

1.2.1. ENAP Refinería Aconcagua

En esta refinería las principales plantas de procesamiento de crudos y cargas complementarias son: Topping y Vacío I, Topping y Vacío II, Visbreaking (fuera de servicio), Cracking Catalítico, Reformación Continua, Hidrocracking Suave (dos plantas), Hidrodesulfurización de diésel y de gasolina, Alquilación, Planta de Solventes, Planta de ácido sulfúrico, Planta de Isomerización, Planta de DIPE, Planta de Azufre y Planta de Hidrógeno (propiedad de AGA), Complejo de Coquización Retardada Coker.

Además, existen plantas de tratamiento Merox para aguarrás y kerosenes, instalaciones de tratamiento de gases y aguas aceitosas, planta de suministros, sistema cerrado de agua de refrigeración; sistema de antorchas, oleoductos entre la refinería y el Terminal Marítimo de Quintero; instalaciones de cañerías internas de zonas de estanques a plantas procesadoras y de estas plantas a estanques de productos intermedios y finales; zona de bombas para enviar productos desde la refinería; Terminal Marítimo en Quintero con estanques de crudo y productos, zonas de bombas y cuatro fondeaderos, incluyendo uno de tipo monoboja para buques cisternas Suezmax y VLCC; Laboratorio Químico; Patio de carga de camiones; instalaciones para el personal de la Brigada de Respuesta a Emergencias; Cuartel para el Cuerpo de Bomberos para turnos de 24 horas; carros bombas, equipos y elementos para combatir incendios; talleres especializados de mantenimiento y reparación de todas las plantas; equipos eléctricos de emergencia a base de combustible diésel y gas; y sistema de interconexión de gas natural para ser utilizado como combustible en calderas y hornos (generación de vapor).



Fuente 1-1: https://www.enap.cl/pag/79/869/refineria_aconcagua

Figura 1-1: Enap refinería Aconcagua, planta de coker.

1.2.2. Propósito

Impulsar un futuro energético sostenible para el país y los territorios en donde estamos presentes.

1.2.3. Visión

Ser una empresa pública modelo en seguridad, eficiencia y relacionamiento con las comunidades, que desempeñe un rol estratégico en el abastecimiento de combustibles del país de forma sustentable.

1.2.4. Ubicación

Enap refinería Aconcagua está ubicada en Av. Borgoño 25777, Concón

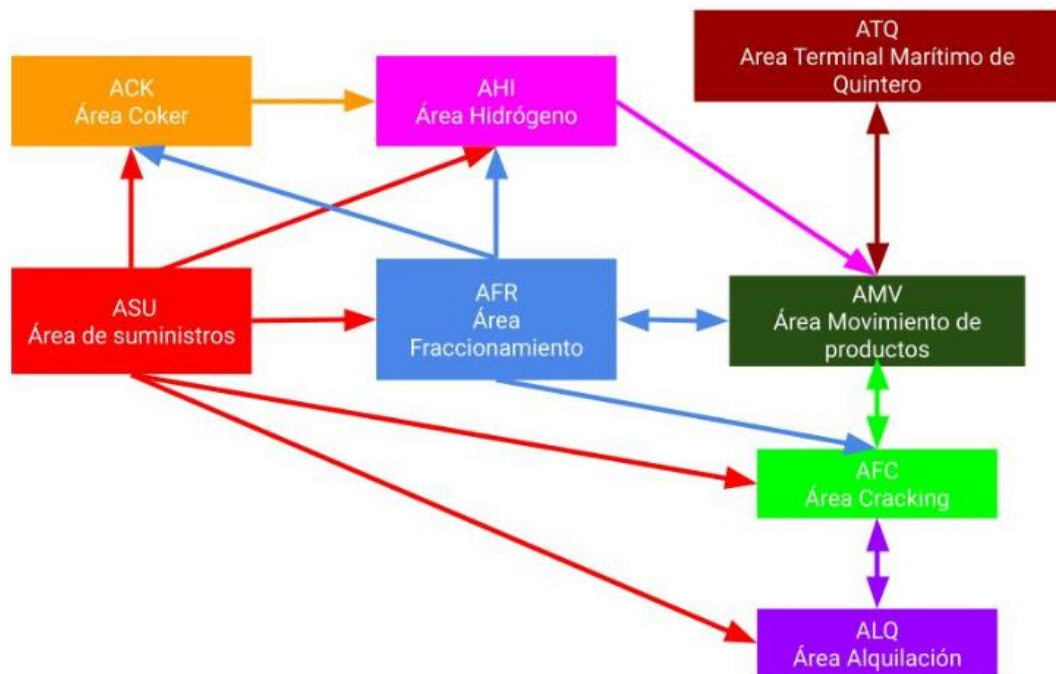


Fuente 1-2: Google Maps.

Figura 1-2: Ubicación de ENAP Refinería Aconcagua.

1.2.5. División de áreas en ERA

ENAP Refinería Aconcagua internamente está dividida en ocho áreas, cada una de las cuales está dedicada a una etapa o proceso en la refinación del petróleo.



Fuente 1-3: Elaboración propia

Figura 1-3: Layout general de ERA.

1.2.5.1 Área fraccionamiento (AFR)

El área de fraccionamiento es la encargada de procesar el petróleo crudo de distintas procedencias y distintas calidades, son unidades primarias dentro del proceso de refinación del petróleo.

Entre sus principales plantas se encuentran Topping y vacío 1 y 2, las cuales en conjunto tienen una capacidad de procesar 16500 (m³/día) de petróleo crudo.

1.2.5.2 Área cracking (AFC)

En esta área las plantas de cracking catalítico reciben el gas oil de las plantas de vacío en fraccionamiento, y además reciben una fracción de gas oil proveniente de la planta de coker y se obtienen los siguientes productos:

- Gasolina.
- Diesel.
- Fuel Oil.
- Gas licuado.

1.2.5.3 Área Hidrogeno (AHI)

Esta planta principalmente se encarga de transformar el gas oil de vacío en Diesel bajo en azufre, además se obtienen en menores cantidades gasolina y gases livianos.

1.2.5.4 Área Suministro (ASU)

Esta área está dedicada a la generación de cierto tipo de suministros que son utilizados por distintos equipos o procesos, uno de ellos es el vapor el cual es generado por calderas y es usado en distintos puntos de la refinería ya sea como un refrigerante, para impulsar bombas de proceso mediante turbinas de vapor o incluso es usado para labores de limpieza.

Otro tipo de suministro es el aire comprimido, el cual es generado mediante compresores y es usado para el control de distintos elementos en varios puntos de la refinería, un ejemplo son las válvulas de control las cuales son accionadas mediante señales de presión neumática.

1.2.5.5 Área Alquilación (ALQ)

El objetivo de la planta de alquilación es el de producir el alquilato el cual es la base para producir las gasolinas de 93 y 97 octanos, su producción es de 1070 (m³/día).

El complejo cuenta en total de cuatro plantas, una de ellas es la planta de alquilato que produce el producto final, y las otras tres están dedicadas a refinar y suministrar los componentes que integran el alquilato.

1.2.5.6 Área Coker (ACK)

El área de coker es la encargada de procesar los fondos de torre provenientes de las plantas de vacío en el área de fraccionamiento, su objetivo es obtener las ultimas fracciones de gasolina, gas oil y diésel presentes en el fluido, al final del proceso queda un producto solido llamado coque, el cual es usado en centrales termoeléctricas como combustible, la capacidad de esta planta es de 12000 (bbl/día).

1.2.5.7 Área Movimiento de productos (AMV)

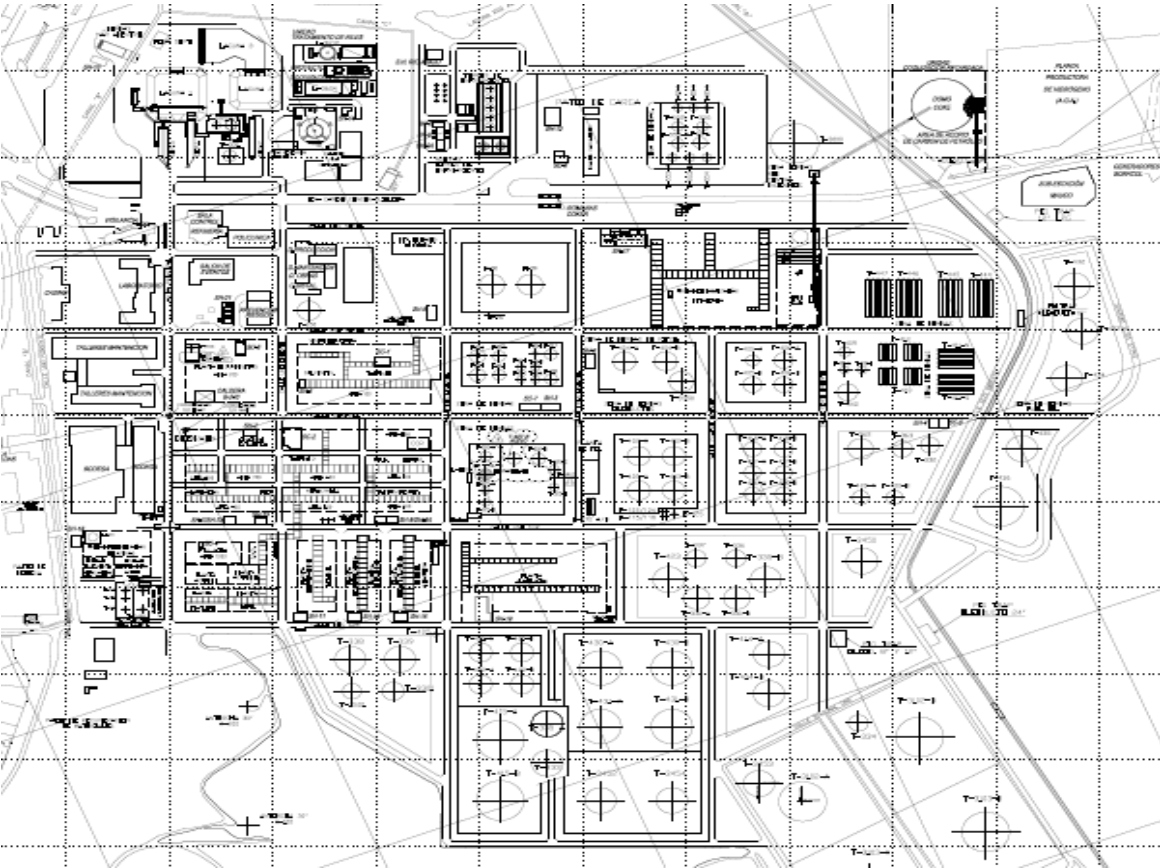
La función de esta es almacenar y distribuir los productos entre sus distintas plantas, además de almacenar el petróleo crudo y los finales, también cumple esta función con los productos intermedios que serán usados como carga para las distintas planta de la

refinería, al final del proceso de refinación los productos serán distribuidos mediante vía terrestre mediante camiones cisternas u oleoductos, uno de los cuales es el oleoducto Concón-Maipú el cual abastece de distintos combustibles a la región metropolitana, con una capacidad de 1200 (m³/hr) y el otro oleoducto es el de Concón-Quintero, el cual abastece a ERA de petróleo crudo mediante buques petroleros provenientes del extranjeros y a su vez ERA envía combustibles a Isla de Pascua mediante buques.

1.2.5.8 Área Terminal marítimo Quintero (ATQ)

El terminal marítimo es el encargado de recibir la totalidad del crudo adquirido por ENAP y el cual será enviado mediante oleoductos a ERA el cual es encargado de la refinación, a su vez en este terminal se cargan buques los cuales son encargados de proveer de distintos combustibles a localidades como isla de pascua, mensualmente por las instalaciones circulan 700000 (m³) entre productos y petróleo crudo.

1.2.6. Ubicación de la planta de Topping 1



Fuente 1-4: Departamento ingeniería y construcción ERA

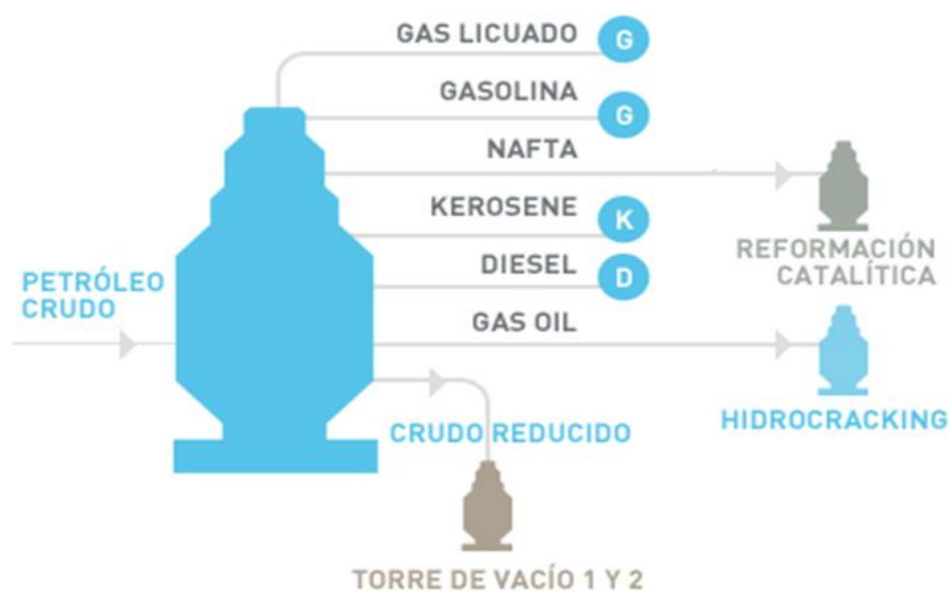
Figura 1-4: Plano general ERA.

Figura 1-5: Plano General ERA, planta de Topping.

1.2.7. Planta de Topping

En esta planta el petróleo crudo es calentado a 370° C, este parcialmente vaporizado entra a la torre de fraccionamiento en donde los productos son separados, los productos más livianos escapan por la parte superior y los más pesados por la parte inferior, los productos obtenidos en orden son:

- Gas licuado (LPG), gasolina.
- Nafta utilizada como carga para otras unidades.
- Kerosene y petróleo Diesel.
- Gasoil, producto usado para alimentar plantas de cracking catalítico e Hidrocracking.
- Crudo reducido, usado para alimentar las plantas de vacío.



Fuente 1-6: <https://www.enap.cl/pag/268/1557/topping>

Figura 1-6: Esquema de una torre de Topping.

El interés de este informe está en los equipos que bombean el crudo reducido desde el fondo de esta torre, sin embargo, es importante explicar de una manera simple uno de los procesos de refinación del petróleo, así de esta manera se logra visualizar en donde intervienen los equipos analizados más adelante.

1.3. SELECCIÓN DE EQUIPOS

En este caso el equipo estudiado es una bomba centrífuga multietapa radialmente dividida, más específicamente se trata de una bomba del fabricante Byron Jackson modelo GJSH 4x6x14.

Se ha seleccionado este equipo debido a la importancia que tiene dentro del proceso de refinación, dentro de este proceso los equipos estudiados están considerados como equipos de carga, es decir si por alguna razón no están disponibles para su uso, la refinería tendrá que disminuir durante el periodo de tiempo que dure la reparación la carga a esta planta, lo que se traduce en menor producción, también es importante considerar la capacidad de proceso de cada una de las plantas ya que Topping 1 es capaz de procesar 10000 (m^3/d), mientras que Topping 2 solo alcanza 6500 (m^3/d), esto implica que los equipos de la primera planta tendrán una mayor cantidad de trabajo comparado a la segunda planta.

Otro factor a considerar es el historial de este equipo, ya que, en la planta de Topping 2 existen bombas que cumplen exactamente la misma función, sin embargo, se le ha hecho una renovación a la planta de Topping 2, por lo que el historial disponible aun no es comparable al de Topping 1, además anterior a esta renovación los equipos de la segunda planta usaban una configuración de sello simple y no doble como ocurre en la primera por lo que nuevamente estos datos no son comparables.

1.3.1. Bomba Centrífuga

La bomba centrífuga es un equipo rotativo, pensado para mover o desplazar un fluido incompresible, y que convierte la energía mecánica en energía cinética a través de su impulsor y geometría de la carcasa, internamente el fluido es dirigido al centro del impulsor y este saldrá con la fuerza centrífuga dirigido hacia la salida, la entrada y salida pueden ser de distintos diámetros dependiendo de los requerimientos.



Fuente 1-7: <https://csplus.cascades.com/high-pressure-pump-byron-jackson-4-x-6-x-13-250.html>

Figura 1-7: Bomba Byron Jackson GJSH 4x6x14.

1.3.1.1 Especificaciones técnicas

Información básica	
Fabricante	Byron Jackson Argentina I.C.S.A.
Modelo	GSJH 4x6x14
Área	100
Condiciones de operación	
Caudal (m³/h)	Min. 57,4 / Nominal 110,3
Presión de succión (kg/cm²)	Max. 4,3 / Nominal 1,3
Presión de descarga (kg/cm²)	22,5
Altura de expulsión (m)	299,9
NPSHA (m)	2,7
Construcción	
Normativa	API 610 (séptima edición)
Rotación	Contrarreloj
Tipo de carcasa	Doble voluta
Succión	Tamaño 6” / Posición TOP
Descarga	Tamaño 4” / Posición TOP

Motor eléctrico	
Fabricante	ACEC
Modelo	KN 315 MR2
Potencia (kW)	132
RPM	3000
Voltaje	380
Tipo de rodamientos	Radial: de bolas / Axial: de bolas

Fluido bombeado	
Tipo	Crudo reducido
Temp. De bombeo (°C)	Min. 337 / Normal 361
Presión de vapor (kg/cm²)	Min. 2,07 / Normal 2,08
Densidad relativa (SG)	Min. 0,706 / Normal 0,707
Viscosidad (mPas)	Min. 0,4 / Normal 1
Performance	
Velocidad (RPM)	2970
Diam. Impulsor (mm)	Nominal 328 / Max. 341 / Min 276
Tipo de impulsor	Cerrado
Potencia nominal (kW)	116,6
Eficiencia (%)	61
Flujo mínimo continuo (m³/h)	55
Max. Altura de expulsión nominal (m)	305
Max. Potencia nominal (kW)	165
NPSHR con flujo nominal (m)	2,7
Sello mecánico	
Fabricante	Borg Warner
Código API	BTTRN
Modelo	BxH-HPCX
Plan API primario	21

Plan API secundario	52
---------------------	----

Fuente 1-8: Elaboración propia

Tabla 1-1: Tabla de las especificaciones técnicas de la bomba Byron Jackson.

La bomba originalmente usaba los sellos indicados en la tabla, sin embargo, esta empresa ha sido absorbida por Flowserve, posterior a esto ERA decidió probar con propuestas de otros fabricantes debido al alto costo y baja confiabilidad de las unidades ofrecidas por Flowserve, finalmente la propuesta de John Crane fue aceptada e implementada.

1.3.2. Sello Mecánico

Elemento capaz de unir distintas partes o piezas de un equipo evitando la fuga de fluidos y el ingreso de contaminantes.

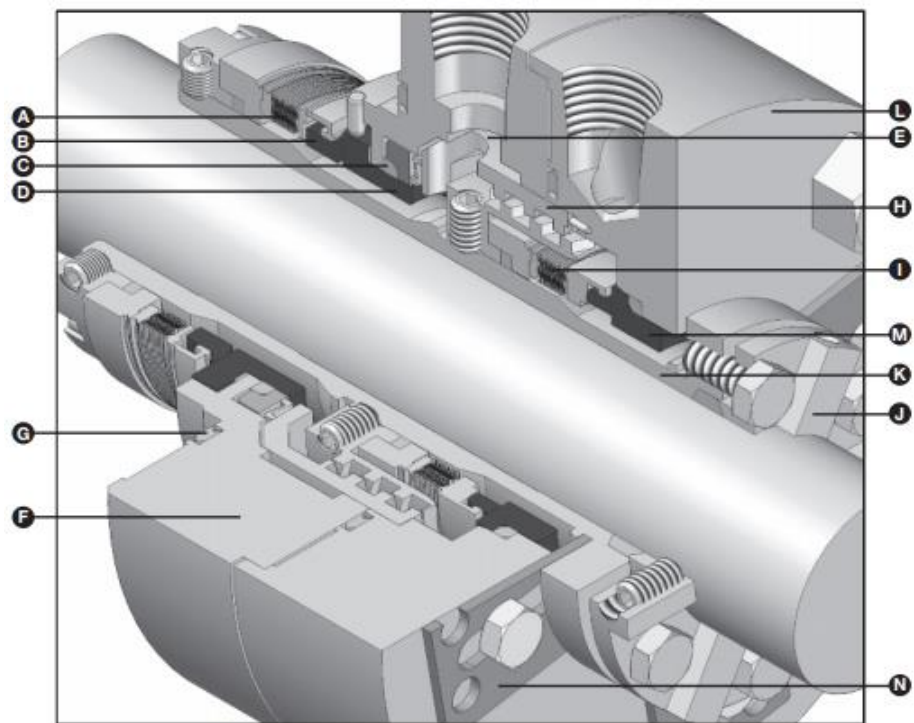
En este caso los elementos a unir son la carcasa de la bomba y el eje, los cuales respectivamente son elementos fijos y móviles, por lo tanto, el diseño de un sello tiene que ser de tal manera que permita el sellado entre ambos elementos y al mismo tiempo permitir el movimiento.

El bombeo de hidrocarburos le da una especial importancia al sellado, ya que los fluidos bombeados representan un gran peligro para el personal si estos llegasen a fugarse, algunos de estos peligros son: Alta temperatura, fluidos corrosivos, inflamabilidad.

Además de lo anterior existen leyes ambientales como la ley 19.300, las cuales dentro de sus artículos prohíben el derrame de hidrocarburos en el medioambiente y además en el caso de normativas internacionales como la API 682 establece un límite de 1000 (ppm).

La marca John Crane en Chile se dedica principalmente a la venta, instalación, mantención y reparación de sellos mecánicos para diversos equipos, en el caso particular de las bombas J-130 /B ellos son los encargados de proveer el sello 609HRP, y en el caso de la bomba J-130 A proveen el modelo 604HTC.

1.3.2.1 Especificaciones técnicas 609HRP



Fuente 1-9: <https://www.johncrane.com/products/mechanical-seals/metal-bellows/type-2609htc-3609htc>

Figura 1-8: Sello mecánico del fabricante John Crane modelo 609.

Performance	
Temperatura (°C)	Min.: -75 / Max.: 425
Presión dinámica (barg)	20
Presión estática (barg)	31
Velocidad (rpm)	Hasta 5000
Materiales de construcción	
A-Fuelle Primario	Inconel 718 (UNS N07718)
B-Anillo primario	Silicio
C- Empaque	Grafoil
D- Asiento primario	Carburo de silicio
E- Guía de flujo	Acero inoxidable 316
F- Cuerpo del sello primario	Acero inoxidable 316
G- Empaquetadura	Durabla
I- Fuelle secundario	Inconel 718 (UNS N07718)
J- Collar	Acero inoxidable 316
K- Manga	Acero inoxidable 316

L- Cuerpo del sello secundario	Acero inoxidable 316
M- Asiento secundario	Carburo de silicio
N- Espaciador de ajuste	Bronce
Dimensiones	
Largo (mm)	171,2
Agujero eje (mm)	55,55 – 55,57
Diámetro exterior (mm)	165,1
Diámetro cámara de sellado (mm)	101,6 – 101,70

Fuente 1-9: Elaboración propia.

Tabla 1-2: Especificaciones técnicas sello 609HRP.

1.4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

El Instituto Americano del Petróleo es la principal asociación comercial de EE. UU, representa a cerca de 700 corporaciones dedicadas a la producción, refinación y distribución de la industria del petróleo y gas natural.

API fue formada en 1919 como una organización para establecer estándares dentro de la industria petrolera, hasta la fecha la institución ha creado más de 700 estándares con el fin de mejorar las condiciones operacionales, medioambientales y la sostenibilidad.

Actualmente la institución no solo está enfocada en la publicación de estándares sino también en las investigaciones las cuales abarcan desde el ámbito económico hasta el toxicológico.

Esta institución regula varios estándares dentro de la industria, uno de ellos son los Planes API.

1.3.1 Planes API

La normativa API 682 (séptima edición) da cuenta de los distintos sistemas de sellado disponibles además de sus diferentes configuraciones, instalación y tipo de plan.

El objetivo de un plan API es generar una condición favorable para la operación del sello mecánico, esto se puede lograr con la lubricación del sello usando el mismo fluido bombeado, en algunos casos se debe reducir la temperatura de este debido a la temperatura del proceso, también se puede modificar la presión en la cámara del sello, en

algunos casos se deben incorporar elementos que limpien el fluido antes de inyectarlo al sello.

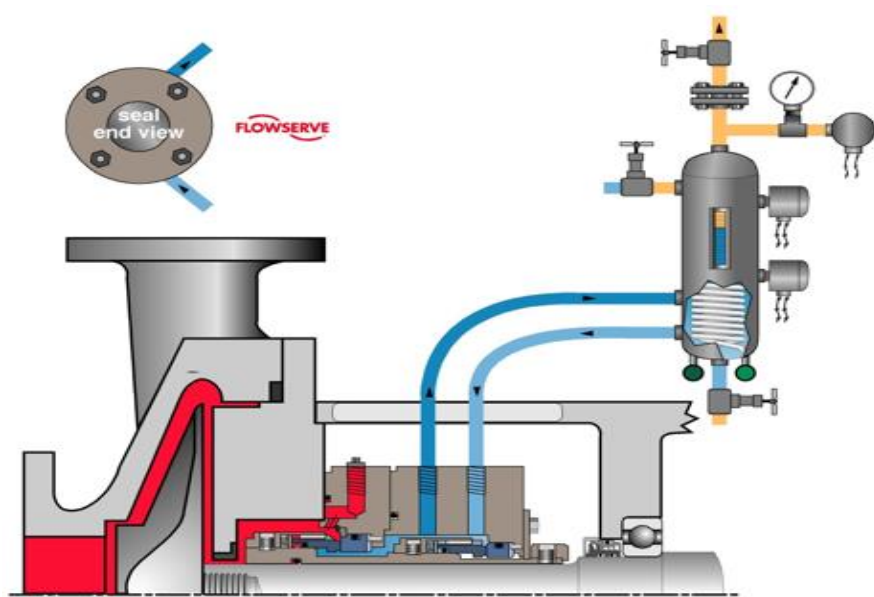
Los planes API también tiene por objetivo controlar y regular las pérdidas de tal manera que estas no representen un peligro para el personal, la instalación o el medioambiente, ya que estas fugas deben ser dirigidas a elementos los cuales están estandarizados dentro de la norma API y están diseñados para contenerlas adecuadamente.

Un plan API son el conjunto de elementos externos tales como enfriadores, reservorios, consolas de lubricación, separadores ciclónicos, tuberías, entre otros, los cuales están conectadas al sello mecánico y apuntan a proveer un funcionamiento correcto de este.

Los distintos planes están estandarizados y cada uno recibe un número a modo de nombre, cada uno de estos planes indica cuales son los elementos externos normalizados en este y su instalación, el desarrollo de estos se ha llevado a cabo a lo largo de los años a medida que los operarios de los equipos probaban distintas configuraciones dependiendo del proceso y observaban cual ofrecía los mejores resultados, la API tomaba los resultados de estas investigaciones y las incorporaba en las distintas ediciones de su norma.

La aplicación de estos planes es en bombas centrífugas o rotativas que son usadas en aplicaciones de productos peligrosos, inflamables y tóxicos en la industria química y petrolera.

1.3.1.1 Plan 52



Fuente 1-10: Flowserve

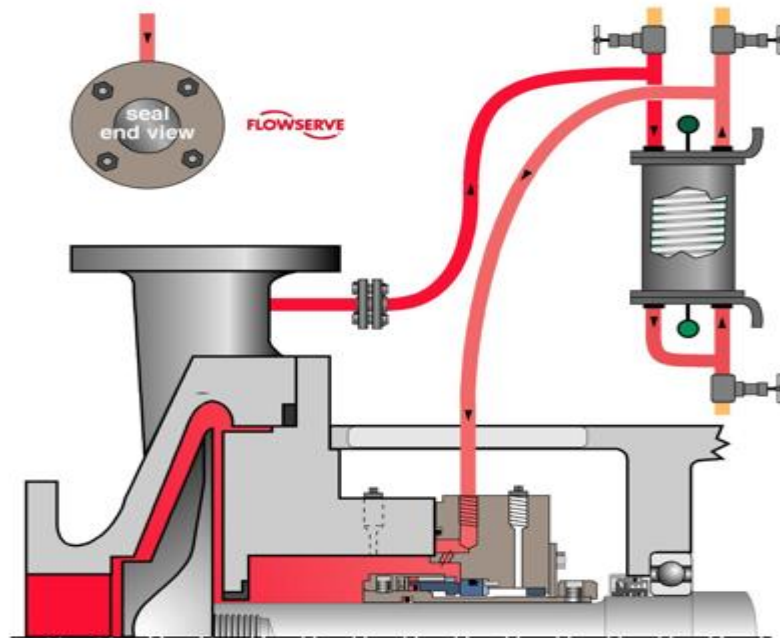
Figura 1-9: Plan API 52.

Este plan API se caracteriza por la circulación de un fluido búfer despresurizado a través de un reservorio.

La circulación del fluido es provocada por un dispositivo de bombeo instalado en el sello externo, el efecto termosifón también ayuda al flujo.

Esta configuración de sello es considerada “ecológica”, ya que, si el sello primario llegase a presentar una fuga está en vez de salir al ambiente, contaminara el circuito del sello secundario reflejándose en un aumento del nivel del reservorio y contaminación de este.

1.3.1.2 Plan 21



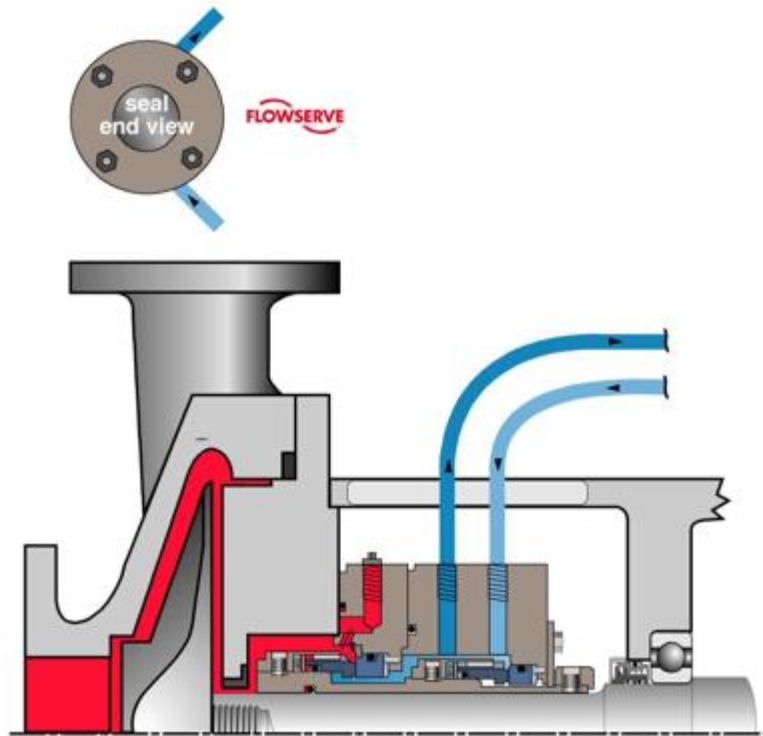
Fuente 1-11: Flowserve

Figura 1-10: Plan API 21.

Este plan cuenta con una salida desde la descarga, pasando por una placa orificio el cual es calculado para obtener el caudal necesario, luego el enfriador reduce su temperatura para finalmente ser inyectado directamente al sello.

Las temperaturas de las distintas líneas que conectan este plan deben ser monitoreadas, ya que, una temperatura anormal puede indicar problemas en algún punto del sistema de sellado.

1.3.1.3 Plan 54



Fuente 1-12: Flowserve

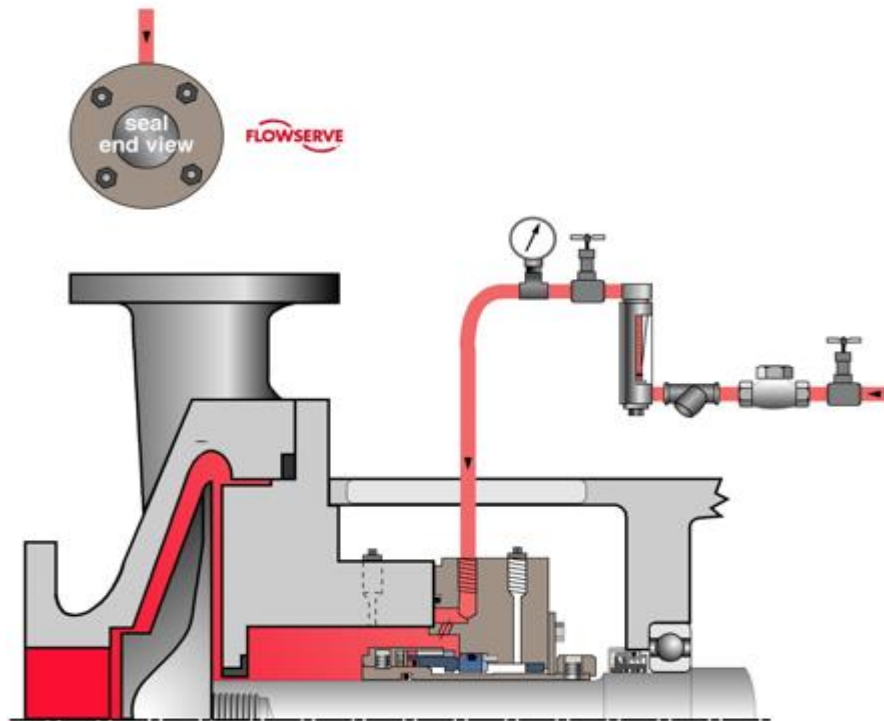
Figura 1-11: Plan API 54.

Este plan se caracteriza por la circulación de un líquido barrera presurizado en el sello secundario desde una fuente externa, mientras que el sello primario trabajara exclusivamente con el producto bombeado sin ninguna intervención de equipos externos.

Esta configuración se considera “ecológica”, ya que la presión presente en el sistema secundario siempre deberá ser mayor a la del sello primario así de esta manera en caso de fallas el producto bombeado no será liberado al exterior, sino que, se inyectará fluido barrera a la unidad primaria.

El indicador del nivel del sistema indicara si hay una perdida, ya que por lo explicado anteriormente estaremos inyectando fluido al sello.

1.3.1.4 Plan 32



Fuente 1-13: Flowserve

Figura 1-12: Plan API 32.

Este plan cuenta con una inyección al sello desde una fuente externa de fluido limpio y compatible con el producto bombeado.

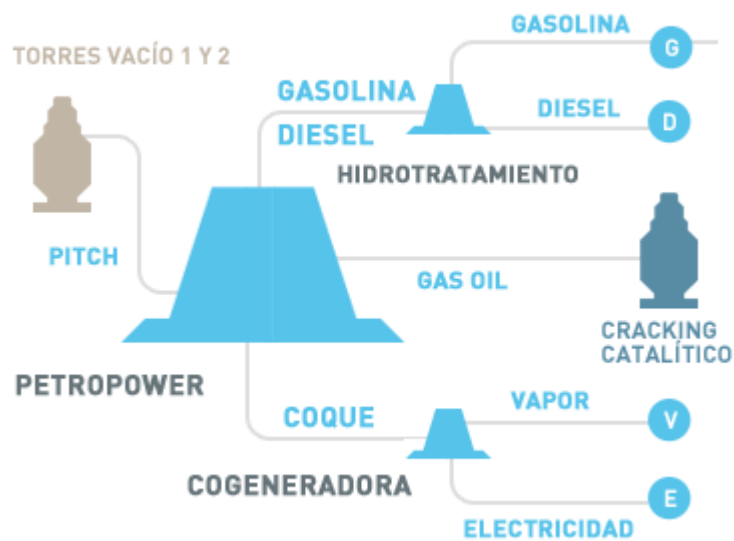
La implementación de este requiere una serie de elementos como: Válvula de bloqueo, válvula check, filtro en “Y”, flujómetro, válvula reguladora de caudal, manómetro y por último un termómetro.

El principal propósito de este plan es remover el fluido del proceso junto con los sólidos que este pueda contener de la cámara del sello, debido a eso es importante contar con una presión más alta que la de bombeo, además el buje de garganta debe tener una tolerancia ajustada para poder mantener la presión y caudal.

1.4 COQUIZACIÓN RETARDADA

La coquización es un proceso térmico usado en refinerías de petróleo en el cual los residuos de petróleo (también conocidos como “fondos de torre”) provenientes de la planta de vacío son bombeados dentro de unos tambores los cuales después de alcanzar cierto nivel son cerrados, luego de esto son calentados a unos 480°C y con la alta temperatura y la presión que se genera en el interior se obtiene varios productos tales como la gasolina, Diesel, gas oil y por último el coque.

El coque dentro de los tambores queda como una roca de carbón por lo que no sale por si solo de los tambores, debido a esto una vez que se extraen los otros productos los cuales pueden ser bombeados, se inserta una lanza hidráulica por la parte superior, y con la ayuda de una alta presión de agua este dispositivo logra cortar y reducir el coque hasta conseguir el tamaño necesario para que este caiga por gravedad del tambor de coque.



Fuente 1-14: <https://www.enap.cl/pag/274/1563/coquizacion>

Figura 1-13: Esquema de una planta de coker.

El fenómeno de la coquificación en los hidrocarburos es fundamental para entender las problemáticas que se presentaran más adelante.

1.5 **PROBLEMÁTICA**

El equipo seleccionado es una bomba centrífuga Byron Jackson modelo GSJH 4x6x14, la cual bombea crudo reducido en la planta de Topping 1 ubicada en Enap refinería Aconcagua, la configuración de estas bombas es en paralelo, específicamente son tres y bombean desde la torre E-51 de Topping 1 hacia el horno B-51.

Los sellos de estas bombas no logran cumplir la norma API 682 (cuarta edición) la cual establece que, todos los sellos vendidos por fabricantes bajo su norma deben cumplir con un tiempo de operación continuo de 25000 (horas) sin necesidad de reemplazo, esto contrasta en gran medida con los resultados obtenidos en las bombas J-130 /A/B, las cuales respectivamente cuentan con un MTBF de 1086 (horas); 2172 (horas); 1737 (horas).

Esta es una situación crítica ya que, de los 25 avisos generados para el conjunto de bombas en el año 2018, 15 de estos estuvieron directamente relacionados a los sellos mecánicos además de ser un aviso de carácter urgente, lo que implica que este deberá ser reemplazado en su totalidad, además una reparación de este tipo tiene una duración de 3 jornadas de trabajo y como consecuencia además de pagar el costo de una unidad nueva, la cual asciende a 12 mil dólares, también se asume el costo por las horas en las cuales el equipo no estuvo operativo y por último también se debe considerar la mano de obra.

A todo lo anterior hay que agregarle el hecho de que la empresa está sometida a regulaciones ambientales tales como la ley 19.300, las cuales no permiten la fuga o derrame de hidrocarburos a la atmósfera, por otro lado, API también regula este aspecto e indica que en un periodo de tiempo de un año la fuga máxima permisible es de 1000 (ppm), debido a estas razones el cambio de un sello tiene aún más urgencia.

**CAPITULO 2: IDENTIFICACIÓN Y ANALISIS DE LAS FALLAS EN LAS
BOMBAS J-130 /A/B**

2.1 FALLAS EN EL CONJUNTO DE BOMBAS J-130 /A/B

En el siguiente capítulo se dará cuenta de las diversas razones por las cuales se producen fallas en los componentes de las bombas ya mencionadas.

2.2. PROBLEMAS CON LOS SELLOS MECANICOS

El año 2018 de los 25 avisos generados para el conjunto de bombas J-130, 15 fueron directamente generados por problemas con los sellos mecánicos, además estos avisos fueron de carácter urgente lo cual requirió el reemplazo completo del sello, la cifra es sumamente elevada considerando que la norma API 682 (cuarta edición) indica que debe tener una duración de 25 mil horas continuas asumiendo unas condiciones de operación optimas y dentro de los parámetros para el cual fue diseñado.

Para entender de mejor manera lo critico de estas cifras se calculará el MTBF (mean time between failures), este indicador es uno de los principales en la industria para indicar la confiabilidad de un equipo, ya que representa el tiempo promedio entre fallas para un equipo. Para calcular el MTBF se ocupa la siguiente formula:

$$MTBF = \frac{\textit{Tiempo total disponible} - \textit{Tiempo perdido}}{\textit{Numero de paradas}}$$

Se tomarán como referencia los datos del mismo año 2018 para la bomba J-130

$$MTBF = \frac{8760(\textit{horas}) - 72(\textit{horas})}{8}$$

El resultado de esta ecuación es de 1086 horas, es decir en un año (8760 horas) ocurrirá una falla cada 1086 horas y cada una de esas detenciones conlleva una reparación de 72 horas.

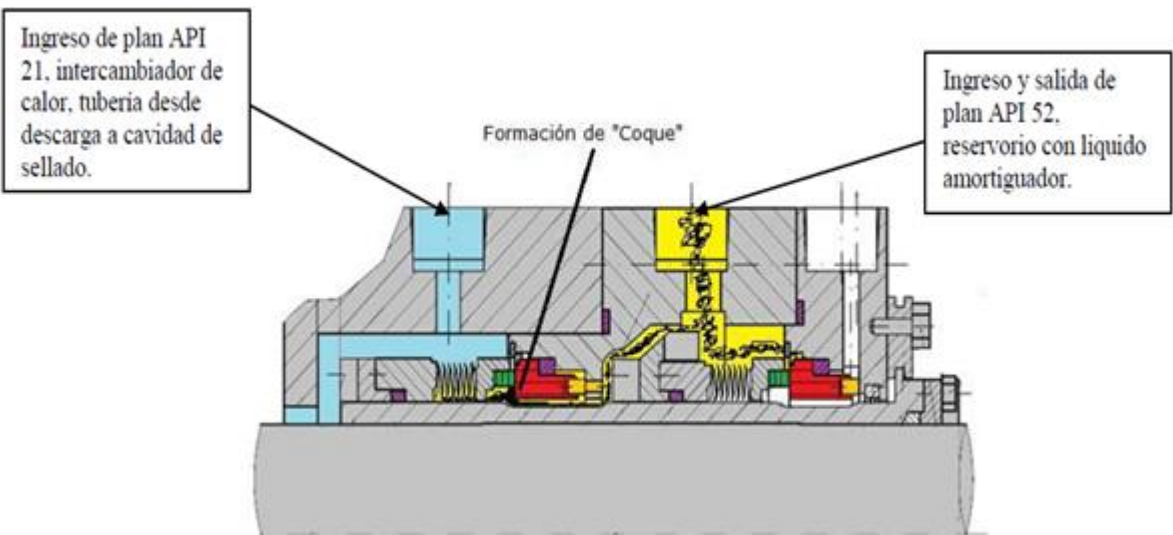
Como se puede observar en los resultados el MTBF no alcanza a cumplir una décima parte de lo que la norma establece como objetivo.

2.2.1. Análisis de falla sello 609HRP

La marca John Crane en Chile se dedica principalmente a la venta, instalación, mantención y reparación de sellos mecánicos para diversos equipos, en el caso particular de las bombas J-130 /B ellos son los encargados de proveer el sello 609HRP, y en el caso de la bomba J-130 A proveen el modelo 604HTC.

Los representantes de la marca a pedido de ERA han llevado a cabo un análisis de los ya mencionados sellos, con el fin de determinar la causa de las reiteradas fallas en estas unidades.

Para el caso del modelo 609HRP, las cuales cuentan con un plan API 21/52, se ha descubierto que debido a la alta temperatura el carbono presente en el crudo reducido se separa y se deposita en las partes internas del sello tales como el fuelle interno y las caras internas. Esto provoca el atascamiento del fuelle y debido a la naturaleza no presurizada del plan 52, el reducido termina por contaminar el líquido barrera.



Fuente 2-1: Documento de John Crane.

Figura 2-1: Lugar en el sello donde se encuentra el coque.

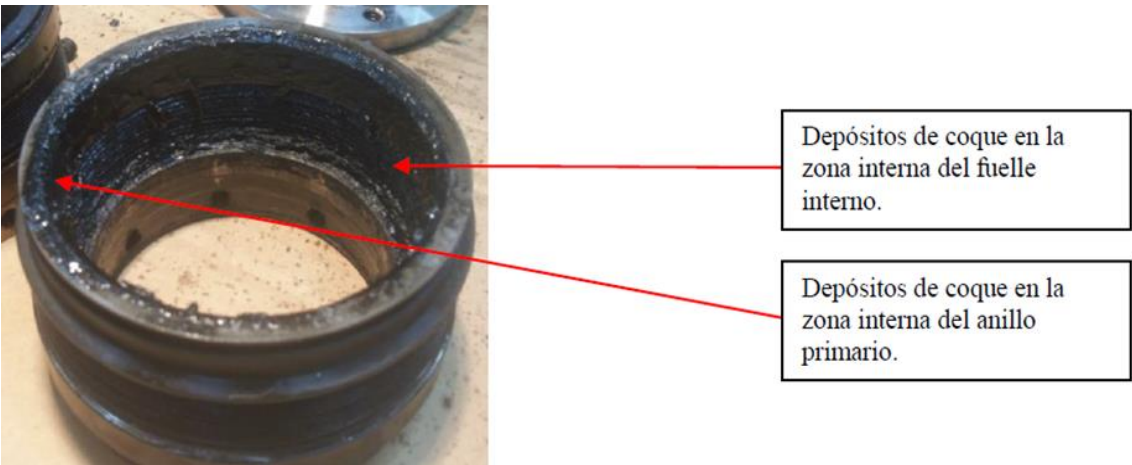
Como se puede observar en la imagen, el fuelle en la parte interna presenta una gran formación de coque, él que se presenta como un recubrimiento negro y de terminación brillante.

La formación de coque en esta zona es curiosa ya que no está presente en otras partes de la bomba, sin embargo, el único lugar que presenta formación de coque es al interior del sello.

Para entender la presencia de coque en esta zona también hay que entender el funcionamiento interno del sello.

En su interior para lograr el sellado hay piezas móviles y estáticas, las móviles son las que están sujetas al eje en movimiento y las estáticas son las que están fijadas al cuerpo del sello que a su vez está aperturado a la bomba, estas dos caras están presionadas entre sí y esta fuerza está fijada por el fabricante según las condiciones de operación de la bomba, para su correcto funcionamiento se necesita de una película lubricante entre los dos elementos ya mencionados, pero, a su vez esto elevará la temperatura del lubricante por efecto del roce.

En este caso el lubricante es el mismo producto bombeado el cual, aunque sea enfriado gracias al Plan 21, cuando entra en contacto con el sello su temperatura aumenta producto del roce entre las caras, debido a esto el residuo sufre un proceso llamado coquización.



Fuente 2-2: Documento de John Crane.

Figura 2-2: Fuelle interno dañado por la formación de coque.

2.2.2. Análisis de falla sello 604HTC

Esta configuración de sello se ocupa en la bomba J-130 A y a diferencia de las otras bombas este ocupa un plan 54, es decir hay un equipo externo el cual bombea fluido de barrera (Royal Purple 78 barrier fluid) en el sello secundario, cabe destacar que estas unidades proporcionadas por John Crane tienen una autonomía determinada, dictada por la capacidad de aceite del reservorio, y además suman otro nivel de complejidad al mantenimiento.

El año 2018 esta bomba generó un total de 10 avisos, 5 de los cuales están directamente relacionados al reemplazo de los filtros de aceite de la unidad externa, el resto de los avisos está relacionada a otros elementos tales como el cubre machón, rodamientos y líneas de refrigeración.

Esta configuración es mucho más confiable que la presente en las otras bombas sin embargo aún tiene sus inconvenientes, el primero es la autonomía, esto se refiere a que debido al diseño del plan 54, como este trabaja con una presión más alta que la del sello primario entre 110 y 125 (psi), es decir siempre va a existir un ingreso de fluido barrera a la cámara de sellado primario, en este caso está calculado para que ese consumo de fluido sea de 1,5 (l/día) por lo tanto con el tiempo y el regular funcionamiento el nivel del reservorio irá bajando paulatinamente, si bien este cuenta con una capacidad de 227 (l), lo cual es una capacidad considerable, hay que revisarlo periódicamente y llenarlo según sea necesario.

El consumo de fluido barrera mencionado anteriormente se considera normal sin embargo, cuando el sello presenta fugas, debido a la diferencia de presiones ya mencionada, el sistema empezará a consumir mucho más fluido de lo normal y si bien este tiene una alarma de nivel, la autonomía es limitada y en caso de no llegar a tiempo para agregar más fluido o detener la bomba y el sistema completo, este puede desencadenar en una falla aún más catastrófica la cual conlleva un tiempo de reparación más extenso.

Por otra parte, se puede observar que el cambio de los filtros de la unidad externa es frecuente, lo que implica que estos elementos están constantemente filtrando las partículas de aceite quemado o coqueificado.

Si bien esta configuración ha presentado mejoras notables con respecto a la original no es perfecta, ya que el sello primario no cuenta con algún plan API para reducir su temperatura, por lo que el reducido a una temperatura de 360° C sigue presente en la cámara principal del sello, esto último representa un gran problema ya que la alta temperatura va a afectar al líquido barrera.

El líquido barrera en este plan es el Royal Purple 78, el cual tiene un flash point de 263° C, esto es relevante ya que como sabemos el producto bombeado está a una temperatura mucho mayor y la diferencia entre ambos es de 97° C aproximadamente, esta gran temperatura dentro del sello causa problemas de coquización en el aceite, si bien es en mucho menor medida gracias al constante flujo de 5.5 (gpm) además del enfriador integrado en la unidad, el coque sigue siendo un problema y a causa de esto han sido los constantes cambios del filtro de la unidad.

2.3. ERRORES EN EL MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

Las fallas en los equipos no solo están relacionadas a un mal diseño, desgaste de piezas u otras fallas inherentes a estos, sino que el factor humano también impacta negativamente.

2.3.1 Puesta en marcha

La puesta en marcha de un equipo industrial requiere de ciertos cuidados tanto del personal como del equipo en sí.

En el caso de las bombas los fabricantes de esta como los de los sellos mecánicos establecen procedimientos paso a paso para el arranque, esto debido a que se deben cumplir ciertas condiciones antes del paso más crítico el cual es poner en funcionamiento el motor eléctrico para que este impulse la bomba.

Los procedimientos varían según el fabricante de la bomba además del tipo de plan API, específicamente la bomba J-130 A tiene una secuencia de arranque distinta a las J-130 /B esto debido a que la primera al contar con un plan 54 tiene una consola de lubricación la cual tiene que ser puesta en marcha 24 horas antes del arranque de la bomba según recomendaciones del fabricante.

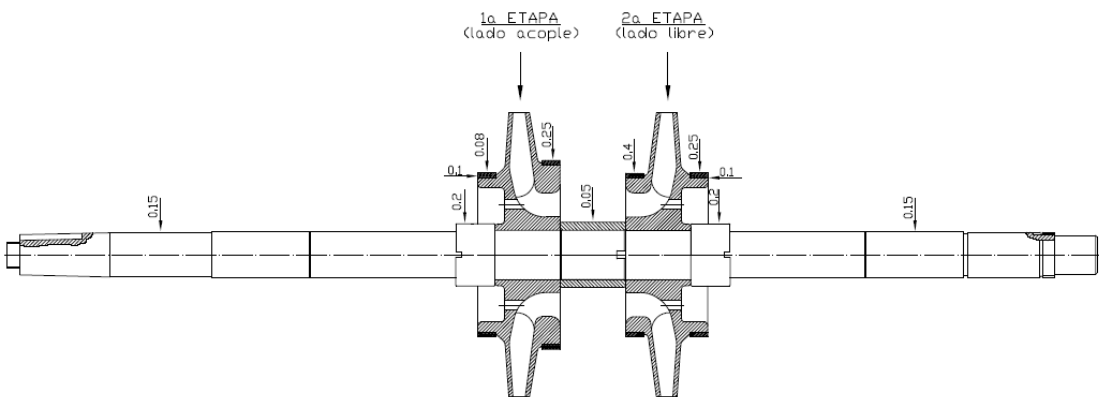
Desafortunadamente el personal de mantenimiento ha registrado en ocasiones una mala puesta en marcha de los equipos por parte de operaciones, lo que si bien no provoca una falla crítica inmediatamente si daña parcialmente ciertos componentes disminuyendo su vida útil.

2.3.2. Mantenimiento

El objetivo del mantenimiento correctivo de un equipo es reparar o reemplazar aquellas piezas que presentan fallas de tal manera que este vuelva a su condición original.

Sin embargo, el factor humano a veces implica que una reparación del equipo no se lleva a cabo de manera correcta, esto implica desde golpes o deformaciones en superficies críticas hasta el ensamblaje incorrecto del equipo.

2.3.2.1 Mantenimiento incorrecto en J-130



Fuente 2-3: Documento interno ERA

Figura 2-3: Conjunto eje, impulsores J-130.

Debido a las vibraciones anormales presentes en esta bomba el personal de operaciones decidió notificar a la división de mantenimiento para que revisara el problema, entre los primeros análisis mantenimiento predictivo determino que las vibraciones correspondían a un desalineamiento en sus descansos.

Previo al desarme de la bomba se decide verificar en terreno si las tuberías de descarga y succión estaban desalineadas de tal manera que estas pudieran estar provocando el problema, se comprueba que estas no ejercían fuerzas sobre la bomba, con esa información se descarta este punto.

Al desarmar la bomba se puede observar que el anillo de desgaste de un rodete presentaba un desgaste excéntrico al igual que otros componentes.

La cara de apoyo de la caja de descansos presentaba varios golpes y marcas tales que estas no permitían un apoyo correcto con el cuerpo de la bomba, esto implica que la caja de descansos estaba ligeramente torcida respecto a la bomba y a su vez esta generaba esfuerzos sobre el eje desviándolo.



Fuente 2-4: Documento interno ERA

Figura 2-4: Caja de descanso lado libre rectificada debido a los golpes.



Fuente 2-5: Documento interno ERA

Figura 2-5: Caja de descansos lado acople rectificada debido a los golpes.

Adicionalmente se ensambló el conjunto de eje, impulsores y tuercas para verificar si presentaban alguna desviación.

Mediante un reloj comparador se logra medir una desviación de 0.4 (mm) en el anillo de desgaste del impulsor, sin embargo, al soltar las tuercas este valor queda en 0 (mm).

Se concluye que problemas estaba en las caras axiales de los impulsores y las tuercas del conjunto, estos al presentar deformaciones, una vez apretados el conjunto desviaban el eje.

Además de esto se habían encontrado piezas cambiadas de lugar, esto significa que como la bomba tiene un lado libre y un lado acople hay componentes que son similares, pero no idénticos por lo tanto el correcto orden de estas hace la diferencia entre un funcionamiento correcto o una falla prematura como lo fue este caso.

Se llegó a la conclusión de que la bomba en una pasada mantención había sido mal ensamblada debido a la inexperiencia por parte del personal específicamente en este tipo de bombas, por otra parte, se asume que los golpes presentes en las distintas caras de apoyo fueron provocados durante el desarme y las distintas maniobras asociadas a este.

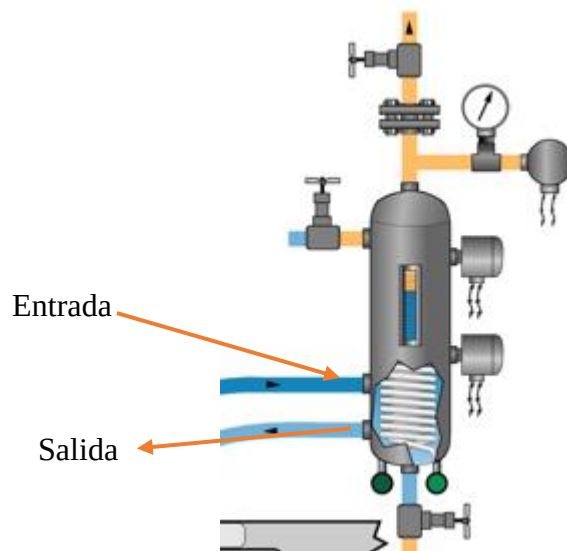
La situación anterior también sirve para explicar en parte algunas de las fallas que presentan los sellos mecánicos 609 HRP tanto por un incorrecto montaje como por las vibraciones.

2.3.2.2 Montaje incorrecto en sello 609 HRP

La instalación del sello 609 HRP va acompañada de un plan 21 en la sección primaria y un plan 52 en la secundaria, en problema radica en la sección del plan 52.

El plan 52 no cuenta con un dispositivo de bombeo “activo” tal como una bomba impulsada por un motor eléctrico como ocurre en el plan 54, en cambio el primero funciona bajo el efecto termosifón y como una medida de apoyo para incrementar el flujo los fabricantes de sellos han implementado un anillo de bombeo dentro de sus unidades.

La unidad de John Crane cuenta con el anillo mencionado en su diseño, sin embargo, cuenta con una salvedad, debido al ya mencionado diseño de la bomba los sellos son específicos para cada lado, es decir lado libre y lado acople, por lo tanto, en el caso de ser instalados al revés los anillos no cumplirían su función.



Fuente 2-6: Elaboración propia

Figura 2-6: Entrada y salida de aceite reservorio plan 52.

Como se observa en la figura 2-6, la entrada de aceite al reservorio tiene que estar más arriba que la salida, esto para lograr que el efecto termosifón cumpla su función y pueda generar un flujo, sin embargo por lo descrito anteriormente si los sellos son instalados en la posición incorrecta, los anillos de lubricación en vez de ayudar al flujo irán en contra de este, por lo que el aceite dentro del sello al contar con un flujo muy bajo aumentara su temperatura rápidamente, finalmente con la alta temperatura este perderá sus propiedades y sufrirá un proceso de coquificación.

2.4. VIBRACIONES MECÁNICAS EN BOMBAS J-130 /A/B

Una vibración es una oscilación en el movimiento desde un punto de referencia, este punto de referencia también se conoce como punto de equilibrio, ya que las fuerzas que actúan sobre este punto tienen una resultante cero.

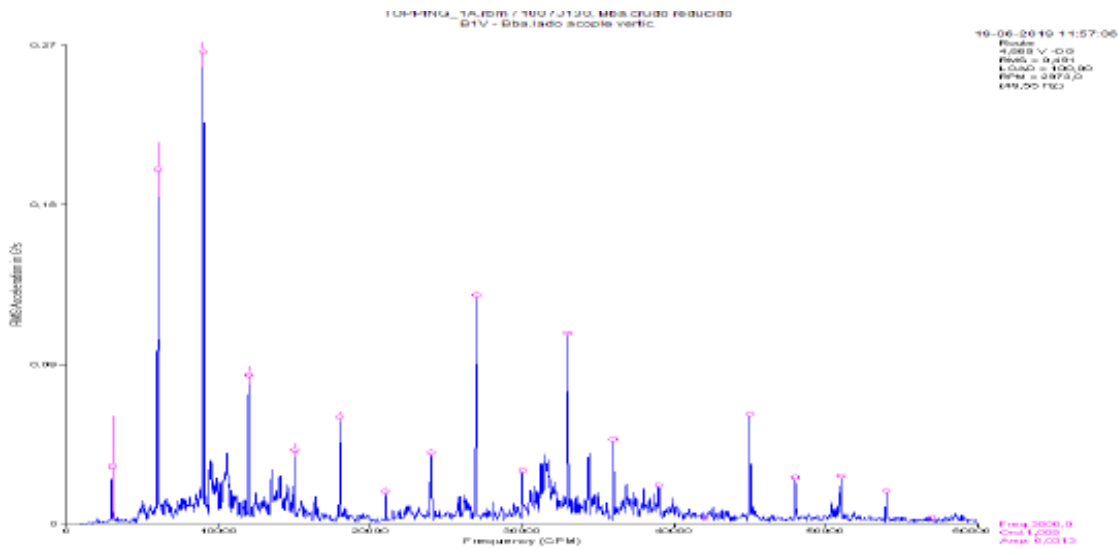
En una maquina rotativa las vibraciones son generadas por fuerzas cíclicas producidas por la misma máquina, un ejemplo claro de esto sería considerar un eje desbalanceado, este movimiento también puede ser visto en forma de grafica con forma sinusoidal.

2.4.1. Vibraciones J-130

Posición	Velocidad (mm/s)
M1H	1,1
M1V	0,6
M1A	0,4
M2H	1,6
M2V	0,5
B1H	3,6
B1V	4,8
B1A	1,8
B2H	2,5
B2V	2,5

Fuente 2-7: Elaboración propia.

Tabla 2-1: Velocidades RMS en distintos puntos de la máquina.



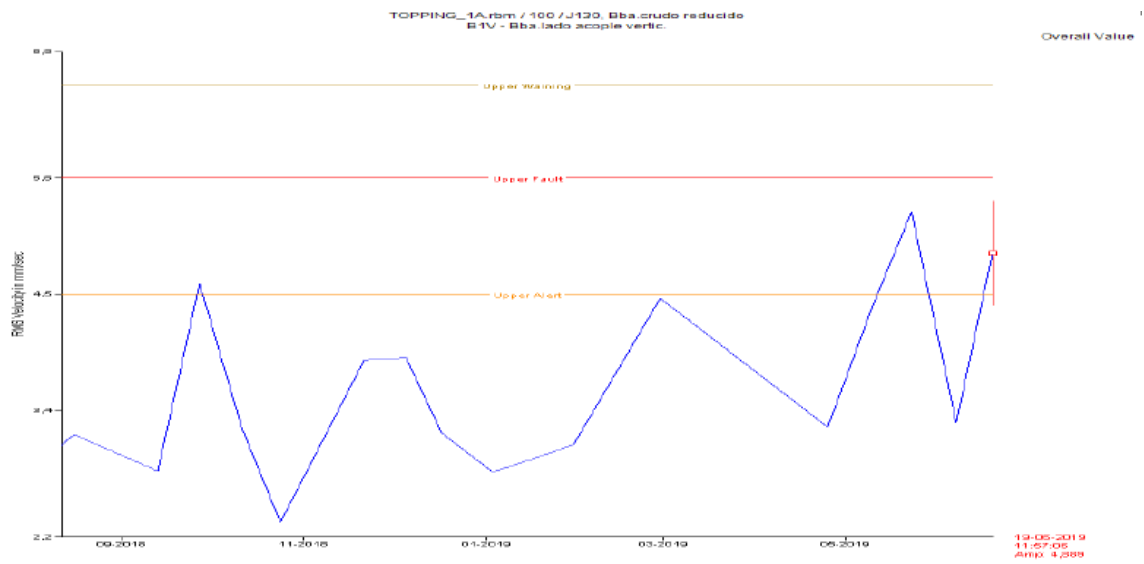
Fuente 2-8: Documento interno ERA.

Figura 2-7: Espectro aceleración de vibración posición B1V.

El análisis del espectro por parte de ERA indica que esta muestra la frecuencia fundamental y un aumento del pasto vibratorio, además de múltiples armónicos.

Además, se indica que la mayor señal se encuentra en la ordenada vertical de la bomba en la posición B1V con un valor RMS de 4,8 (mm/s).

Por último, el diagnostico indica que la bomba puede presentar un desalineamiento interno y además presenta síntomas de cavitación, la condición se ha determinado como insatisfactoria.



Fuente 2-9: Documento interno ERA.

Figura 2-8: Grafico que muestra la tendencia en las vibraciones.

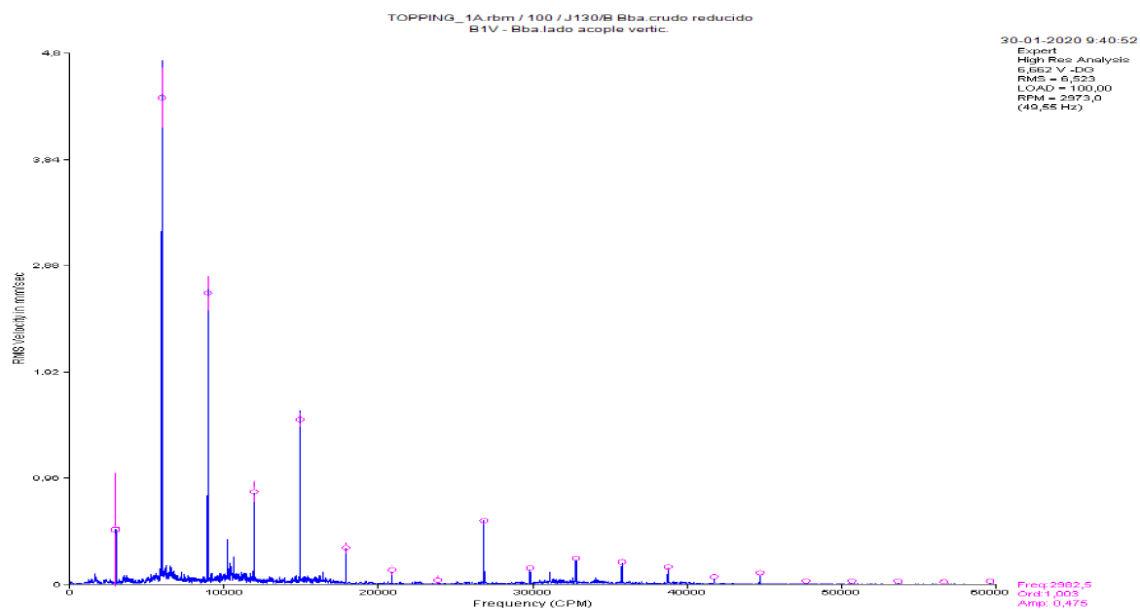
La figura muestra la tendencia de las vibraciones la cual indica que el ultimo valor se encuentra en zona de alerta.

2.4.2. Vibraciones J-130 B

Posición	Velocidad (mm/s)
M1H	1,2
M1V	0,7
M1A	0,4
M2H	1,8
M2V	0,6
B1H	4,8
B1V	6,1
B1A	3,3
B2H	3,2
B2V	3,5

Fuente 2-10: Elaboración propia.

Tabla 2-2: Velocidades RMS en distintos puntos de la máquina.



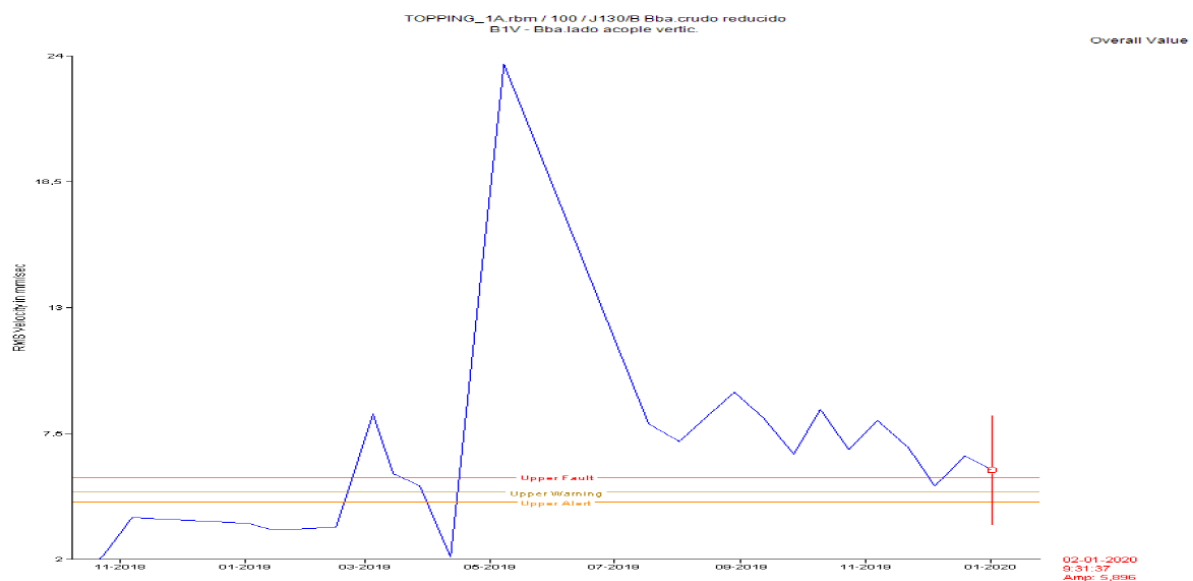
Fuente2-11: Documento interno ERA.

Figura 2-9: Espectro aceleración de vibración posición B1V.

El análisis del espectro por parte de ERA indica que esta muestra la frecuencia fundamental, además de múltiples armónicos.

Además, se indica que la mayor señal se encuentra en la ordenada vertical de la bomba en la posición B1V con un valor RMS de 6,1 (mm/s).

Por último, el diagnostico indica que la bomba puede presentar un desalineamiento interno y además presenta síntomas de cavitación, la condición se ha determinado como insatisfactoria.



Fuente 2-12: Documento interno ERA

Figura 2-10: Grafico mostrando la tendencia en las vibraciones.

La figura 2-10 muestra el historial de las mediciones de vibraciones, como se puede observar los valores están en la zona de falla.

2.4.3 Norma API 610

La norma API 610 establece en uno de sus puntos la máxima vibración permisible para los distintos tipos de bomba que se rigen bajo su clasificación, específicamente las bombas estudiadas son del tipo BB2 según la norma.

Para las bombas tipo BB2 la normativa API 610 establece que las vibraciones deben ser medidas dentro de las condiciones de operación nominales para las cuales fue diseñada la bomba.

Por último, indica dentro de las limitaciones que esta normativa aplica siempre y cuando la bomba no sobrepase las 3600 (rpm) y que además no cuenten con una potencia superior a 300 (Kw).

El límite de vibraciones establecido es una velocidad de 3 (mm/s) RMS el cual debe ser medido en los descansos de la bomba.

La norma además permite un incremento del 30 % en las vibraciones en caso de que la bomba sea operada fuera de los parámetros nominales indicados por el fabricante, lo que en este caso sería de 3,9 (mm/s).

Debido a los valores indicados, las bombas J-130 /B, no cumplen con la norma API 610, incluso considerando el aumento del 30 % en caso de operación fuera de parámetros nominales.

2.4.4. FSA (Fluid Sealing Association)

La FSA es una asociación comercial en donde sus miembros son compañías dedicadas a la producción y marketing de una amplia variedad de soluciones de sellado principalmente dedicados al mercado industrial.

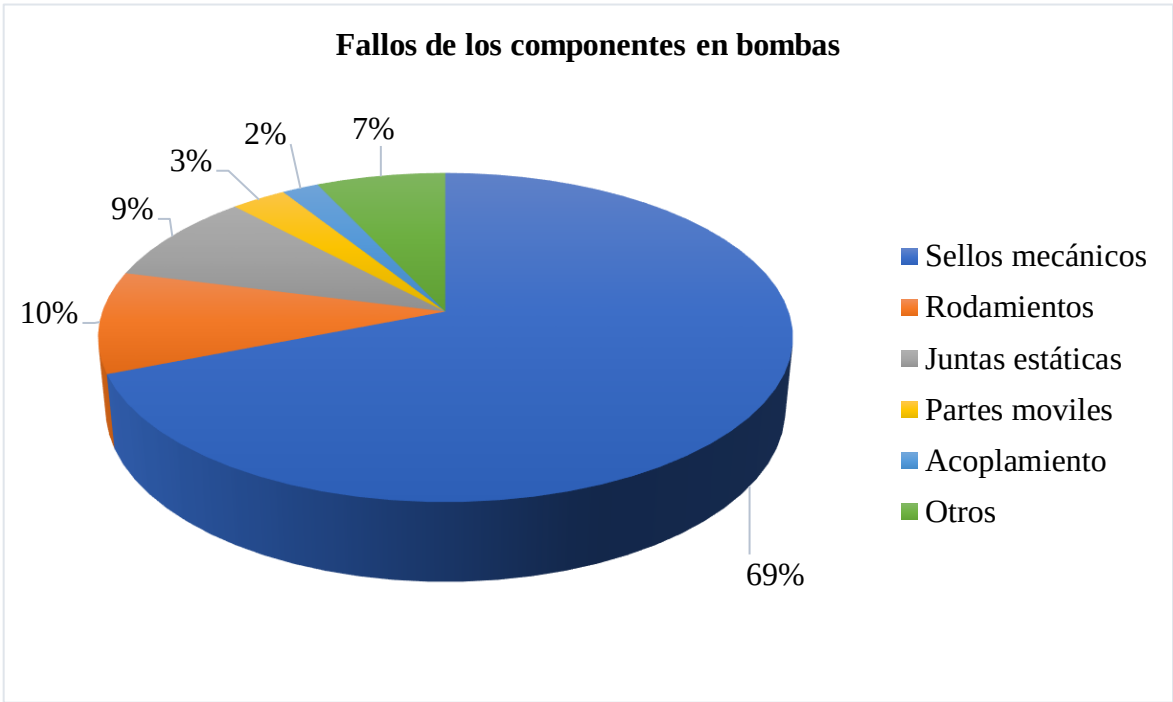
La misión de esta organización es ser la principal fuente de conocimientos técnicos y además influenciar y apoyar en el desarrollo de nuevos estándares.

Esta asociación publica artículos con investigaciones las cuales pueden ser de miembros de la asociación o también por el mismo comité técnico de la FSA.

En uno de sus artículos se ha establecido la relación entre las vibraciones y las fallas de los sellos mecánicos.

2.4.5. Principales fallas en bombas

Según el comité técnico de la FSA los tres principales componentes que fallan en una bomba son en primer lugar los sellos mecánicos, en segundo lugar, los rodamientos y en tercer lugar las juntas estáticas.



Fuente 2-13: <http://www.fluidsealing.com/sealingsense/Jan14.pdf>

Gráfico 2-1: Falla de los distintos componentes en una bomba.

Como se puede observar en la figura 2-11 en las bombas un 69% de los fallos en sus componentes es atribuible a los sellos mecánicos, de estas cifras se puede desprender que el sello mecánico es la principal causa de falla en bombas.

Estas cifras coinciden con la situación de las bombas J-130 /A/B en donde los sellos mecánicos son las principales fallas de estas.

2.4.6. Causas principales

Los miembros de la FSA han llevado a cabo investigaciones de manera independiente para determinar las causas que afectan los sellos mecánicos con datos provistos por los miembros de esta asociación.

Estas investigaciones han determinado que los factores principales que afectan a los sellos mecánicos son las vibraciones del sistema las cuales son transmitidas mediante el eje de la bomba a los componentes internos del sello y una inadecuada lubricación de las caras internas.

2.4.7. Vibraciones en los sellos mecánicos

Las vibraciones en una bomba provienen de distintas fuentes, estas pueden verse incrementadas fuera de los parámetros normales si es que la bomba es operada fuera de los rangos especificados por el fabricante, esto también puede provocar problemas como lo es la cavitación.

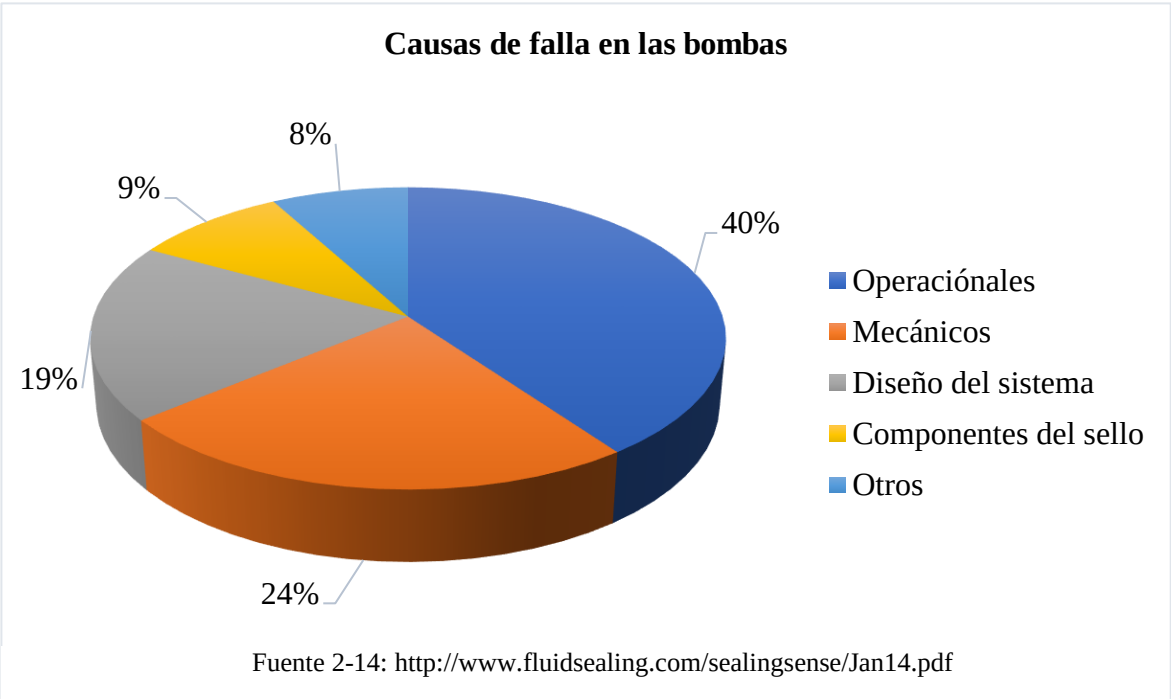


Gráfico 2-2: Causas de falla en bombas.

Como muestra la figura 2-2 el factor principal por el cual se producen fallas son los factores operacionales, esto quiere decir que el equipo puede haber sido usado fuera de los límites recomendados por el fabricante, o también en el proceso pueden haber cambiado factores tales como la temperatura del fluido entre otros.

La operación de equipos fuera de los límites recomendados puede ocasionar problemas tales como el desgaste asimétrico en los componentes, esto generará un desbalanceo del sistema que va a agravar la situación de desgaste afectando a rodamientos y a otros elementos.

En el caso de los equipos estudiados estos presentan una vibración debido a la cavitación, y este sería uno de los factores que afecta la vida útil del sello mecánico.

Estas vibraciones pueden ser transmitidas al sello mecánico mediante el eje y pueden provocar las siguientes fallas:

- Desgaste en las superficies dinámicas lo que resulta en un mayor juego axial.

- Pérdida de la película lubricante entre las caras de sellado lo que resulta en desgaste y astillado.

- Falla por fatiga de las soldaduras en los sellos de fuelles metálicos.

- Desgaste de los mecanismos de transmisión tales como pasadores, guías, ranuras y orificios de acoplamiento que dan como resultado un mayor juego axial y por lo tanto daño en los anillos del sello.

- Aflojamiento de los tornillos de fijación del collar provocando una pérdida de transmisión a los componentes giratorios.

2.4.8. Lubricación de las caras internas del sello

Para un correcto funcionamiento del sello es necesaria una película lubricante entre las caras de sellado, de esta manera se reduce el desgaste y la fricción.

Operar una bomba fuera de los parámetros recomendados puede resultar en condiciones que afecten la integridad la película lubricante y esto provocará una excesiva fricción, elevando la temperatura resultando en un desgaste acelerado, con el rápido desgaste de este, eventualmente se producirá una falla.

Algunas condiciones que comúnmente generan una mala lubricación en el sello son:

- Vibraciones fuera de los límites normados transmitidas a la cámara de sellado.

-Aumento de la temperatura en la cámara de sellado debido a un bajo flujo, lo que causa la vaporización de este en la misma cámara.

-Flujo insuficiente de los sistemas de soporte del sello, tales como los planes API.

Nuevamente en el caso estudiado en este trabajo de título se presentan las condiciones descritas por la FSA para una mala lubricación en el sello, esto debido a las vibraciones y a la vaporización del fluido en la cámara de sellado debido a la alta temperatura y bajo flujo.

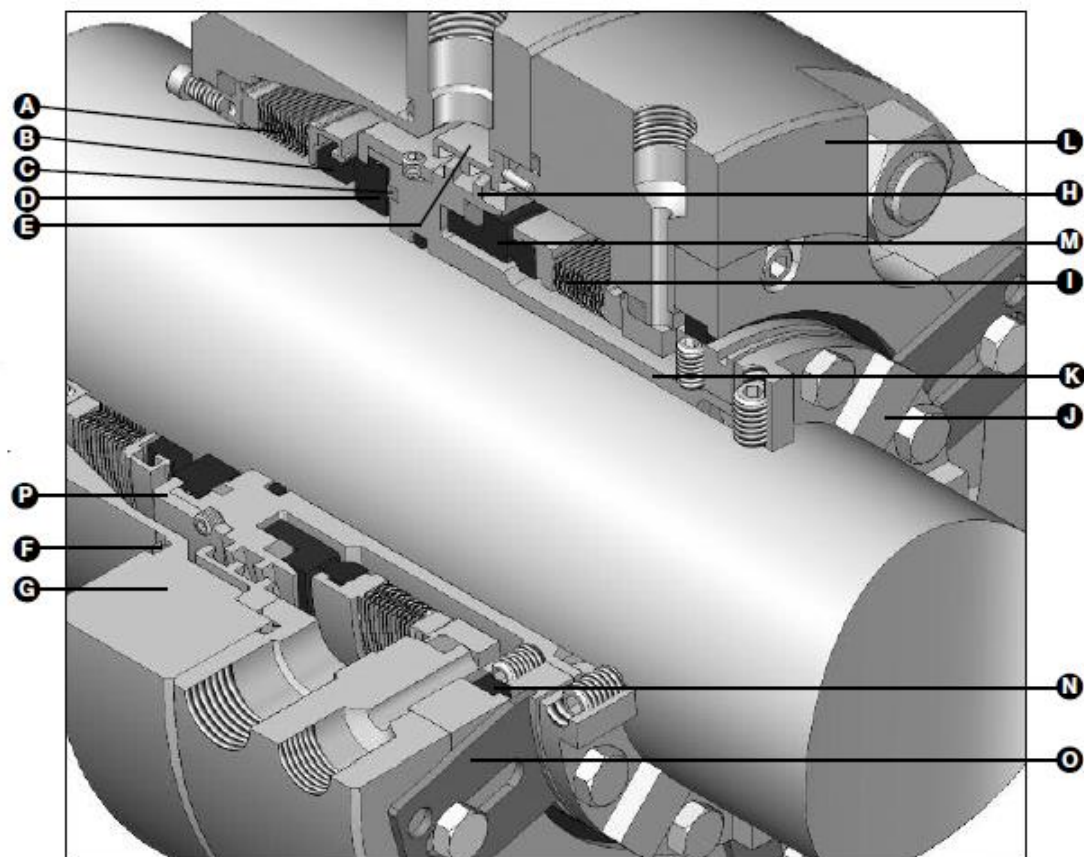
CAPITULO 3: PROPUESTA DE PLAN API PARA BOMBAS J-130 /A/B

3.1 **PROPUESTA DE PLAN API**

En el siguiente capítulo se presentarán las propuestas de planes API, se explicará el porqué de la elección, además se observarán datos de otros equipos similares en donde estas soluciones han tenido un impacto positivo.

3.2. **SELLO MECANICO 604 HTCDP**

Este modelo de sello es fabricado por John Crane y su configuración es en tándem, es decir cuenta con una cámara de sellado primaria y otra secundaria, además está diseñado para aplicaciones de alta temperatura ya que en su construcción no presenta polímeros tales como o-ring u otros los cuales a altas temperaturas pueden deformarse, por último a diferencia de otros sellos tándem en este modelo los fuelles metalillos son estacionarios y los asientos son los que giran con el eje, lo que de acuerdo al fabricante provee una mayor estabilidad a altas temperaturas.



Fuente 3-1: <https://www.johncrane.com/products/mechanical-seals/metal-bellows/type-3604-3604htc-3604htcdp>

Figura 3-1: Sello mecanico 604 HTCDP.

En la figura 3-1 se observa los componentes acompañados de letras, esto es para identificar los componentes internos.

3.2.1. Especificaciones técnicas sello mecánico 604 HTCDP

Performance	
Temperatura (°C)	Min.: -75 / Max.: 425
Presión dinámica (barg)	20
Presión estática (barg)	31
Velocidad (rpm)	Hasta 10000
Materiales de construcción	
A-Fuelle Primario	Inconel 718 (UNS N07718)
B-Anillo primario	Sealide-C (sinterizado)
C- Junta	Grafito flexible
D- Asiento primario	Carburo de silicio unido por reacción
E- Guía de flujo	Acero inoxidable 316
F- junta en espiral	Flexitallic
G- Cuerpo del sello primario	Acero inoxidable 316
H- Dispositivo de bombeo	Acero inoxidable 316
I- Fuelle secundario	Inconel 718 (UNS N07718)
J- Collar	Acero inoxidable 316
K- Manga	Acero inoxidable 316
L- Cuerpo del sello secundario	Acero inoxidable 316
M- Asiento secundario	Carburo de silicio unido por reacción
N- Junta	Grafito flexible
O- Espaciador de ajuste	Acero inoxidable 316
P- Retenedor asiento	Acero inoxidable 316
Tamaño	
Largo (mm)	192
Agujero eje (mm)	55,55 – 55,57
Diámetro exterior (mm)	165,1
Diámetro cámara de sellado (mm)	101,6 – 101,70

Fuente 3-2: <https://www.johncrane.com/products/mechanical-seals/metal-bellows/type-604htc>

Tabla 3-1: Especificaciones técnicas 604 HTCDP.

De los elementos anteriormente descritos cabe destacar el dispositivo de bombeo la cual es una configuración estándar ofrecida por John Crane, sin embargo, también está la posibilidad de no contar con este, ya que con la instalación de un plan API 54 un anillo de bombeo no es necesario.

Se ha seleccionado este tipo de sello debido a que ha sido diseñado para funcionar en la etapa primaria con un plan API 32 y en la secundaria con plan API 54

3.3. IMPLEMENTACIÓN PLAN API 32

El sello mecánico anteriormente presentado puede ser usado con un plan API 32, debido a los problemas expuestos de coquificación en las anteriores configuraciones de plan API, es que se presenta este tipo de plan.

3.3.1. Selección del plan API 32

El principal criterio para la selección de este plan tiene que ver con la inyección de líquido limpio y a menor temperatura que el de proceso, debido a que el crudo reducido es un fluido “sucio” el cual sufre un proceso de coquificación a altas temperaturas, se determinó que este no es el lubricante ideal para las caras del sello ya que como se ha expuesto este coque que queda en las caras de sellado es una causa de falla prematura, por lo tanto una inyección de un fluido limpio y de menor temperatura evitara este problema.

3.3.2. Criterios básicos para considerar en la implementación

Antes de seleccionar un plan API e implementarlo en una bomba es necesario considerar unos factores que determinaran si este puede o no ser implementado, con esto cabe destacar que no todos los planes API se pueden instalar en todos los equipos.

3.3.2.1 Presión y caudal

Para que el plan API 32 pueda funcionar de manera correcta se necesita de una presión y caudal determinados de tal manera que el fluido inyectado pueda limpiar y reducir la temperatura en la cámara principal de sellado.

Para lograr estos valores la bomba en donde esta solución sea implementada debe contar con un buje de garganta en la bomba el cual tenga una tolerancia reducida, de esta manera se puede mantener una presión y caudal estable sin un consumo elevado del fluido externo.

En el caso de la implementación en las bombas J-130 /A/B estas cuentan con el buje ya mencionado, por lo que en este aspecto el equipo cumple con esta condición.

Por último, John Crane recomienda que la presión de inyección debe estar entre 25 y 30 (psi) por sobre la presión de la cámara principal de sellado y el caudal debe ser de 1 (gpm) por cada pulgada de tamaño del sello, en este caso el tamaño es de 2,5 (in), por lo que el caudal necesario sería de 2,5 (gpm).

3.3.2.2 Fluido inyectado

Para que el plan API 32 sea efectivo es de vital importancia que el fluido a inyectar este limpio y tenga una diferencia de temperatura no mayor a 150 °C con el proceso.

En este caso el fluido seleccionado es el HVGO (heavy vacuum gas oil), este producto se obtiene de la destilación al vacío del crudo reducido, al ser un “destilado” es un fluido sin residuos sólidos, en ERA la unidad de destilación al vacío es capaz de producir 2499 (m³/día) de HVGO por lo que el abastecimiento de este producto al plan API 32 no representa problemas.

El fluido inyectado tiene que ser compatible con el proceso, esto se refiere a que en ocasiones, distintos productos pueden generar reacciones químicas las cuales pueden ser peligrosas no solo al equipo en sí, sino también al personal, además de los riesgos mencionados también cabe la posibilidad de alterar las propiedades químicas del fluido de proceso con la inyección, esto quiere decir que en las siguientes etapas de proceso o refinación nuestro fluido ya no cuenta con las cualidades necesarias o esperadas, disminuyendo la eficiencia.

El HVGO al ser un derivado del mismo crudo reducido bombeado no presenta problemas de compatibilidad.

3.3.3. Componentes de un plan API 32

Este plan API consta de 7 elementos los cuales son esenciales para su funcionamiento y monitoreo durante la operación.

3.3.3.1 Válvula de bloqueo

La función de esta válvula es abrir o cerrar el paso del HVGO al resto de los componentes del plan API 32 en caso de alguna reparación o alguna otra ocasión que requiera detener el paso del fluido.



Fuente 3-3: https://grm.com.es/wp-content/uploads/2019/04/KTN.F481-441800.es_.en_.pdf

Figura 3-2: Válvula de globo ½” NPT.

Material del cuerpo	Acero inoxidable F316L
Clase	800
Normativa de diseño	API 602
Temperatura máxima	425 °C
Normativa de inspección	API 598
Roscado	ANSI B1.20.1

Fuente 3-4: elaboración propia.

Tabla 3-2: Datos técnicos válvula de globo.

3.3.3.2 Filtro en “Y”

La función de este filtro es retener aquellas impurezas que se pueden encontrar en el fluido antes de que este llegue a los sellos.

El diseño de este tipo de filtros permite un fácil mantenimiento además su construcción completamente metálica permite reutilizar sus elementos y no ser desechable como otro tipo de filtros.



Fuente 3-5:
<http://www.tfmexco.com/ckfinder/userfiles/files/Catalogos/Filtros/SERIES%2080Y%20REV%203.pdf>

Figura 3-3: Filtro en “Y” ½” NPT.

Material del cuerpo	Acero inoxidable 316
Clase	300
Normativa de diseño	ASME B16.34
Temperatura máxima	400 °C
Normativa de inspección	API 598
Roscado	ANSI B1.20.1

Fuente 3-6: Elaboración propia.

Tabla 3-3: Datos técnicos filtro en “Y”.

3.3.3.3 Válvula antirretorno

Este tipo de válvula permite el paso del fluido en una sola dirección, en el caso de presentarse un flujo en la dirección contraria esta válvula lo impedirá cerrándose por sí sola, de manera general existen dos diseños de estas válvulas, las que son asistidas por un muelle y las que cuentan con el diseño de “columpio”, en estas últimas para que la válvula cumpla su función el mismo fluido en dirección contraria es el encargado de cerrarlas.

La principal función de este elemento en el plan API 32 es impedir la contaminación de la fuente de fluido limpio con el fluido de proceso en caso de alguna falla en el sistema que interrumpa el suministro del fluido limpio.



Fuente 3-7: <http://valvotek.com/images/productos/pdf/valvotek-valvula-clapeta-acero-forjado.pdf>

Figura 3-4: Válvula antirretorno ½” NPT.

Material del cuerpo	A105N
Clase	800
Normativa de diseño	API 602
Temperatura máxima	400 °C
Normativa de inspección	API 598
Roscado	ANSI B1.20.1

Fuente 3-8: Elaboración propia.

Tabla 3-4: Datos técnicos válvula antirretorno.

3.3.3.4 Caudalímetro

Como han indicado los informes de la FSA un correcto y constante flujo al sello es importante para asegurar una constante lubricación y refrigeración a los componentes internos del sello, además este flujo nos permitirá limpiar y mantener la cámara de sellado libre del fluido de proceso el cual ha probado ser un problema debido a la coquificación.

Además, John Crane en esta aplicación ha recomendado un flujo de 2,5 (gpm), considerando que este debe ser el flujo en operación normal, cualquier alteración de este indicara un posible problema.



Fuente 3-9: <https://aw-lake.com/wp-content/uploads/2015/11/VA-High-Temp-Data-Sheet-HIGHTEMPDS16.pdf?x97123>

Figura 3-5: Caudalímetro de alta temperatura AW-Lake.

Material del cuerpo	Acero inoxidable
Rango	0,5-5 (gpm)
Presión máxima	6000 (psi)
Temperatura máxima	315 °C, modelo J-series
Roscado	ANSI B1.20.1
Viscosidad	Hasta 110 (cSt)

Fuente 3-10: Elaboración propia.

Tabla 3-5: Datos técnicos caudalímetro AW-Lake J3S-7HB-05.

3.3.3.5 Termómetro

La temperatura del líquido inyectado debe ser controlada, ya que John Crane recomienda una diferencia de temperatura no mayor a 150 (°C) con el fluido de proceso, ya que una alta temperatura puede resultar en problemas de coquificación o vaporización del líquido inyectado.



Fuente 3-11:
https://en.wika.com/upload/DS_TM5302_en_co_94663.pdf

Figura 3-6: Termómetro WIKA modelo TG 53.

Fabricante	WIKA
Modelo	TG 53
Normativa	ASME B40.200
Escala	0-300 (°C)
Graduación	5 (°C)
Material del cuerpo	Acero inoxidable 304

Fuente 3-12: Elaboración propia.

Tabla 3-6: Datos técnicos termómetro WIKA TG 53.

3.3.3.6 Manómetro

Un manómetro es un elemento el cual permite medir la presión en un sistema en el cual este instalado. El plan API 32 requiere de una presión determinada para el correcto funcionamiento, esto es debido a que el fluido inyectado tiene como objetivo reducir la temperatura de la cámara de sellado y a su vez mantener el fluido de proceso contaminado fuera de esta evitando que llegue al sello.

Para lograr estos objetivos no solo es necesario un determinado caudal sino también una presión suficiente para evitar el ingreso del fluido de proceso, para este tipo de aplicaciones y el modelo del sello seleccionado John Crane recomienda una presión de 30 (psi) por encima de la que se encuentra en la cámara de sellado.

La presión en la cámara de sellado se estima entre 6,5 a 13 (Kg/cm²) equivalente a 92,5 y 184,9 (psi) respectivamente, por lo que la presión de inyección debe ser de 214,9 (psi) si se considera en valor más alto.



Fuente 3-13:
https://www.wika.cl/upload/DS_PM0202_es_es_3668.pdf

Figura 3-7: Manómetro WIKA modelo 233.50

Fabricante	WIKAI
Modelo	233.50
Normativa	EN 837-1
Escala	0-20 (bar)
Temperatura máxima	300 (°C)
Material del cuerpo	Acero inoxidable 304

Fuente 3-14: Elaboración propia.

Tabla 3-7: Datos técnicos manómetro WIKAI modelo 233.50.

3.3.3.7 Válvula de aguja

Esta válvula es la encargada de regular el flujo del fluido inyectado, se utiliza este tipo de válvula debido a que su diseño permite una regulación fina del flujo.



Fuente 3-15:
<https://www.swagelok.com/downloads/webcatalogs/es/MS-02-312.pdf>

Figura 3-8: Válvula de aguja Swagelok serie GU.

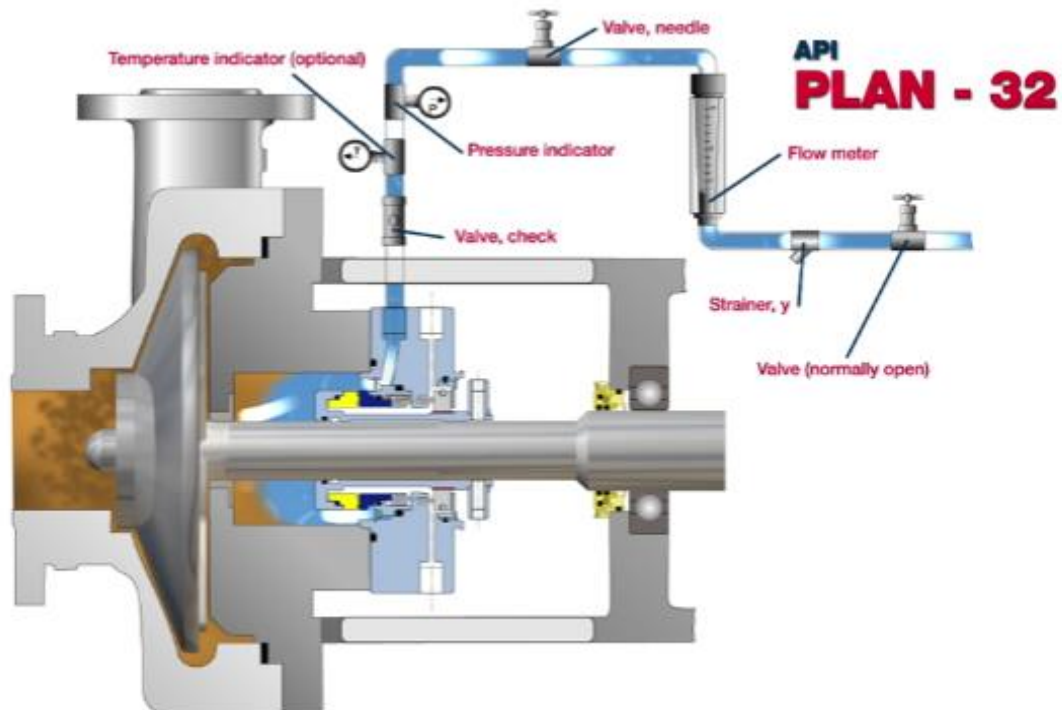
Fabricante	Swagelok
Modelo	SS-8GUF8-G
Certificado	API 624
Presión	280 (bar)
Temperatura máxima	343 (°C)
Material del cuerpo	Acero inoxidable 316

Fuente 3-16: Elaboración propia.

Tabla 3-8: Datos técnicos válvula de aguja Swagelok SS-8GUF8-G.

3.3.4. Disposición de los elementos en el plan API 32

Los elementos mencionados anteriormente deben ir en un orden específico en la instalación para que estos puedan cumplir con su objetivo de manera correcta.



Fuente 3-17: <https://www.aesseal.com/en/resources/api-plans/api-plan-32>

Figura 3-9: Configuración plan API 32.

El primer elemento en este plan es la válvula de bloqueo la cual se encuentre a la derecha en la figura 3-9, la razón por la que esta válvula se encuentra ahí es para dar paso al fluido de inyección o cerrarlo en caso de alguna mantención o detención programada del equipo.

El segundo elemento en orden es el filtro el cual es el encargado de filtrar las impurezas las cuales pueden dañar los siguientes elementos del plan API o el sello mecánico.

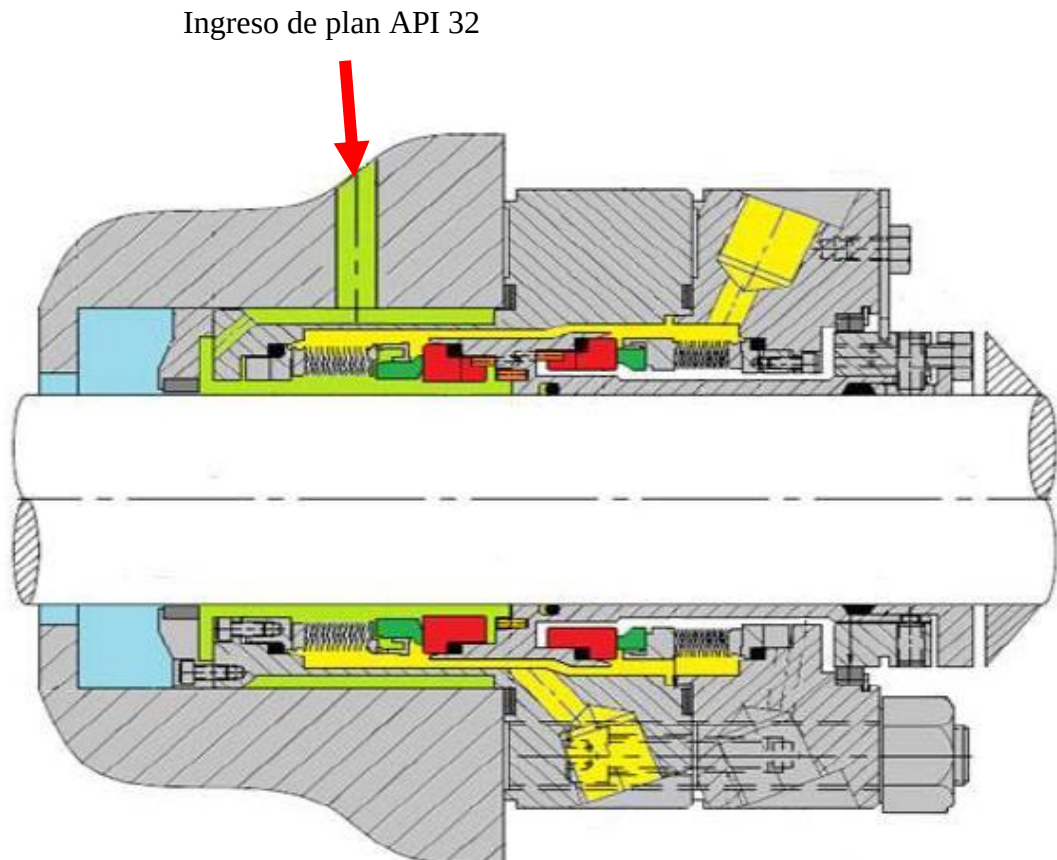
Los siguientes elementos son un caudalímetro y una válvula de agujas, los cuales son los encargados de regular el flujo antes de entrar al sello.

El manómetro y termómetro deben ser instalados cerca de la entrada al sello para monitorear cercanamente los parámetros que estos muestran.

El último elemento es la válvula check, este es el último elemento antes de la entrada al sello debido a que, si el flujo y presión de fluido inyectado se detuviera por algún motivo, o se produjera una sobrepresión en la bomba la cual puede contaminar el plan API 32, esta válvula se cerrará por sí sola impidiendo estas situaciones.

3.3.4.1 Conexión del plan API 32

La conexión de este plan debe ser a la cámara principal de sellado, ya que es esta la que debe ser refrigerada y limpiada por la inyección de fluido externo.



Fuente 3-18: Documento de John Crane.

Figura 3-10: Ingreso del fluido al sello mediante plan API 32.

3.4. IMPLEMENTACIÓN PLAN API 54

El plan API 54 ya ha sido implementado en una de las tres bombas, en la J-130 A específicamente, este sistema ha logrado mejorar el MTBF respecto a la configuración original presente en las dos otras bombas, comparativamente el peor MTBF corresponde a la J-130 con 1086 (horas), mientras que el MTBF de la J-130 A es de 2176 (horas), lo cual es aproximadamente el doble.

Este tipo de plan es usado en aplicaciones donde se debe aislar el fluido de proceso en caso de alguna falla en el sello y este no debe escapar hacia la atmosfera ya sea por un motivo de seguridad tanto al personal, medioambiente e instalaciones, además no requieren de dispositivos de bombeos instalados en el sello mismo para inducir la circulación, esta tarea es realizada por una unidad externa.

Por último, esta aplicación ayuda con la lubricación y refrigeración del sello.

3.4.1. Fluido de barrera

La función del fluido de barrera es tal y como su nombre lo indica crear una barrera entre el fluido de proceso y el medio ambiente o exterior, es decir en caso de alguna falla en el sello primario este fluido debe ser capaz de contener esa fuga y evitar que esta continúe su camino hacia el exterior.

Si bien la principal función de este fluido es evitar una fuga hacia el exterior, también ayudan en la transferencia de calor y la lubricación del sello mismo.

3.4.1.1 Royal Purple FDA 910

Este es un fluido de barrera ofrecido por Royal Purple, la elección de este es debido primeramente a que ERA cuenta con un contrato con esta marca para proveer los diversos productos de lubricación necesarios en la refinería.

Por otra parte, este es compatible con el proceso y además cuenta con un flash point de 278 (°C) lo que significa que este no generara vapores potencialmente peligrosos, considerando la temperatura de inyección del plan API 32.

Por último, este cuenta con una viscosidad de 2,2 (cSt) a 200 (°C).

3.4.2 Central de lubricación LMA-39327-001

Para la circulación del fluido barrera a través de la cámara secundaria del sello es necesaria una fuente externa, la cual puede ser de carácter abierta, es decir ingresa fluido desde una fuente y luego este es enviado a otro lugar, o cerrado en donde se cuenta con una unidad la cual bombea el fluido y este tiene un reservorio en el mismo lugar.

En esta aplicación se usará un sistema cerrado con una central de lubricación ofrecida por John Crane modelo LMA-39327-001, la cual ya se ha implementado en la bomba J-130 A.

Componente	Fabricante	Descripción
Motor eléctrico	BALDOR	3 (HP) - 1750 (rpm) – 3/60/230-480 (V)
Intercambiador de calor	BASCO	04014-S4
Bomba de engranajes	JS BARNES	19 (gpm) – W15A144R05D104N
Montaje del filtro	PARKER	50AT-10CNXDOLI

Reservorio	JOHN CRANE LEM CO	60 (gal) – Acero inoxidable 304 SS
Elemento de filtro	PARKER	10 (µm) - 928766
Caudalímetro	HEDLAND	1-10 (gpm) – H731X-020-F1
Filtro de succión	STAUFF	140 (µm) – TFS-150-0
Respiradero de llenado	FLOWEZY	AB-1010-3-SS
Regulador de flujo	KATES	1-10 (gpm) – ½ NPT – Acero inoxidable 316 – FM50
Indicador de nivel	LENZ	Termómetro incorporado – T550-5
Interruptor de presión	UNITED ELECTRIC	QJ120-15194 – XP – 80-1700
Manómetro	US GAUGE	0-300 (psi) – Diam. 4,5 (in) - 1981
Acumulador de presión	OILAIR	1 (gal) – 3000 (psi) – 1-100-1
Válvula de globo	APOLLO	76-100 Series – 76-104-101
Válvula de solenoide	ATKOMATIC	¾ (in) NPT – 500 (psi) – 15830-002HPHCC3C
Válvula de globo	CONTROMATIC	1”C7000-SS-LH-M3
Válvula antirretorno	CHECK ALL	UN3-075-SS-M-1/2 316SS
Válvula de aguja	PRECISION GENERAL	V522-SCV – ½ x ½
Válvula de seguridad	FULFLO	1 (in) NPT – VS-5R/SSXS

Fuente 3-19: Elaboración propia.

Tabla 3-9: Elementos que componen la consola de lubricación John Crane.

La consola está diseñada para una presión máxima de 210 (psi), la válvula de seguridad esta seteada a los 200 (psi), además el sistema está diseñado para entregar un flujo máximo de 20,8 (gpm).

El diseño de esta unidad incorpora dos motores eléctricos y dos bombas, de las cuales solo una está en operación, la segunda unidad solo se ocupa en caso de respaldo, este diseño es acorde con el resto de las instalaciones en refinerías de petróleo en donde se cuenta con hasta tres equipos en donde uno solo está en funcionamiento, a veces dos dependiendo de la carga requerida , y los otros equipos deben estar preparados en caso de falla del primero, de tal manera de no detener procesos críticos dentro del de la refinación de petróleo.

En esta aplicación la presión será seteada en 190 (psi) y 19 (gpm), esto considerando la presión máxima de inyección del plan API 32.

3.5. **EXPERIENCIA Y RESULTADOS DEL PLAN API 32**

Este plan ya ha sido implementado en equipos similares dentro de la misma refinería y los resultados han sido positivos.

Específicamente se revisará el caso de las bombas J-704 /A/B y las bombas J-3002 A/B.

3.5.1. Plan API 32 en las bombas J-3002 A/B

Estas bombas son las encargadas de bombear los “fondos de torre” como son conocidos, al horno de la planta de coker, este fluido es muy parecido al crudo reducido ya mencionado anteriormente.

Tipo de bomba	BB5
Normativa	API 610
Tipo de cubierta	Entre rodamientos
Temperatura	288 (°C)
Etapas	4
Caudal	174,7 (m³/hr)
Presión de descarga	44,44 (kg/cm²)

Fuente 3-20: Elaboración propia.

Tabla 3-10: Datos técnicos bombas J-3002 A/B.

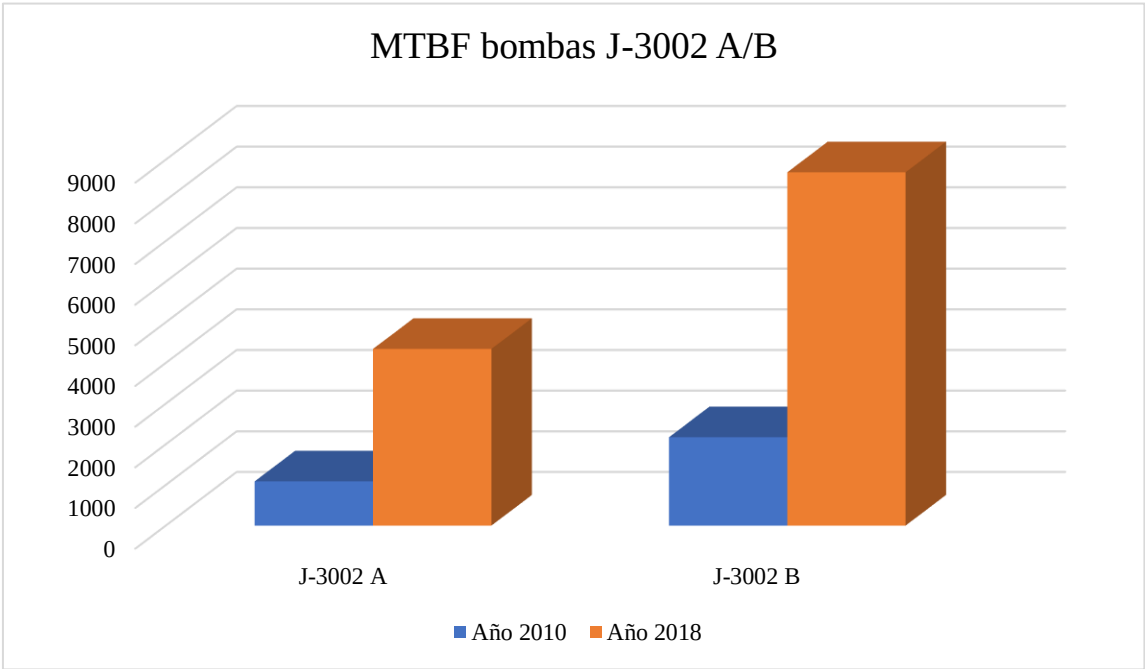
Los planes API para estas bombas son el plan 32 para el sello primario y el plan 53 para el secundario.

Debido al tipo de fluido bombeado se determinó en la etapa de diseño de la planta que se usaría ese tipo de plan, debido a la posibilidad de presentar problemas por coquificación en los sellos mecánicos.

Durante los inicios del funcionamiento de la planta los resultados no fueron los esperados, esto debido a que se debe regular adecuadamente los parámetros esenciales en este tipo de plan los cuales son temperatura, presión y caudal, si alguno de estos no es el adecuado el MTBF se verá impactado, esta situación fue la que afectaba en un principio a estos equipos, lo cual se veía reflejado en un MTBF de 1086 horas para la bomba J-3002

A y un MTBF de 2172 horas para la bomba J-3002 B respectivamente, esto considerando datos del año 2010, es decir casi dos años desde la puesta en marcha de la planta.

En el año 2018 se registró un MTBF de 4344 horas en la bomba J-3002 A y un MTBF de 8688 horas en la bomba J-3002 B, es decir aproximadamente esta última cumple 1 año sin intervenciones en el sello.



Fuente 3-21: Elaboración propia.

Gráfico 3-1: MTBF de bombas J-3002 A/B.

El grafico 3-1 ayuda a demostrar que en el plan API 32 se requiere que los tres parámetros mencionados estén bien regulados, lo que no ocurría en el año 2010 cuando la planta había sido puesta en servicio hace menos de dos años, sin embargo, con la experiencia en el equipo por parte de los operarios de la planta se logró aumentar el MTBF adecuando los parámetros del plan API 32 según se requería.

La diferencia entre las dos bombas es debido a que la J-3002 B es un equipo “spare”, es decir que esta bomba es un repuesto que solo entra en funcionamiento cuando la bomba principal J-3002 A no puede funcionar debido a un fallo, por lo que esta bomba “spare” ve menos horas de funcionamiento respecto a la principal.

El plan API 32 es usado en este tipo de aplicaciones donde el fluido a sellar tiende a coquificar con las altas temperaturas, por lo tanto, debido a que el fluido es muy similar al caso de las bombas J-130 /A/B es que se realiza la comparación entre ambos.

3.5.2. Plan API 32 en las bombas J-704 /A/B

Estas bombas funcionan en el área de cracking de la refinería y su función es bombear el “fondo de torre” de las unidades en el área ya mencionada.

Si bien el fluido a sellar no tiene semejanzas con el crudo reducido, si hay una semejanza en el proceso y esta es la temperatura.

Tipo de bomba	OH1
Normativa	API 610
Tipo de cubierta	Centrifuga
Temperatura	360 (°C)
Etapas	1
Caudal	277 (m3/h)
Presión de descarga	5,8 (kg/cm²)

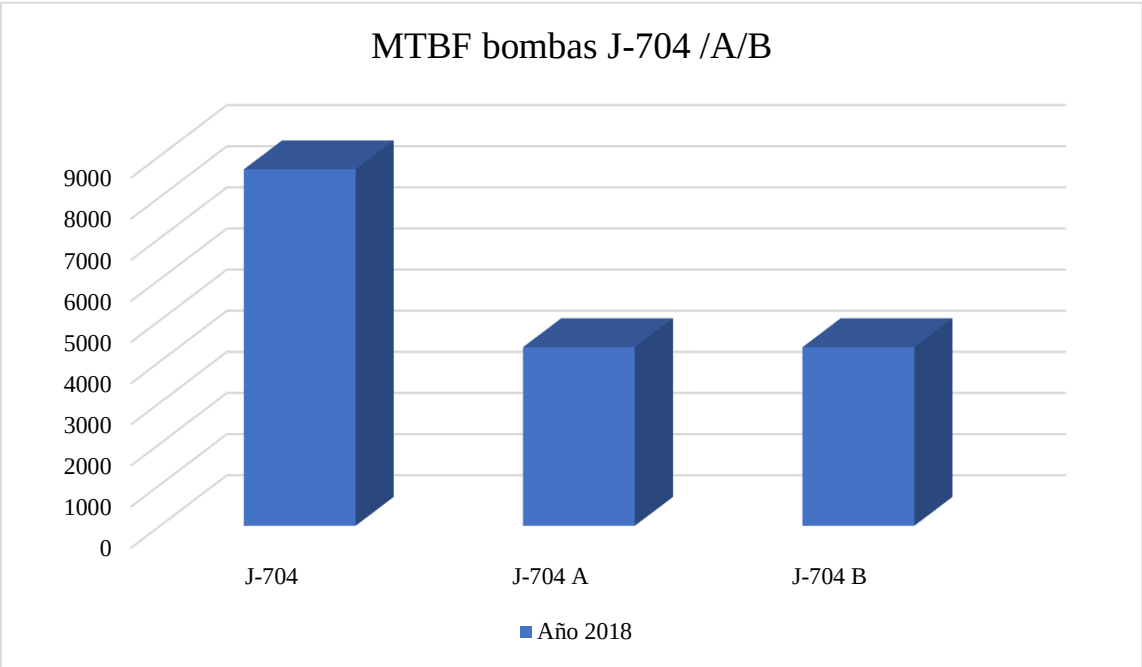
Fuente 3-22: Elaboración propia.

Tabla 3-11: Datos técnicos bombas J-704 /A/B.

Como se ha mencionado las semejanzas entre los dos productos sellados en las bombas J-130 /A/B y la presentada en esta última instancia son muy pocas, sin embargo, se puede rescatar la temperatura del proceso.

La regulación de la temperatura en el proceso de refinación de petróleo es importante, ya que con las diferentes temperaturas y presiones los hidrocarburos sufren modificaciones y separación de sus componentes, si bien en ciertas instancias eso es deseado y explotado, también hay instancias en donde se debe evitar ese proceso tal y como se ha observado con el problema de coquificación.

Otra razón que llevo al uso del plan API 32 en este equipo es la abrasión, en ciertos procesos de refinación se deben usar catalizadores para obtener el producto deseado, el fluido bombeado en esta situación es un hidrocarburo que contiene catalizadores los cuales son abrasivos para los elementos mecánicos, por lo tanto en esta situación no solo se usó en plan API 32 como un medio para controlar la temperatura sino también para mantener esas partículas abrasivas fuera de la cámara de sellado, de esta manera no desgastaran las superficies de sellado prematuramente en el sello mecánico.



Fuente 3-23: Elaboración propia.

Gráfico 3-2: MTBF bombas J-704 /A/B.

En la gráfica 3-2 se observan las bombas con un MTBF de 8688, 4344 y 4344 horas respectivamente para las bombas J-704 /A/B.

Estos valores son superiores a los presentes en los equipos estudiados en este informe, si bien los fluidos y el tipo de bombas no son iguales, este último caso logra demostrar que el plan API 32 logra mejorar las condiciones para los sellos mecánicos y eso se ve reflejado en el MTBF.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el mundo industrial la falla de diversos equipos y sus componentes asociados es inevitable con el paso del tiempo, a pesar de que se tenga un especial cuidado al mantenimiento de este y a las condiciones del proceso, no existen maquinas las cuales puedan funcionar de manera infinita y a la perfección.

Si bien no existe la maquina perfecta, existen situaciones en donde definitivamente se puede mejorar la vida útil de los elementos involucrados, esto traerá como consecuencia varios beneficios tales como una mayor confiabilidad, menores costos de mantención y por último en casos más extremos evitar una baja en la producción.

En el presente informe se ha presentado el caso de las tres bombas J-130 /A/B, dos de las cuales están en constante funcionamiento y se mantiene la tercera como reemplazo en caso de falla de una de las dos primeras, el problema que se presenta es la duración de sus sellos mecánicos la cual según cálculos arroja un promedio de duración de entre dos y tres meses, si bien la norma establece que el objetivo debiera ser de un poco menos de tres años, la opinión de los mismos operarios de los equipos acompañada de la de los fabricantes dice que una duración de un año ya es aceptable.

En una de las bombas se había implementado un plan API distinto para intentar mejorar la situación ya descrita, si bien esta ayudo con la vida útil de los sellos, este informe considera que se puede mejorar aún más, considerando por una parte mantener la implementación del plan API 54, pero a su vez buscar otra solución.

El primer paso en busca de una solución fue familiarizarse con los equipos y el proceso en el cual se encuentran en funcionamiento, esto con el fin poder comprender de mejor manera las fallas que serían encontradas más adelante.

Debido a las constantes fallas de los sellos mecánicos, era necesario determinar exactamente como este fallaba y cuáles eran los componentes afectados, sin embargo debido a la actual situación de pandemia y las estrictas medidas de seguridad adoptadas por ERA, no se pudieron llevar a cabo actividades en terreno, tales como la inspección de un sello el cual había fallado, sin embargo se logró obtener información con el personal de ERA y los representantes del fabricante del sello mecánico John Crane para determinar la causa de falla.

Se determinó que la falla se debía a la coquificación del producto bombeado dentro del sello, lo que provoca un atascamiento de los componentes internos resultando en una falla catastrófica, dicha falla catastrófica implica un reemplazo completo de la unidad por una nueva, sin embargo, la falla del sello no puede ser atribuida a un solo factor, si bien la coquificación es el factor predominante, existen otros que agravan la situación.

Los otros factores que agravan la situación resultaron ser las vibraciones además del factor humano.

Los dos factores están relacionados, ya que, los operarios de la planta utilizan los equipos fuera de los parámetros indicados por el fabricante, un ejemplo que se dio a conocer es el uso de dos bombas, sin embargo, la válvula de entrada para cada una solo se encontraba abierta a la mitad, lo que genera cavitación y por lo tanto vibraciones, estas últimas tienen relación con las fallas en sellos mecánicos según datos y expertos de la FSA, además de esto se han registrado puestas en marcha inadecuadas, lo que no solo afecta al sello mecánico sino también al resto de componentes de la bomba.

Sin embargo, se descubrió que los errores no solo se encontraban en la operación del equipo sino también en su mantención y ensamblado, ya que en una mantención se encontraron elementos cambiados de lugar y además con golpes en distintas superficies.

Si bien el factor humano afecta la vida útil de los sellos mecánicos esto se puede corregir sin intervenir el equipo, pero esto no corregirá el problema de coquificación, aunque de igual manera es importante mencionarlos ya que la falla de los sellos mecánicos no se debe a una única y absoluta razón, más bien es un conjunto, pero la predominante sigue siendo la coquificación.

Para buscar una posible solución se observó en distintos equipos de la misma refinería los cuales presentaran condiciones de operación similares a los equipos estudiados, se logró encontrar dos ejemplos en uno de los cuales el fluido resultaba abrasivo para el sello mecánico y en el otro el fluido podría presentar problemas de coquificación en la cámara de sellado primaria, en ambos casos se implementó el plan API 32 de tal manera que el sello funcionara con un fluido limpio y compatible con el proceso.

Por lo tanto, se considera que el plan API 32 ayudaría con los problemas presentados en las bombas J-130 /A/B y además se implementaría el plan API 54 debido a los resultados positivos que este ha presentado en la bomba J-130 A y de manera más importante es obligatorio tanto por la norma chilena y además por las normas API limitar la fuga de hidrocarburos para la seguridad del personal, instalación y medioambiente.

Para la elección del sello y sus elementos asociados se tomó en cuenta factores tales como la temperatura de operación y los planes API que se quiere implementar, los parámetros de operación son una recomendación del fabricante.

Por lo tanto, esta nueva configuración debería aumentar el MTBF, lo que dará como resultado un menor costo de mantención para la empresa, también se reducirán los casos en donde se ha debido reducir la caga debido a la falla de equipos, lo que nuevamente resulta beneficioso para la refinería.

BIBLIOGRAFÍAS

1. Historia, misión, valores Empresa Nacional del Petróleo, ENAP Refinería Aconcagua (online) <https://www.enap.cl/> (reiteradas ocasiones)
2. Especificaciones técnicas de la bombas J-130 /A/B, Proyecto: ERA 090218 " Servicio de catálogo electrónico de equipos rotatorios", Documento: 2009-03-I-F-DF-260, 2009. (reiteradas ocasiones)
3. Especificaciones técnicas sello mecánico 609HRP (online) <https://www.johncrane.com/products/mechanical-seals/metal-bellows/type-2609htc-3609htc> (reiteradas ocasiones)
4. Especificaciones técnicas sello mecánico 604HTCDP (online) <https://www.johncrane.com/products/mechanical-seals/metal-bellows/type-3604-3604htc-3604htcdp> (reiteradas ocasiones)
5. Relación de las vibraciones y fallas en sellos mecánicos (online) <http://www.fluidsealing.com/sealingsense/Jan14.pdf> (reiteradas ocasiones)
6. Especificaciones técnicas fluido de barrera Royal Purple FDA 910 (online) <https://www.royalpurple.com/wp-content/uploads/2019/04/2018-barrier-fluid-fda-pds.pdf> (reiteradas ocasiones)
7. Especificaciones técnicas central de lubricaciones John Crane LMA-39327-001, Documentación entregada a ERA por parte del fabricante (reiteradas ocasiones)
8. American Petroleum Institute (EE.UU.) Bombas centrifugas para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural. API Standard 610. Onceava edición, septiembre de 2010. 220 p.
9. American Petroleum Institute (EE.UU.) Bombas-sistemas de sellado de ejes para bombas centrífugas y rotativas. API Standard 682. Cuarta edición, mayo del 2014. 256p.
10. Planes API (online) https://www.flowserve.com/sites/default/files/2016-07/FTA157_Piping_Plan_Poster.pdf (reiteradas ocasiones)

ANEXOS

**A) PROCEDIMIENTO DE PUESTA EN MARCHA BOMBAS BYRON
JACKSON J-130 /A/B PLAN API 32/54**

Pasos para la puesta en marcha de la bomba y sus planes API

Puesta en marcha plan API 54

- 1- Revisar visualmente todas las conexiones de la bomba y sus planes API.
- 2- Revisar el estanque de lubricante del plan 54 y asegurarse que este tenga el nivel normal.
- 3- Abrir la válvula para el agua de refrigeración en el enfriador de aceite.
- 4- Abrir las válvulas de salida y entrada del aceite de cada sello, lado libre y lado machón.
- 5- Seleccionar mediante la válvula cuál de los dos filtros estará en operación.
- 6- Poner en servicio la bomba principal de la consola de lubricación.
 - 6.1- Dejar la bomba secundaria con el presostato en la posición automático.
- 7- Revisar los valores de presión y caudal con los instrumentos instalados en los sellos del lado libre y lado machón.
- 8- Inspeccionar en búsqueda de posibles fugas.
- 9- Seleccionar mediante la válvula el otro filtro para llenarlo de aceite y luego devolver la válvula a su posición original.
- 10- Revisar nuevamente luego de unos minutos el nivel del reservorio de aceite.
 - 10.1- Agregar aceite en caso de un nivel bajo lo normal.

Puesta en marcha plan API 32:

- 11- Abrir la válvula de bloqueo.
- 12- Revisar en búsqueda de posibles fugas.
- 13- Revisar los valores de presión, caudal y temperatura.
 - 13.1- En caso de que los valores de presión y caudal no sean los normales, estos deben ser ajustados mediante la válvula de aguja.

Puesta en marcha de la bomba:

- 14- Abrir parcialmente la válvula de entrada.

15- Abrir un venteo más arriba en la línea para poder llenar el sistema de fluido.

15.1- Una vez llena de fluido la bomba se debe abrir completamente la válvula de entrada.

16- Esperar el tiempo necesario hasta que la bomba alcance una temperatura ideal.

17- Revisar en caso de posibles fugas.

18- Poner en marcha el motor eléctrico.

18.1- Se debe verificar que el sentido de rotación de este es correcto.

19- Abrir la válvula de descarga justo después de dar partida al motor eléctrico.

21- Verificar en caso de fugas, sonidos o vibraciones fuera de lo normal.

22- Revisar los valores de presión y caudal de la bomba y sus planes API.

23- Verificar que el amperaje este en valores nominales.