

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RUTINA DE MANTENIMIENTO EN LAS
BOMBAS TX-150 DE LA PLANTA DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GRB.**

**ALEXANDER ZÚÑIGA VALBUENA
EDINSON DURÁN GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2016

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RUTINA DE MANTENIMIENTO EN LAS
BOMBAS TX-150 DE LA PLANTA DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GRB.**

**ALEXANDER ZÚÑIGA VALBUENA
EDINSON DURAN GOMEZ**

**Monografía de grado para optar al título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**DIRECTOR:
LUIS FERNANDO ESPINOSA VARGAS
MSc. EN INGENIERIA INDUSTRIAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2016

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES	19
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.	19
1.2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	27
1.3. JUSTIFICACIÓN	28
1.4. OBJETIVOS	29
1.4.1. Objetivo General.	29
1.4.2. Objetivos Específicos	29
2. MARCO TEÓRICO	31
2.1. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.	31
2.2. IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO EN LAS EMPRESAS.	36
2.3. TIPOS DE MANTENIMIENTO.	37
2.3.1. Mantenimiento correctivo.	37
2.3.2. Mantenimiento preventivo..	37
2.3.3. Mantenimiento predictivo..	38
2.3.4. Mantenimiento productivo total.	39
3. DESARROLLO METODOLÓGICO.	40
3.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DEL SISTEMA.	40
3.1.1. Contexto actual de las bombas triplex union pumps TX-150.	40
3.1.1.1. Ubicación y objetivo de las bombas triplex union pumps TX-150	40
3.1.1.2. Diagramas de las bombas triplex union pumps TX-150	40
3.1.1.3. Funciones de las bombas triplex union pumps TX-150.	44
3.1.1.4. Estado actual de las bombas triplex unión pumps TX-150.	46

3.1.1.5. Mantenimiento de las bombas triplex union pumps TX-150.	48
3.1.1.6. Costo de las bombas por mantenimiento usando los empaques previos al cambio con los nuevos:	56
3.1.1.7. Costos actuales de indisponibilidad operativa.	58
3.2. IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA RUTINA DE MANTENIMIENTO.	61
3.2.1. Estudio de las propiedades de los fluidos.	61
3.2.1.1. Resultados del estudio de las propiedades de los fluidos.	62
3.2.2. Propuestas para la selección del producto (empaques) por parte de los proveedores.	66
3.2.2.1. Selección del proveedor de empaque	66
3.2.3. Comparación de ahorro de los costos actuales vs proyectos y reales luego de la implementación de los nuevos empaques.	71
3.2.3.1. Comparación de costos previos al cambio vs proyectos con la implementación del nuevo empaque a utilizar:	72
3.2.3.2. Comparación de costos previos al cambio vs reales con la implementación del nuevo empaque a utilizar.	75
3.3. ESTUDIO DEL NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO.	78
3.3.1. Definición del plan de mantenimiento.	78
3.3.2. Costos del nuevo plan de mantenimiento.	80
3.3.2.1. Costo del mantenimiento para la bomba P1111.	80
3.3.3. Costo de pérdida por lucro cesante con el nuevo plan de mantenimiento.	82
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	84
4.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS DEL NUEVO Y ANTIGUO PLAN DE MANTENIMIENTO.	84
4.2. ANÁLISIS COMPARATIVOS DE LAS PÉRDIDAS POR LUCRO CESANTE DEL ANTIGUO Y NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO.	85
5. CONCLUSIONES.	86

6. RECOMENDACIONES.	87
BIBLIOGRAFÍA.	88
ANEXOS	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Actividades de mantenimiento para cada 24 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.	51
Tabla 2. Actividades de mantenimiento para cada 170 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.	51
Tabla 3. Actividades de mantenimiento para cada 170 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.	51
Tabla 4. Actividades de mantenimiento para cada 2500 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.	52
Tabla 5. Actividades de mantenimiento para cada 4500 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.	52
Tabla 6. Actividades de mantenimiento para cada 9000 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.	52
Tabla 7. Actividades de mantenimiento para cada 24 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.	53
Tabla 8. Actividades de mantenimiento para cada 360 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.	54
Tabla 9. Actividades de mantenimiento para cada 750 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.	54
Tabla 10. Actividades de mantenimiento para cada 2500 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.	55
Tabla 11. Actividades de mantenimiento para cada 4500 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.	55
Tabla 12. Actividades de mantenimiento para cada 9000 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.	56
Tabla 13. Primera toma de Costo de mantenimiento de 750 horas usando empaques previos al cambio.	57

Tabla 14. Segunda toma de Costo de mantenimiento de 750 horas usando empaques previos al cambio.	57
Tabla 15. Costos por lucro cesante para el año 2015.....	59
Tabla 16. Costos por lucro cesante para el año 2014.....	60
Tabla 17. Análisis de los flujos que procesa la bomba P1111.	62
Tabla 18. Análisis de los flujos que procesa la bomba P1101 A/B.	63
Tabla 19. Análisis de los flujos que procesa la bomba P1121 A/B.	65
Tabla 20. Características de productos que se tiene pensado procesar a un futuro.....	65
Tabla 21. Costos previos al cambio de empaques en la bomba P1111.	72
Tabla 22. Costos proyectos con el cambio de empaques en la bomba P1111.....	72
Tabla 23. Ahorro anual proyectado de la bomba P1111.....	73
Tabla 24. Punto de equilibrio con los costos proyectados después de la implementación de los empaques nuevos.	74
Tabla 25. Costos previos al cambio de empaques en la bomba P1111.	75
Tabla 26. Costos reales con el cambio de empaques en la bomba P1111.	76
Tabla 27. Ahorro anual real de la bomba P1111.....	76
Tabla 28. Punto de equilibrio con los costos reales después de la implementación de los empaques nuevos.	77
Tabla 29. Nueva rutina de mantenimiento.	79
Tabla 30. Costos del nuevo plan de mantenimiento para la bomba P1111.	80
Tabla 31. Costo de pérdida por lucro cesante con el nuevo plan de mantenimiento.	83

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estructura Organizacional.....	22
Figura 2. Gerencia Refinería Barrancabermeja.	23
Figura 3. Diagrama de proceso de la refineria.	24
Figura 4. Generaciones del mantenimiento.	33
Figura 5. Modos de fallas en todas las generaciones.	33
Figura 6. Modos de fallas en la tercera generacion.	34
Figura 7. P&ID de las bombas P1101 A/B.	41
Figura 8. P&ID de la bomba P1111.	42
Figura 9. P&ID de las bombas P1121 A/B.	43
Figura 10. P&ID completo de las bombas que soportan el proceso de hidrogenación.	44
Figura 11. Derrame de producto en la bomba P1111 de aceite liviano de ciclo. ...	47
Figura 12. Muestra de resultados de análisis.	64
Figura 13. Empaque MULTI-LON	67
Figura 14. kit empaquetadura multitrenzada.....	69
Figura 15. kit de sellado después de las pruebas.	70

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Costos de mantenimiento de la bomba piloto (P1111), proyectados y reales con el antes y después de la implementación de los nuevos sellos.....	89
Anexo B. Data sheets de las cinco bombas.....	91
Anexo C. Informe prueba kit de sellado	97

GLOSARIO

ALC: Aceite liviano de ciclo.

Confiabilidad: Se resume como la capacidad de un ítem en realizar un determinado trabajo en las condiciones requeridas por un periodo de tiempo.

Falla: Pérdida de la función de un elemento o modo de falla.

GLV T-205: Gasóleo liviano.

Lucro cesante: Es la pérdida de ganancia o utilidad legítima causada por un daño.

Mantenimiento preventivo: Es el que se realiza de manera oportuna o anticipada que permite prevenir la aparición de un daño en un ítem físico.

Modo de falla: es una causa de falla o una posible manera en la que un sistema puede fallar.

RESUMEN

TITULO: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA RUTINA DE MANTENIMIENTO EN LAS BOMBAS TX-150 DE LA PLANTA DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GRB.”.*

AUTOR(ES): Alexander Zúñiga Valbuena, Edinson Durán Gómez.**

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento Preventivo (PM), Indicadores de Gestión, Costos, planeación, Gestión de activos, Confiabilidad.

DESCRIPCIÓN:

Las empresas de primer mundo cada vez, ven más atractivo tener sistemas de mantenimiento adecuados a sus necesidades, que le permitan tener una mayor confiabilidad de sus equipos y a su vez unos costos más bajos. Para llegar a estos puntos es necesario plantear nuevas metodologías de mantenimientos disponibles en el mercado, teniendo esto que estar estrechamente entrelazado con un recurso humano entrenado para su planeación y ejecución.

En la situación actual del sector de refinación y petroquímica es importante el mejoramiento continuo de los planes de mantenimiento, siempre buscando disminuir los costos, incrementar la disponibilidad operacional y como resultado obtener una mayor producción.

Para la planta de Parafinas y Fenol de la Vicepresidencia de Producción en la Gerencia Complejo Barrancabermeja de ECOPETROL S.A, se hace necesario y urgente una mejora de los planes de mantenimiento para las cinco bombas triplex union pumps TX-150 de desplazamiento positivo.

Esta monografía presenta cuatro importantes fases, que muestran una radiografía actual del plan de mantenimiento y sus costos, y de los múltiples beneficios que traería hacer los cambios sugeridos en este documento. La primera fase, deja ver la situación actual: los costos, frecuencia de intervención de cada equipo y su plan de mantenimiento. La segunda fase entrega una definición del nuevo plan de mantenimiento, estudios previos realizados, sus nuevos costos, selección y características de los nuevos repuestos (empaques). En la tercera fase se realiza un análisis comparativo de los costos actuales del mantenimiento de las bombas y los costos con la nueva implementación del plan de mantenimiento, con lo cual se podrá observar los ahorros obtenidos por los cambios realizados. Finalmente, en la cuarta fase se realizará una conclusión del análisis comparativo.

* Monografía de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Ing. Luis Fernando Espinosa Vargas MSc. en ingeniería industrial.

ABSTRACT

TITLE: "DESIGN AND IMPLEMENTATION OF A MAINTENANCE ROUTINE IN PUMPS TX-150 FOR PARAFFIN AND PHENOL GRB PLANT"

AUTHOR (S): Alexander Zúñiga Valbuena, Edinson Duran Gómez**

KEYWORDS: Preventive Maintenance (PM) Management Indicators, Cost, Planning, Asset Management, Reliability.

DESCRIPTION:

First world companies lately are more attracted to have maintenance systems suited to their needs, which allow them to have greater reliability of their equipment and lower costs. To reach these points it is necessary to consider new methods of maintenance available in the market, taking this to be closely related having a trained human resource for planning and execution.

In the current situation of the refining and petrochemical sector, the continuous improvement of maintenance plans is important, always seeking to reduce costs, increase operational availability and as result having an increased production.

It is necessary to Paraffin plant and the Vice President Phenol Production in Barrancabermeja Complex Management of ECOPETROL S.A. improve urgently their maintenance plans for the five bombs Positive Displacement Union triplex pumps TX-150.

This monograph presents four major phases, showing the current maintenance plan and its costs, and the many benefits the changes suggested in this document would bring. The first phase, reveals the current situation: the costs, frequency of intervention of each equipment and their maintenance plan. The second phase provides a definition of the new maintenance plan, previous studies, their new costs, selection and characteristics of new parts (packaging). In the third phase a comparative analysis of the actual costs of maintaining pumps and costs with the new implementation of the maintenance plan, we can observe the savings obtained by the changes made. Finally, in the fourth phase of the comparative analysis a conclusion will be made.

**School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Luis Fernando Espinosa Vargas MSc. In industrial engineering.

INTRODUCCIÓN

En el mundo actual y globalizado, el mantenimiento ha cobrado gran importancia en una industria dinámica que cada vez se vuelve más exigente y competitiva, tomando nuevos roles. El mantenimiento se ha comenzado a ver ya no como un departamento que no produce valor a las empresas, si no como un negocio que genera grandes ahorros para la compañía, siendo su producto la confiabilidad, la disponibilidad operacional y la extensión de vida útil de los equipos en la producción.

En la constante búsqueda de nuevas metodologías y estrategias y en el afán de las empresas por implementarlas, en algunas ocasiones se cometen errores y no dan los resultados esperados, viéndose reflejado en el aumento de los costos de mantenimiento y en reparaciones más frecuentes, lo que implica en ocasiones parar la producción y un posible lucro cesante.

Bajo este contexto, esta monografía muestra que aplicando correctamente nuevas estrategias de mantenimiento, se pueden lograr resultados más favorables para las empresas que decidan hacer este cambio de metodología, siempre y cuando se cumplan con los estudios y análisis requeridos para cada caso en específico, tomando en cuenta la ubicación de los equipos, las variables que afectan su proceso, su nivel de criticidad, el historial de mantenimiento que tiene la máquina, entre otros factores que determina el grupo de expertos.

Dicho lo anterior, en este documento se podrá visualizar tanto el esquema de mantenimiento que se llevaba a cabo, como el que queda después de la nueva implementación de la rutina de mantenimiento en las bombas triplex union pumps TX-150. También refleja los beneficios obtenidos con dichos cambios, tales como

disminución de los costos por repuestos, reducción de tiempos de no producción y ahorro en horas hombre para el mantenimiento de los equipos entre otros.

El objetivo fundamental del desarrollo de este proyecto es fortalecer las finanzas de la planta de parafinas de la refinería de Ecopetrol S.A, sin dejar a un lado otros objetivos como la disminución en el riesgo de accidentabilidad y de las emisiones de contaminantes, ya que esta empresa está comprometida con sus trabajadores y su comunidad.

1. GENERALIDADES

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en

Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica¹.

Estructura Organizacional:

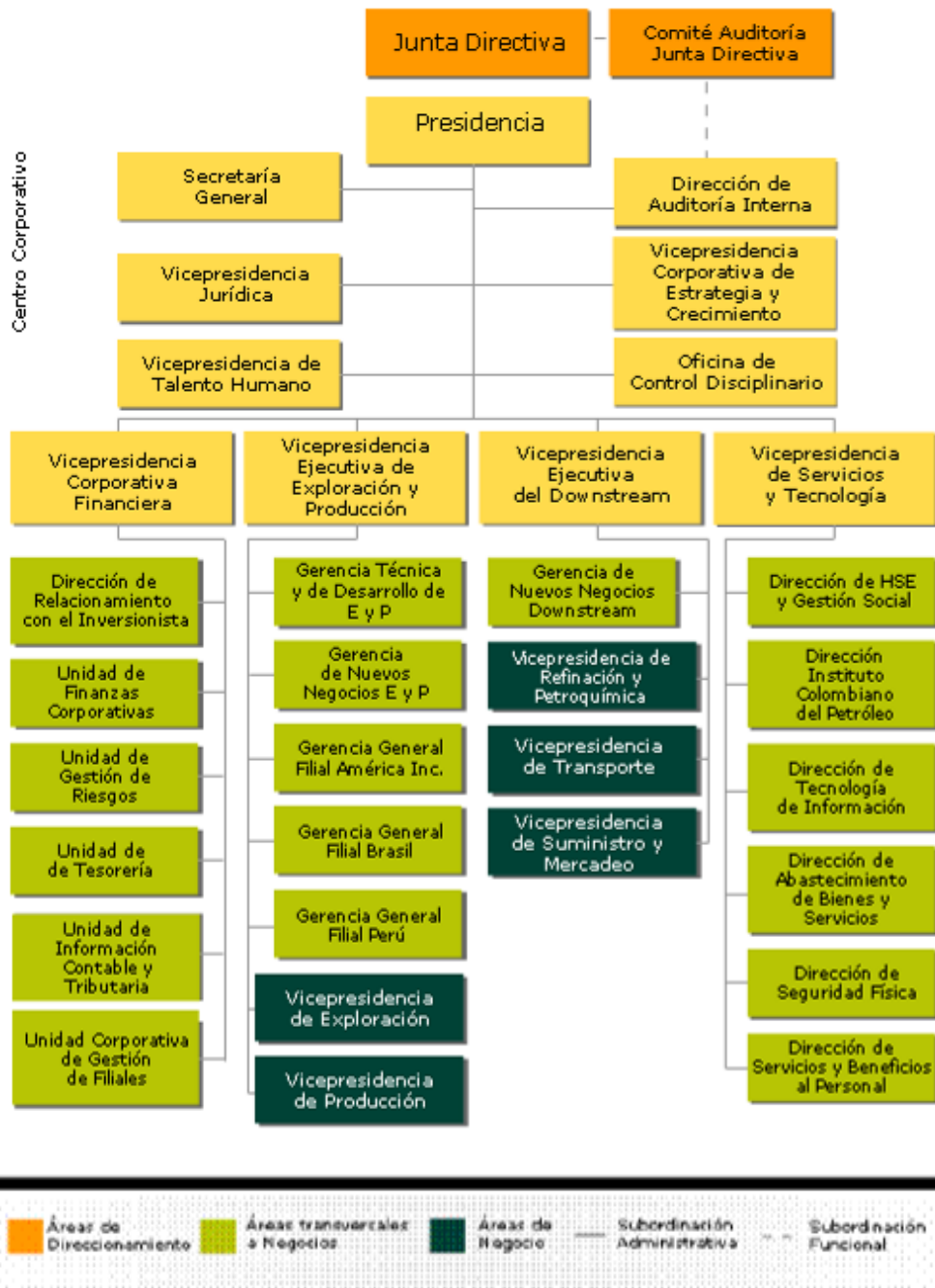
Esta dirigida por una junta directiva del cual hace parte el ministro de minas y energía y el ministro de hacienda y crédito público.

Actualmente Ecopetrol se estructuró en cuatro vicepresidencias así,

- Vicepresidencia ejecutiva de exploración y producción (UPSTREAM).
- Vicepresidencia ejecutiva del DOWNSTREAM: encargada de los negocios de refinación, petroquímica y transporte.
- Vicepresidencia financiera.
- Vicepresidencia de servicios y tecnología.

¹ ECOPETROL, Reporte de mantenimientos para las bombas triplex unión pumps TX 150 de la planta de parafinas. Software Ellipse. Colombia: Barrancabermeja, 2016

Figura 1. Estructura Organizacional



Fuente: ECOPETROL, Reporte de mantenimientos para las bombas triplex unión pumps TX 150 de la planta de parafinas. Software Ellipse.

➤ **Area de refinación:**

Ecopetrol SA cuenta con una infraestructura que integra el proceso de transformación de hidrocarburos, para garantizar la demanda y el consumo nacional de combustibles y petroquímicos de manera rentable con estándares de calidad cada vez más altos.

Las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de explotación.

Figura 2. Gerencia Refinería Barrancabermeja.



Fuente: ECOPETROL. www.ecopetrol.com.co

- Ubicación: Barrancabermeja (Santander).
- Negocio: Refinación de crudo y petroquímica.
- Capacidad instalada: 250 KBPD.

- Producción: Gasolina motor (corriente y extra), bencina, cocinol, diésel, queroseno, Jet-A, avgas, gas propano, combustóleo, azufre, ceras, bases lubricantes, polietileno de baja densidad, aromáticos, asfaltos, alquílbenzeno, ciclo hexano y disolventes alifáticos.

Figura 3. Diagrama de proceso de la refinería.



Fuente: ECOPEPETROL. www.ecopetrol.com.co

La refinería de Barrancabermeja posee 42 plantas de proceso, cinco de las cuales son las encargadas de recibir el crudo y de realizar el proceso de destilación donde se obtienen los derivados primarios del crudo pesado.

Adicionalmente a estas 42 plantas, se encuentran las plantas de procesos petroquímicos en donde se cuenta con: Etileno I, etileno II, polietileno I, polietileno II, aromáticos y la planta de Parafinas la cual es el propósito de esta monografía ya que optimizando los sistemas de mantenimiento implementados en las bombas triplex unión pumps TX 150, que son las que soportan el proceso de

hidrogenación, se puede mejorar la eficiencia de esta planta, aumentando su confiabilidad, que posteriormente se ve reflejado en sus costos.

- **Proceso petroquímico en la planta de parafinas.**

La planta de parafinas se originó como proyecto en el año 1963. Para 1967 la firma McKee-CTIP inicia la construcción de las plantas de MEC y tratamientos con hidrógeno como parte de la creación de siete nuevas unidades de proceso y un área de almacenamiento de productos, a este esquema se adiciona la Planta de Fenol construida en 1966.

En enero de 1967 se dio inicio a la Planta de Generación de Hidrógeno, no obstante, se tuvo que aplazar hasta agosto del mismo año debido a la deficiencia en el suministro de vapor de 400 PSig, lo cual se solucionó con la compra de la caldera de buque conocida como la Peerles B-959.

En septiembre de 1970 se puso en servicio la unidad de desparafinado con MEC y el 12 de octubre se moldeó la primera panela de parafina.

En 1990 se adoptó una tecnología de EXXON con la que se cambió el sistema de control neumático a control distribuido lo que permitió aumentar la producción de bases lubricantes. Sin embargo, debido a la escasez de crudos Parafínicos en 1996 se modificó el sistema logístico haciendo primero extracción con fenol y luego desparafinado con MEC. Este modelo permitió aumentar el rendimiento de las bases y ceras mejorando la filtración y estabilizando la unidad.

El Departamento de Parafinas y Fenol se encarga de Producir Las Bases Lubricantes (Liviana, Media y Bright Stock) y las Parafinas o Ceras (Liviana, Media y Micro cristalina) para cubrir el mercado Nacional y exportar a otros países.

La Planta de Parafinas cuenta con 7 Unidades de Producción, las cuales se encargan de separar la cera y el aceite contenido en Los Destilados Parafínicos, y entregarlo a nuestros clientes finales con una alta calidad.²

Dentro de los procesos de la planta de parafinas están:

- Generación de Hidrógeno: En el que generamos Hidrógeno para tratar nuestras Bases Lubricantes y gas carbónico (CO₂) usado para el proceso de separación de la cera y el aceite en Filtros Rotatorios de Vacío.
- Tratamientos con Hidrógeno: en la cual hidrogenamos los productos haciéndolos más estables a la oxidación.
- Extracción con Fenol: En un Proceso de Extracción Líquido-Líquido le retiramos los compuestos aromáticos a las bases Parafínicas para garantizar un índice de Viscosidad acorde a las necesidades del mercado.
- Desasfaltado con Propano: A través del contacto del Propano con los Fondos de Vacío Parafínicos en un proceso de extracción líquido-líquido retiramos el asfalto a la carga para la obtención de la cera Micro cristalina y la Base Parafínica Bright Stock.
- Enfriamiento y Cristalización. Proceso en el cual formamos los cristales de parafinas usando el propileno como medio enfriante y como ayudante de filtración un solvente compuesto por MEK y Tolueno.
- Filtración: En esta etapa se lleva a cabo la separación del aceite Lubricante y la Parafina.

² ECOPETROL, Reporte de mantenimientos para las bombas triplex unión pumps TX 150 de la planta de parafinas. Software Ellipse. Colombia: Barrancabermeja, 2016

- Recuperación de Solvente. En el cual se recupera el solvente inyectado que favorece la separación de los productos, para esto tenemos un sistema e calentamiento con Aceite Liviano de Ciclo.

1.2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Por mucho tiempo se ha permitido que cada planta de la refinería de Barrancabermeja que es propiedad de Ecopetrol S.A cuente con su propio presupuesto para suplir las necesidades, auto sostenimiento y mejora en la producción. Gracias a esto cada planta es autónoma en la toma de decisiones de como invierte su presupuesto, como lo optimiza y en que se gasta.

Estando en épocas de austeridad y viviendo un entorno cada vez más competitivo y agresivo es de obligatorio mandamiento reducir los costos innecesarios de todo tipo, incluyendo personal no calificado para determinadas tareas, pérdidas de productos, multas ambientales, mantenimientos excesivos, entre otros.

Para este caso se detectó una pérdida económica del presupuesto en la planta de parafinas y fenol de la GRB con respecto a los constantes mantenimientos (cada 15 días) a causa de las empaquetaduras de las bombas, lo que a su vez incurría en mayores costos de materiales, mayor número de horas hombre para el mantenimiento, pérdidas de producto, mayores riesgos de accidentalidad y problemas ambientales donde posiblemente se pueda incurrir en multas por parte de la Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS).

A raíz de este problema y en pro a un mejoramiento de la planta se logró poner en marcha una prueba piloto a una de las cinco bombas que sostienen el proceso de hidrogenación. Esta idea se apalancó con una promesa de valor que consiste en la reducción de los costos por mantenimientos y paradas no programadas.

El objetivo final de la implementación de la prueba piloto es demostrar que existe un mejoramiento en la rutina de mantenimiento y que además va acompañada de una reducción de costos, esto con el propósito de hacerla extensiva a las demás bombas para abarcar de una manera más completa los beneficios de los nuevos cambios.

Es por esto que se proyecta documentar en el siguiente texto los resultados de la prueba piloto, los datos de cómo se lleva el actual mantenimiento, los beneficios que se han obtenido y las recomendaciones respectivas.

1.3. JUSTIFICACIÓN

En ECOPETROL SA, se desarrollan planes y estrategias con el objetivo de disminuir costos operacionales, con una visión orientada a la generación de valor y sostenibilidad. El área de mantenimiento incide directamente en la eficiencia y seguridad de las operaciones. Una planta bien mantenida será más fiable en sus procesos. Es por ello que el mantenimiento óptimo se ha convertido en un elemento clave en la generación de valor en la planta de parafinas.

El tiempo medio entre mantenimientos de las bombas triplex marca Unión Pumps de la planta de Parafinas actualmente se encuentra en promedio de 15 días, debido al tipo de cargas que estas manejan y para las que no fueron diseñadas, todo esto con el objeto de ser un negocio más productivo, dichas cargas contienen menor viscosidad y más abrasivas como el aceite liviano de ciclo (ALC) usado para producir diésel.

Los materiales usados en la fabricación de las empaquetaduras de sellado no soportan las dietas a las que están siendo expuestas (productos que procesan las

bombas como el ALC o refinato), como consecuencia el tiempo medio entre fallas se afecta disminuyendo e impactando directamente las finanzas de la planta.

Incrementando la disponibilidad operacional de las bombas, se mejoraría dos aspectos muy relevantes para la planta de parafinas los cuales son en primera instancia, minimizar la exposición a los riesgos de los productos manejados para el personal de operaciones y mantenimiento, debido a que habrá menor cantidad de emisiones a la atmósfera, logrando mantener un ambiente sano, limpio y seguro. En segunda instancia se disminuirían los costos de mantenimiento de las bombas y las pérdidas por lucro cesante. Todos estos cambios conllevarían a que la planta de parafinas aumente su eficiencia y disponibilidad, viéndose esto reflejado en menores costos y mayores ganancias.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General. Incrementar la disponibilidad operativa en las bombas triplex unión pumps TX-150 a tres meses en la planta de parafinas y fenol de la GRB.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Aumentar los periodos de intervención de 15 días a tres meses en las bombas triplex unión pumps TX-150.
 - Realizar estudio de las propiedades del fluido con las que opera actualmente las bombas.
 - Solicitar propuestas de mejoras de productos (empaques) disponibles en el mercado a los proveedores.
 - Selección de los empaques a instalar de acuerdo con los materiales propuestos.

- Optimizar los costos de mantenimiento por intervenciones en cambios de empaques al equipo y consumo de repuestos.
 - Cuantificar las cantidades de empaques consumidos durante el último año de las bombas.
 - Cuantificar el costo de las intervenciones por mantenimientos a las bombas.

- Calcular el costo de indisponibilidad operativa debido a la falla por fugas en la caja de empaquetaduras.
 - Días de paradas no programadas por fallas en empaquetaduras.
 - Calcular el costo total por paradas no programadas.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO³.

El concepto de mantenimiento hace referencia al cuidado de un cualquier activo físico sea móvil o fijo, el cual debe contar con algún tipo de rutina de mantenimiento para asegurar que su degradación sea en el mayor tiempo posible, pero en realidad no siempre fue de esta manera. En sus inicios el mantenimiento empezó siendo correctivo, esto quiere decir que se esperaba a que el equipo tuviera una rotura para inmediatamente repararlo, por supuesto esto conllevaba a grandes pérdidas (en términos de dinero y vida humana) por lo cual empezaron a surgir presiones externas (como las aseguradoras) que demandaban un cambio urgente para aumentar los cuidados que se deben tener, disminuyendo así el alto nivel de accidentalidad y daños costosos de los equipos.

A esta primera etapa se le denominó *“la primera generación”* cubriendo su periodo hasta la segunda guerra mundial. Para esta época la industria en general no dependía en gran porcentaje de las máquinas o equipos, por lo cual no se tenía un sistema de mantenimiento preventivo definido o no existía para la empresa, por otro lado, estos equipos no eran tan complejos, lo que permitía realizarle un mantenimiento rutinario que el operador podía hacer fácilmente.

Para nadie es un secreto que la industria militar ha promovido el desarrollo de nuevas tecnologías en el mundo y el mantenimiento no es la excepción. El ser humano en sus constantes conflictos (bélicos, políticos, sociales) y en su evolución y crecimiento empezó a demandar más productos de todo tipo (militares

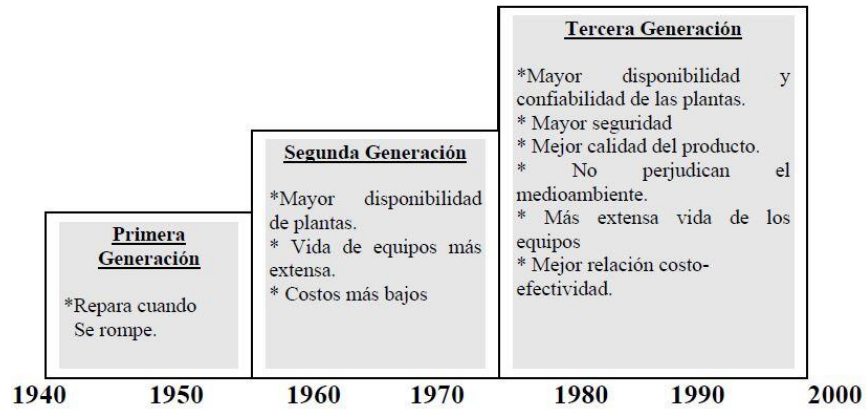
³ MOUBRAY John. Libro mantenimiento centrado en la confiabilidad, Segunda Edición - Industrial Press Inc. México: Aladon 2004.

principalmente), exigiendo menores tiempos de entrega y teniendo certeza de la llegada a su sitio de dichos productos. Esto empezó a crear un cambio en la industria, se volvieron más mecanizadas (desplazando en algunas labores la mano de obra), su dependencia a las máquinas se elevó, a la vez que sus fallas empezaron a aumentar y hacerse más críticas, este salto industrial trajo consigo nuevos pensamientos para la industria en general, dando más importancia a la prevención de las fallas y el aumento de la confiabilidad de los equipos, trayendo un nuevo e importante concepto llamado *mantenimiento preventivo*. Este mantenimiento desde sus inicios estuvo ligado a un inevitable aumento de los costos donde también estos tomaron gran importancia para su control y optimización. A esta segunda etapa se le denominó, “*la segunda generación*”.

A partir de esta segunda generación se dio una revolución completa en el mundo del mantenimiento, nuevos conceptos, nuevos métodos, nuevas estrategias se empezaron a dar a conocer y la evolución de sus expectativas empezaron a mejorar. Dando inicio a lo que más adelante se denominaría “*la tercera generación*”, siguiendo la dinámica tan cambiante que tiene el mantenimiento, también se empezó no solo a preocupar por la confiabilidad, la calidad, la durabilidad y los costos de los equipos, sino también hubo una creciente preocupación por la seguridad del personal y del medio ambiente cuando una falla no se prevenía. Todos estos ítems tienen un común denominador llamado costos de mantenimiento que paso de ser un punto casi sin importancia para las empresas, a ser un punto crucial en sus finanzas.

A continuación, se muestra una cronología de las tres etapas del mantenimiento y lo que abarcaron cada una.

Figura 4. Generaciones del mantenimiento.

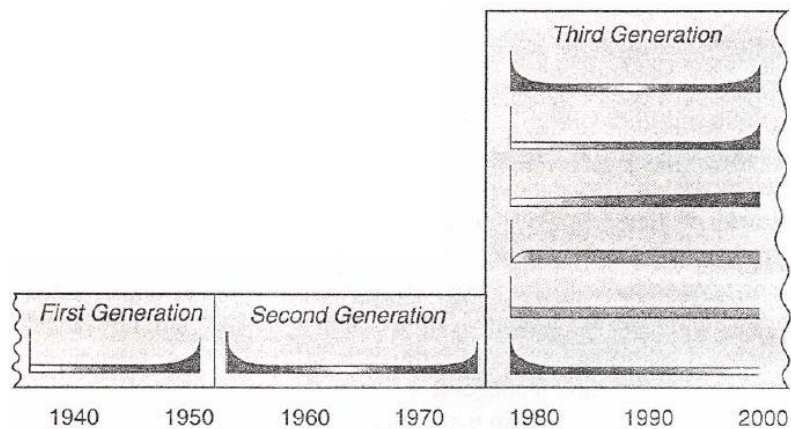


Fuente: MOUBRAY John. Libro mantenimiento centrado en la confiabilidad, Segunda Edición - Industrial Press Inc.

Cuando la industria empezó a tomar cartas en el asunto con respecto a prevenir fallas en equipos, empezaron nuevas investigaciones que replantean el concepto que se tenía años atrás y emerge uno nuevo.

A continuación, se muestran los resultados de las investigaciones sobre los nuevos modos de falla, ver figura 5.

Figura 5. Modos de fallas en todas las generaciones.



Fuente: MOUBRAY John. Libro mantenimiento centrado en la confiabilidad, Segunda Edición - Industrial Press Inc.

Se nota claramente que el salto a la tercera generación dio un giro de 180 grados con respecto a los tipos de modo de falla, ya no solo era solo uno sino seis modos de falla.

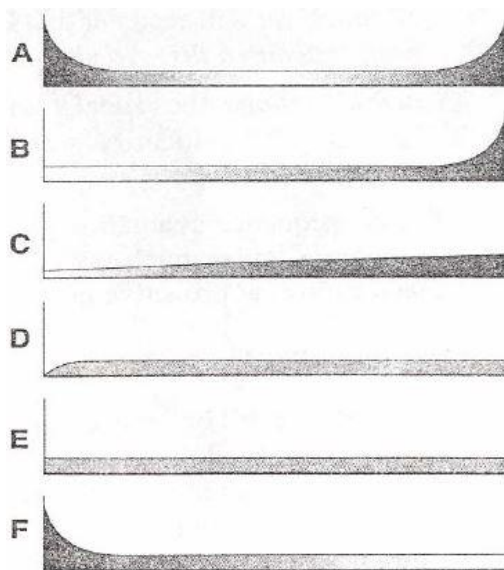
- **Modos de fallas:**

Los descubrimientos de estos patrones de fallas eliminaron la creencia de que siempre existe una relación de confiabilidad y edad operativa, llevando a que una gran cantidad de empresas reestructurara sus esquemas de mantenimiento.

A continuación, se hace una breve explicación de cada modo de falla.

Tipos de modos de falla:

Figura 6. Modos de fallas en la tercera generación.



Fuente: MOUBRAY John Libro mantenimiento centrado en la confiabilidad, Segunda Edición - Industrial Press Inc.

- Modo A: muy parecida a la falla de la segunda generación, consta de dos puntos críticos, al inicio también conocido como mortalidad infantil y al final (zona de desgaste) donde tiene un constante crecimiento en la probabilidad de falla.
- Modo B: muy parecida a la falla de la primera generación, dándose la mayor probabilidad de falla en la zona de desgaste, pero siendo constante en el resto de su vida operacional.
- Modo C: su probabilidad de falla es constante desde el principio, no se puede determinar con exactitud cuando inicia su zona de desgaste.
- Modo D: muestra muy baja probabilidad de falla en sus inicios, pero aumenta rápidamente en un corto tiempo hasta estabilizarse durante su vida operativa.
- Modo E: su probabilidad de falla es constante desde su inicio hasta su fin, este modo de falla está estrechamente relacionado con equipos electrónicos.
- Modo F: Su probabilidad de falla es muy crítica en un principio, pero disminuye eventualmente a una probabilidad de falla más baja con respecto al tiempo.

A raíz de esto, las industrias también se dieron cuenta que muchos de sus planes de mantenimientos eran innecesarios y en ocasiones contraproducentes, llegando a la conclusión de que era necesario crear nuevas técnicas que suplieran las necesidades de un mantenimiento preventivo de forma correcta.

2.2. IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO EN LAS EMPRESAS.

El mantenimiento tiene como objetivo fundamental la preservación o extensión de la vida útil de uno o más equipos que cumplen una determinada función, sin dejar a un lado otros objetivos igualmente importantes como el evitar accidentes e incidentes, dando como resultado un aumento en la seguridad de las personas, evitar paradas no programadas, reducir los riesgos de contaminación al medio ambiente y por ende evitando posibles multas ambientales que esto pueda acarrear, en resumen, el mantenimiento sirve para reducir costos y aumentar la fiabilidad de los equipos.

De acuerdo a las necesidades de las empresas o dependiendo del tipo que equipo al cual se le hace mantenimiento se aplican las diferentes técnicas existentes en el mercado, algunas de ellas son:

- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento productivo total.

La aplicación o no de estos diferentes tipos de mantenimiento depende en gran medida de la criticidad de los equipos, de ahí la importancia de tener un recurso humano idóneo para la planeación del mismo, ya que si este paso no se hace adecuadamente es muy posible que tenga efectos contrarios a los queridos. Esta es una de las razones por las cuales se estigmatiza la implementación de nuevos métodos, ya que creen que su uso fue perjudicial o empeoró la situación de los equipos y eso unido a un incremento de los costos que en ocasiones es por la nueva implementación del mantenimiento, hace que muchas empresas se reúsen a cambiar su modo de trabajar.

En esta monografía se verá un ejemplo real de como el cambio de mantenimiento bien aplicado trae múltiples beneficios para la empresa y como de esta manera se evoluciona para ser más competitivo en el medio.

2.3. TIPOS DE MANTENIMIENTO⁴.

2.3.1. Mantenimiento correctivo. Este tipo de mantenimiento es aquel que se espera cuando falle el equipo para inmediatamente repararlo, cambiando la pieza total o parcial afectada, generalmente este tipo de mantenimiento es útil cuando no se puede predecir la falla, por ejemplo, en equipos electrónicos o cuando el nivel de criticidad de la máquina es muy bajo y no interfiere en la producción de una planta.

Algunos inconvenientes de este tipo de mantenimiento es su posible alto nivel de inventario (repuestos que se tienen y no se sabe cuánto tiempo van a estar en bodega), otro inconveniente es un posible daño mayor a causa de uno menor pudiéndose haber evitado, entre otros inconvenientes en general.

2.3.2. Mantenimiento preventivo. La finalidad del mantenimiento preventivo, como su mismo nombre lo dice, es evitar y reducir la mayor cantidad de fallos que se puedan presentar en un equipo por diversas razones, ya sean ambientales, por antigüedad, por sobrecargas etc.

Ha dichos equipos se les planea determinadas actividades, entre las más usuales se encuentran: Inspecciones visuales, Medición de temperaturas, Control de la lubricación, Medición de vibraciones, Control de fisuras y Control de la corrosión.

⁴ MUÑOZ ABELLA M^a Belén. Universidad Carlos III de Madrid, Área de Ingeniería Mecánica, España: Madrid, 2008

Para la realización de dichas actividades se hace necesario el apoyo de técnicas modernas que faciliten la ejecución de dichas inspecciones y den una fácil interpretación de los resultados. De la selección del método que se aplica a un equipo depende en gran medida el éxito que se tenga, ya que para cada equipo según su uso es mejor utilizar un método de inspección que otro.

Por otro lado, el mantenimiento preventivo también tiene sus desventajas, entre las cuales podemos encontrar:

- Cambios en el funcionamiento del equipo a razón de las nuevas piezas ensambladas en él (para ello se tiene que hacer primero pruebas de funcionamiento).
- El inventario se mantiene alto, pero con la diferencia de que se tiene los repuestos a utilizar en fechas ya estipuladas.
- Si tiene que cumplir el cronograma del plan de mantenimiento ya que, si no se hace, esto puede los de las futuras intervenciones y habría que hacer cambios de tiempos.

En conclusión, este tipo de mantenimiento es muy beneficioso para la compañía cuando se planifica de la manera correcta.

2.3.3. Mantenimiento predictivo. El mantenimiento predictivo nace bajo el hecho de que las fallas se pueden detectar antes de que sucedan, esto quiere decir, toda falla tiene una evolución, un crecimiento, y que mediante algunas técnicas se les puede hacer seguimiento para solucionarlas antes de que ocurran.

En cortas palabras se puede decir que el mantenimiento predictivo es aquel que consiste en monitorear en tiempo real un equipo determinado mediante algunos parámetros que pueden ser: la temperatura, la presión, la velocidad lineal, la velocidad angular, la resistencia eléctrica, los ruidos y vibraciones, la viscosidad, el

contenido de humedad, de impurezas y de cenizas en aceites aislantes, el nivel de un fluido, etc.

La ventaja por excelencia que tiene usar el mantenimiento predictivo es que se pueden programar las reparaciones, tomar decisiones de esperar o no a las paradas programadas de la planta y reducir el inventario en bodega.

2.3.4. Mantenimiento productivo total. Este tipo de mantenimiento nace de un concepto japonés desarrollado por Seichi Nakajimaen, el cual tiene como objetivo mejorar la productividad mediante algunas estrategias de mantenimiento e involucrando a todo el personal de la empresa (trabajo en equipo). Cada persona, ya sea que este en la parte operativa o administrativa, tiene que hacer una inspección de su sitio de trabajo, mantenerlo siempre en orden y limpio con el fin de mejorar el día a día de sus actividades y por ende su productividad, en el TPM es muy valorado el trabajo en equipo y es desaprobado el individualismo.

3. DESARROLLO METODOLÓGICO.

3.1. ANÁLISIS PRELIMINAR DEL SISTEMA.

3.1.1. Contexto actual de las bombas triplex union pumps TX-150. En esta etapa de la monografía se describirá el contexto actual de las bombas triplex union pumps TX-150; su estado, sus funciones, objetivos y ubicación. Además de indicar cuáles son sus rutinas de mantenimiento, tanto las sugeridas por el fabricante, como las que se le realizan actualmente, incluyendo el costo de las mismas.

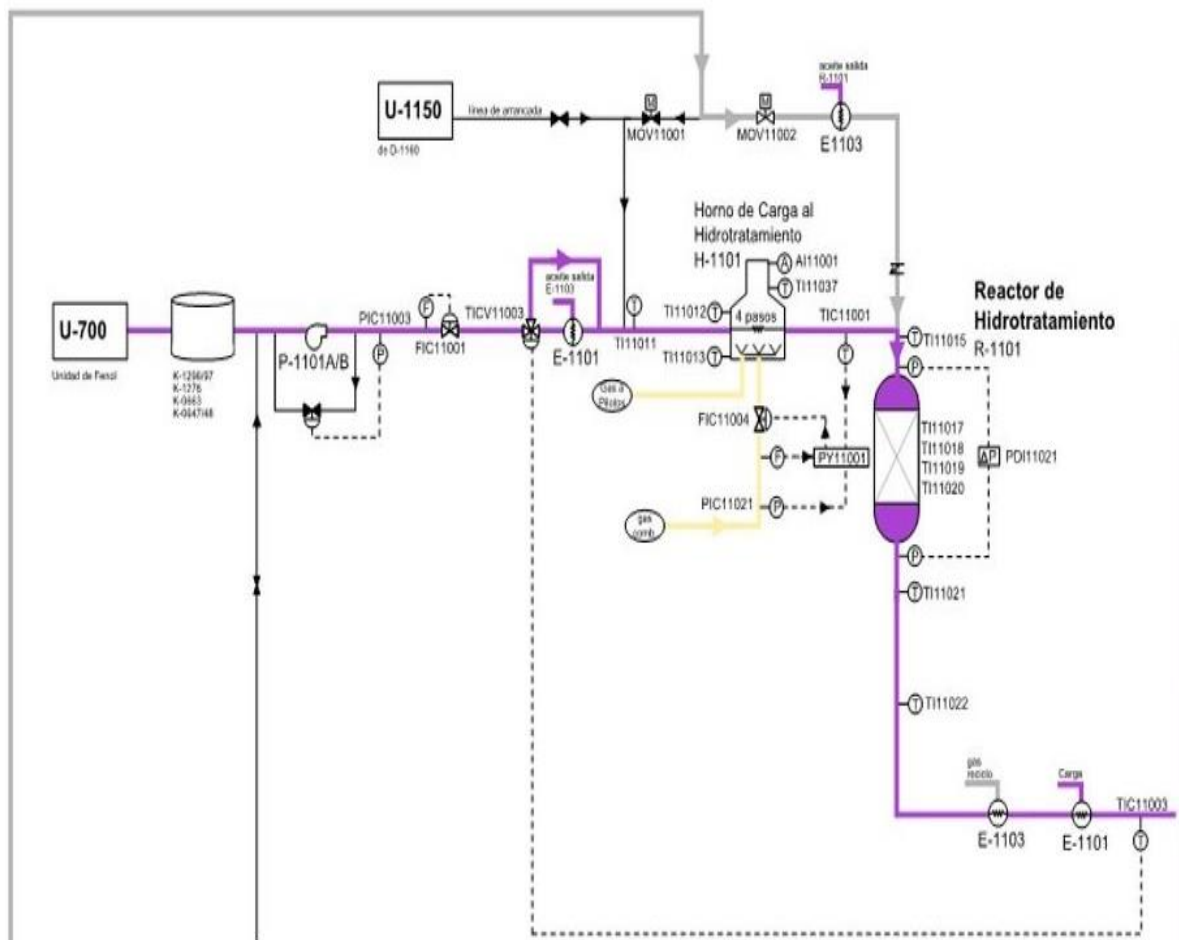
Esto con el fin de dar al lector la capacidad de entender mejor las razones por las cuales dichas bombas no se encuentran en su estado óptimo de operación y tienen un alto nivel de inversión en el tema del mantenimiento. Esta información apalanca las razones por las cuales deben ser intervenidas rápidamente.

3.1.1.1. Ubicación y objetivo de las bombas triplex union pumps TX-150: En la actualidad la planta de Parafinas y Fenol de la Vicepresidencia de Producción en la Gerencia Complejo Barrancabermeja de ECOPETROL S.A, posee cinco bombas triplex de desplazamiento positivo. Estas unidades tienen como objetivo soportar el proceso operativo de la unidad de Hidrogenación.

3.1.1.2. Diagramas de las bombas triplex union pumps TX-150: A continuación, se muestran varios esquemas de cómo están conectadas las bombas P1111, P1101 A/B y P1121 A/B a los diferentes hornos y reactores de hidrotratamiento, y también se muestra otro esquema que deja ver el diagrama completo de control de las unidades (bombas) de tratamientos con hidrógeno.

Diagrama o P&ID de las bombas P1101 A/B ver figura 7:

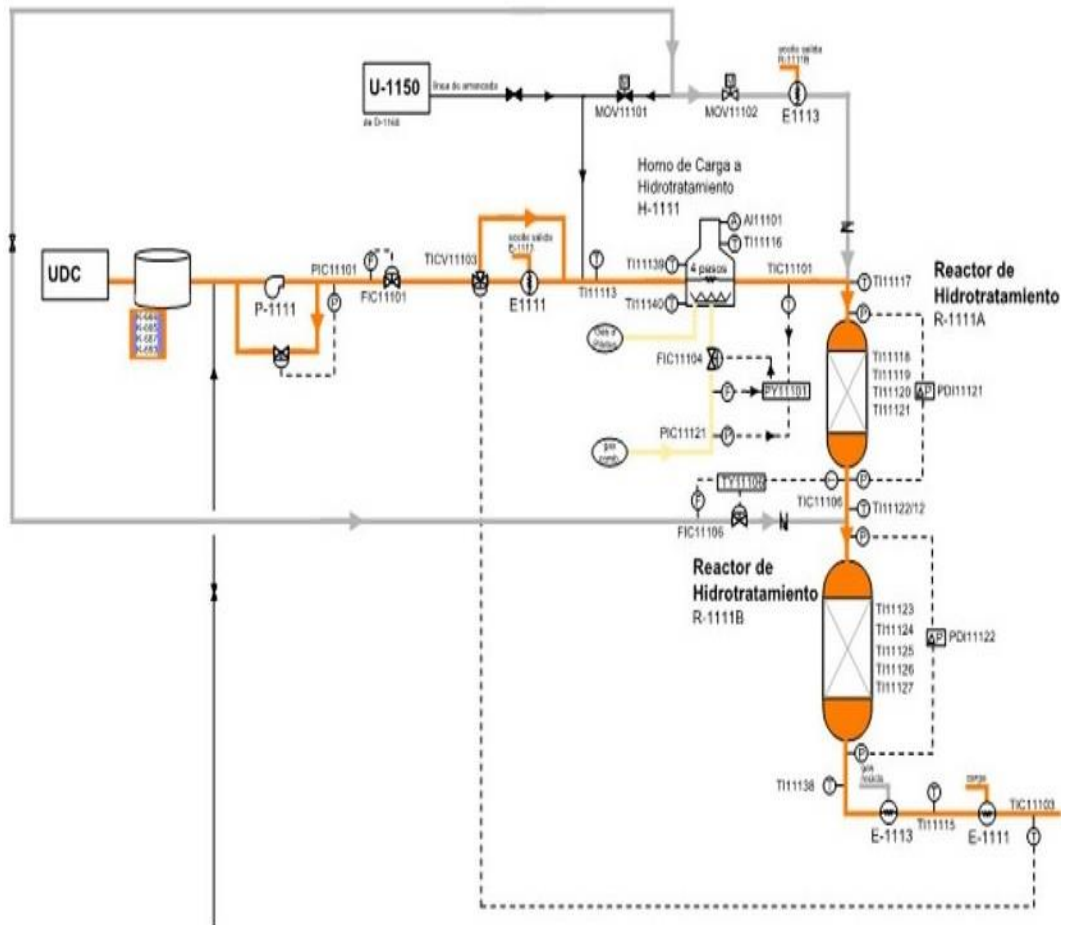
Figura 7. P&ID de las bombas P1101 A/B.



Fuente: Imagen tomada de software de Ecopetrol S.A

Diagrama o P&ID de la bomba P1111 ver figura 8:

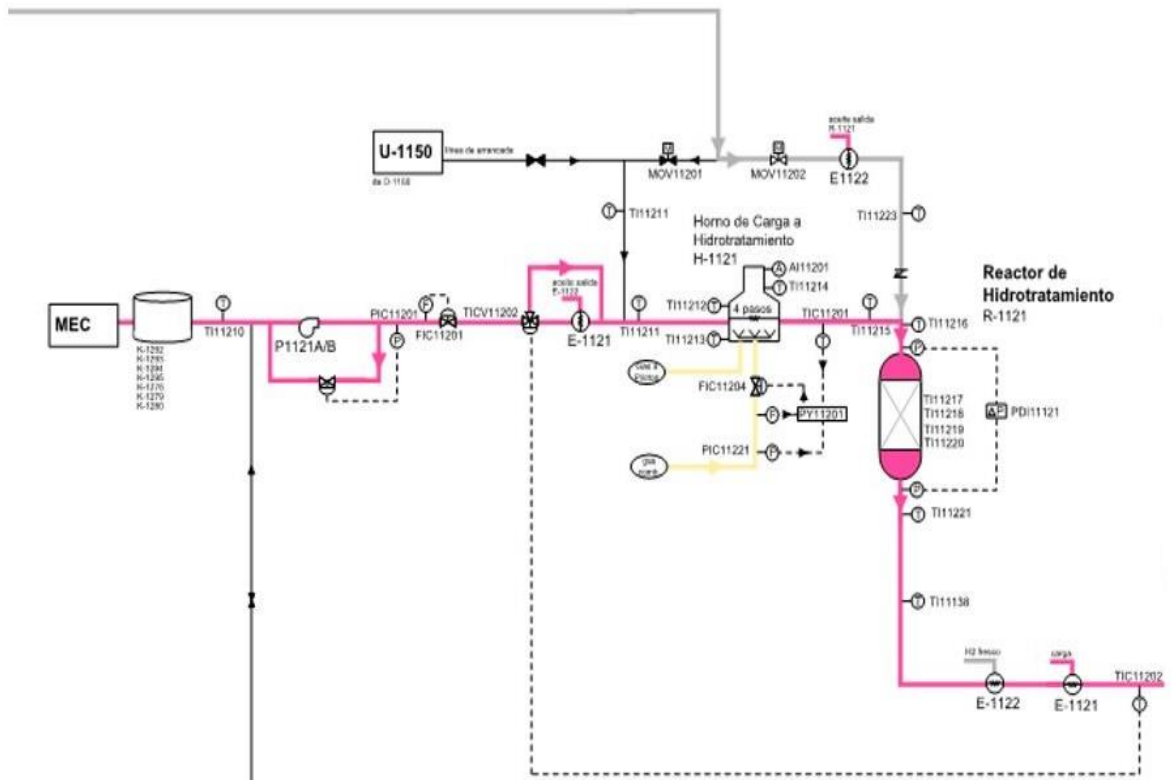
Figura 8. P&ID de la bomba P1111.



Fuente: Imagen tomada de software de Ecopetrol S.A

Diagrama o P&ID de las bombas P1121 A/B ver figura 9:

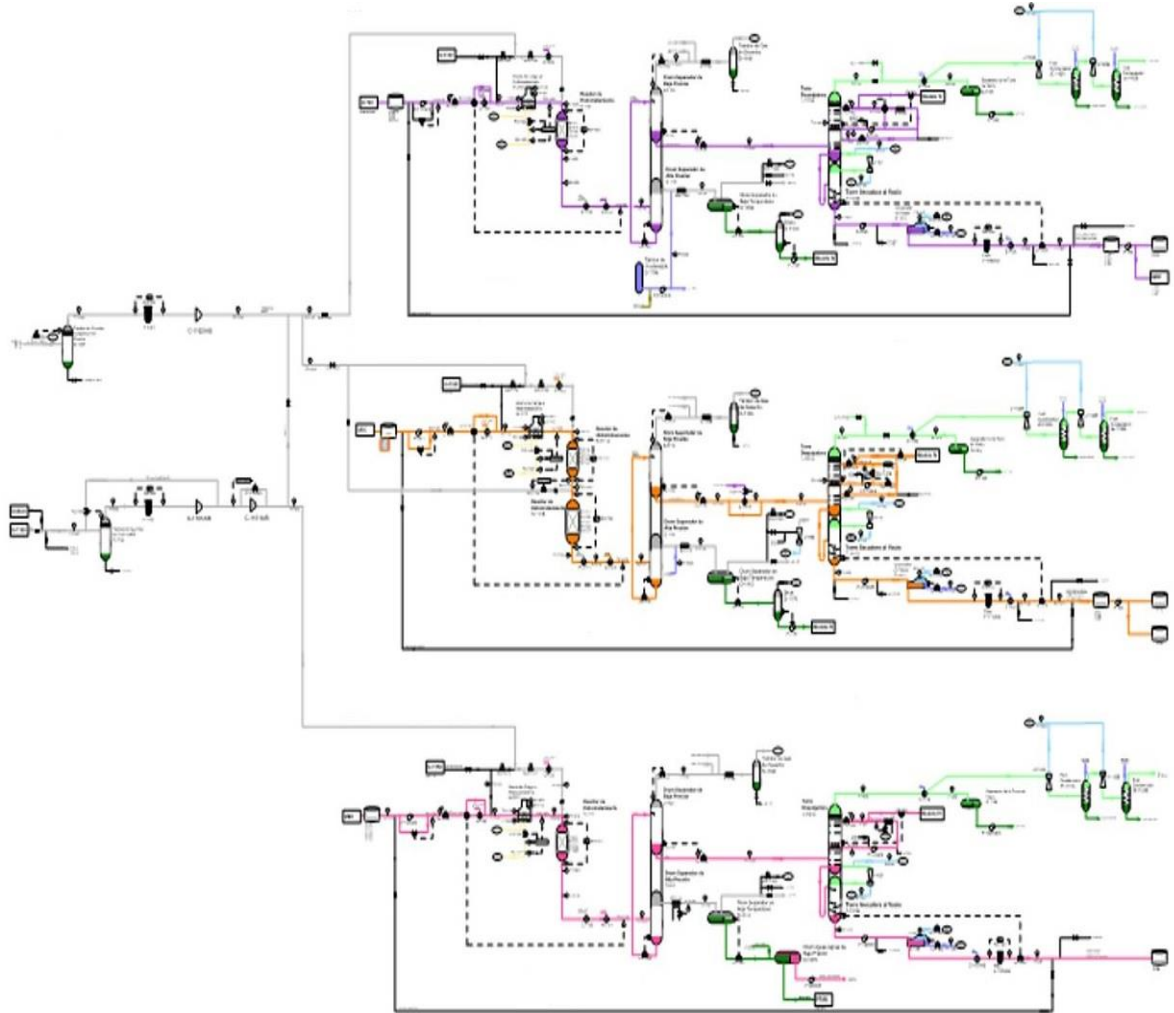
Figura 9. P&ID de las bombas P1121 A/B.



Fuente: Imagen tomada de software de Ecopetrol S.A

Diagrama o P&ID completo de las bombas que soportan el proceso de hidrogenación, ver figura 10.

Figura 10. P&ID completo de las bombas que soportan el proceso de hidrogenación.



Fuente: Imagen tomada de software de Ecopetrol S.A

3.1.1.3. Funciones de las bombas triplex union pumps TX-150. La función de las cinco bombas tiene como anteriormente se mencionó el objetivo de soportar el proceso operativo de la unidad de Hidrogenación, pero no todas las cinco bombas procesan los mismos productos para obtener el mismo resultado, ni tampoco todas las bombas dirigen sus productos a los mismos equipos, que en este caso son específicamente los hornos y reactores de hidrotreamiento.

A continuación, se explica de forma particular las funciones de las bombas y como están relacionadas entre sí.

Iniciamos con la bomba P1111. Esta bomba cumple con varias funciones, en ocasiones trabaja como relevo de las bombas P1101A/B y en otras cumpliendo su función primaria.

- Cuando realiza su función primaria:

Procedente de CDU150 (unidad de destilación de crudo):

Destilados Naftenicos Pesados y Livianos:

Cuando llegan los destilados naftenicos (pesados y ligeros) a la bomba P1111, esta los procesa aumentando su presión de 60 PSig a 1700 PSig, transportándolos al horno H-1111, donde es enviado al Reactor para ser hidrogenado y finalmente producirse bases naftenicas.

GLV T-205:

El GLV T-205 es procesado en la bomba P1111, esta aumenta la presión de 60 PSig a 1700 PSig del producto, que luego es enviado al Horno H-1111 aumentando su temperatura para posteriormente ser enviado al reactor para ser hidrogenado y finalmente producirse diésel.

- Cuando trabaja como relevo:

Procedente de la planta de fenol le ingresa:

RAFINATO:

Llegado este producto a la bomba, esta se encarga de aumentar la presión de 60 PSIG a 1700 PSIG, enviándola hacia el horno H-1101, el cual tiene como función elevar su temperatura para luego enviar el refinato al Reactor para ser hidrogenado y finalmente producirse bases Parafínicas.

ALC (Aceite liviano de ciclo):

Cuando a la bomba se le suministra ALC, ésta se encarga de aumentar la presión de 60 PSIG a 1700 PSIG, para luego enviarla al horno H-1101, el cual tiene como función elevar su temperatura para luego ser enviada al Reactor para ser hidrogenado y posteriormente tener como producto final el diésel.

Finalmente, nos encontramos con las bombas P1121 A/B, estas bombas tienen como objetivo procesar los fluidos y el MEK provenientes tanques 1193/94/95 aumentando su presión para luego ser enviada al horno H-1121 donde se eleva la temperatura y finalmente pasando el reactor para ser hidrogenada y obtener finalmente las bases parafínicas.

3.1.1.4. Estado actual de las bombas triplex unión pumps TX-150.

Actualmente estas bombas vienen presentando frecuencias de fallas en promedio cada 15 días, permitiendo el escape de producto a la atmósfera, poniendo en riesgo la salud de las personas, la seguridad de la planta, contaminación al medio ambiente y generando paradas no programadas de las plantas por la no disponibilidad operacional de las bombas.

Las frecuencias de intervención para el mantenimiento de estas bombas actualmente están definidas en forma mensual, trimestral, semestral, anual y cada tres años, debido a que se presentan fugas en las cajas de escape. Las

frecuencias mensuales de intervención se han reducido a 15 días con el objeto de mantener la disponibilidad operacional de la planta.

A continuación, se muestra una imagen de una de las bombas cuando presenta una fuga de producto de aceite liviano de ciclo (ALC) al medio ambiente, ver figura 11.

Figura 11. Derrame de producto en la bomba P1111 de aceite liviano de ciclo.



Se puede observar claramente como hay un exceso de producto que está siendo expulsado al ambiente, lo que conlleva a dos situaciones, la primera, existe una pérdida de producto que se ve traducida en los costos financieros de la planta, y la segunda, se provoca un daño ambiental ya que esos productos expulsados no se logran tratar adecuadamente, lo que puede acarrear posibles multas ambientales.

3.1.1.5. Mantenimiento de las bombas triplex union pumps TX-150.

- **Aspectos técnicos de las bombas triplex union pumps TX-150:** Antes de entrar hablar del mantenimiento de las bombas es necesario mencionar algunas características técnicas de ellas, para conocer sus aspectos más importantes, componentes, tamaño, parámetros de operación, etc. Si desea ampliar más el rango de información y ver con mayor detenimiento sus especificaciones ir al anexo B del documento.

Características de la bomba P1111

- Tipo de bomba: TX-150
- Tamaño: 2-9/16 * 5
- Número de pistones: 3
- Temperatura de bombeo: 150 grados Fahrenheit
- Calidad de fluido: corrosivo.
- NPHS disponible: 25 FT
- NPSH requerido 15.5 FT
- Presión de succión: 0 PSIG
- Máxima presión de succión: 25 PSIG
- Presión de descarga: 1910 PSIG
- Diferencial de presión: 1910 PSI
- Temperatura de diseño: 300 grados Fahrenheit
- Presión de diseño: 2100 PSIG

Características de la bomba P1101 A/B

- Tipo de bomba: TX-150
- Tamaño: 2-9/16 * 5

- Número de pistones: 3
- Temperatura de bombeo: 150 grados Fahrenheit
- Calidad de fluido: corrosivo.
- NPHS disponible: 25 FT
- NPSH requerido 18.5 FT
- Presión de succión: 0 PSIG
- Máxima presión de succión: 50 PSIG
- Presión de descarga: 1910 PSIG
- Diferencial de presión: 1910 PSI
- Temperatura de diseño: 300 grados Fahrenheit
- Presión de diseño: 2100 PSIG

Características de la bomba P1121 A/B

- Tipo de bomba: TX-150
- Tamaño: 2-9/16 * 5
- Número de pistones: 3
- Temperatura de bombeo: 175 grados Fahrenheit
- NPHS disponible: 25 FT
- NPSH requerido 18.5 FT
- Presión de succión: 0 PSIG
- Máxima presión de succión: 50 PSIG
- Presión de descarga: 1910 PSIG
- Diferencial de presión: 1910 PSI
- Temperatura de diseño: 300 grados Fahrenheit
- Presión de diseño: 2100 PSIG

- **Rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante de las bombas:** Antes de entrar hablar del mantenimiento realizado actualmente a las bombas triplex unión pumps TX-150 es importante conocer el esquema inicial propuesto por los fabricantes ya que estos sirvieron de guía para la creación del plan actual de mantenimiento que se tiene.
- **Rutina de mantenimiento.**⁵
- **Historial de registros:** Generalmente tres operadores manejan la misma unidad, ellos deben mantener el registro diario de las bombas, dicho registro debe incluir las temperaturas, presiones y flujos. Cualquier anomalía operacional además de las mencionadas el ruido debe ser reportado al supervisor de turno, quienes en conjunto con el operador realizarán el respectivo análisis para corregir las desviaciones o solicitar la intervención de mantenimiento y se debe registrar todas las condiciones y las desviaciones en el sistema de información de la refinería (RIS).
- **Rutina de inspección y mantenimiento:** La siguiente información son las recomendaciones para la rutina de inspección y mantenimiento en condiciones normales de la unidad.

Dichas recomendaciones se encuentran divididas por tiempos de la siguiente manera:

⁵BROWN David. Manual de Bombas TX-150 - hecho por la compañía Unión Pumps Company para su cliente Ecopetrol S.A. Colombia: Barrancabermeja, 2016

A diario o aproximadamente cada 24 horas de funcionamiento.

Tabla 1. Actividades de mantenimiento para cada 24 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.

ITEMS	ACTIVIDADES
1	El funcionamiento es silencioso y suave.
2	Las temperaturas de funcionamiento son normales.
3	El nivel de aceite en el cárter es correcto.
4	No hay fuga en los retenedores.
5	La empaquetadura no tiene fugas en exceso (Algunas fugas son buenas para la refrigeración y lubricación).
6	Revisar ajustes de tuerca prensa empaques
7	El lubricador de empaques (Manzel) tiene el nivel adecuado.
8	Las presiones de trabajo no están por encima de las especificadas.

Semanalmente o aproximadamente cada 170 horas de funcionamiento.

Tabla 2. Actividades de mantenimiento para cada 170 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Que no exista presencia en el cárter de agua u otros contaminantes.
2	Los filtros y otros componentes de tuberías no estén obstruidos.
3	Revisar ajustes de tuerca prensa empaques.

Mensuales o aproximadamente cada 750 horas de operación.

Tabla 3. Actividades de mantenimiento para cada 170 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.

ITEMS	ACTIVIDADES
1	La ventilación del cárter.

Cada 3 meses o aproximadamente cada 2500 horas de funcionamiento.

Tabla 4. Actividades de mantenimiento para cada 2500 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Cambiar el aceite de la bomba.
2	El torque de los tornillos de la biela debe ser revisado.
3	Reemplace el empaque de los pistones si la fuga es excesiva.

Cada 6 meses o aproximadamente cada 4500 horas de operación.

Tabla 5. Actividades de mantenimiento para cada 4500 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Si es necesario, repintar las superficies de sellado del fluido de las válvulas del cilindro y las de válvulas de asiento.
2	Reemplazar cualquier resorte de las válvulas que estén comprimidos o rotos.
3	Reemplazar los pistones que se encuentren desgastados, rayados o dañados de alguna manera.
4	Reemplazar retenedores de patines.

Anuales o aproximadamente cada 9000 horas de operación.

Tabla 6. Actividades de mantenimiento para cada 9000 horas de la rutina de mantenimiento recomendada por el fabricante.

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Se sugiere que la bomba se desmonte y se inspeccione en su totalidad.

Nota: En condiciones ambientales o de funcionamiento severas se puede requerir que los intervalos de tiempo para la inspección y el mantenimiento sean acortados.

- **Mantenimiento actual de las bombas:** Como consecuencia de las sobrecargas a las que son sometidas las bombas y que a su vez bombean productos para las cuales no fueron diseñadas (ACL y refinato), estas han empezado a deteriorarse de una manera mucho más rápida de lo esperado, por lo cual se han visto gravemente afectados algunos componentes de las bombas (principalmente los sellos), esta es la principal razón por la que se hace necesario el constante reemplazo de sus componentes.

Actualmente la rutina de las bombas se encuentra organizada de la siguiente manera.

Frecuencia diaria o aproximadamente cada 24 horas de operación

Tabla 7. Actividades de mantenimiento para cada 24 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.

Responsable: Operaciones

ITEMS	ACTIVIDADES
1	El equipo esté operando estable y suave.
2	Las temperaturas estén normales en el lado proceso (fluid end) y en el lado transmisión (power end) de acuerdo a cada unidad.
3	El nivel de aceite en el cárter sea el apropiado.
4	Que no haya fugas por empaques.
5	Que no haya fuga excesiva por la caja prensa empaques de los pistones, Si hay se debe apretar collarín de la caja de empaquetadura (tuerca).
6	Que no haya acumulación excesiva de producto en el drenaje de la carcasa.
7	Que la presión de operación no esté por encima de los valores especificados.
8	Revisar presión de lubricación Carter.

Frecuencia quincenal o aproximadamente cada 360 horas de operación

Tabla 8. Actividades de mantenimiento para cada 360 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.

Responsable: Mantenimiento

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Inspeccionar y limpiar filtro de succión de la bomba.
2	Chequear torque de apriete en la tuerca entre vástago y pistón, medir y documentar torque.
3	Cambiar empaques de la caja prensa empaques de los pistones.

Frecuencia mensual o aproximadamente cada 750 horas de operación.

Tabla 9. Actividades de mantenimiento para cada 750 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.

Responsable: Mantenimiento

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Reapretar según tablas de torque del fabricante, cada uno de los espárragos y tornillos de la bomba, en especial los del lado culata (fluid end).
2	Limpiar respiradero o venteo de aceite en el carter de la bomba.

Frecuencia trimestral o aproximadamente cada 2500 horas de operación.

Tabla 10. Actividades de mantenimiento para cada 2500 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.

Responsable: Mantenimiento

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Cambiar el aceite en la bomba. Durante el cambio de aceite, remover la tapa de la caja del cigüeñal para limpiar el interior de esta. Además, chequear el torque de los tornillos de las tapas de biela. El lubricante que usan estas bombas es Engranaje EP220 tipo Mineral.
2	Cambiar los sellos de aceite del vástago en el lado transmisión de la bomba (power end).

Frecuencia semestral o aproximadamente cada 4500 horas de operación.

Tabla 11. Actividades de mantenimiento para cada 4500 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.

Responsable: Mantenimiento

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Rectificar las superficies de sellado entre asientos y válvulas de succión y descarga, si amerita por su desgaste, deben ser cambiadas las partes.
2	Cambiar los pistones (Plungers) desgastados o dañados
3	Cambiar los bujes de la caja prensa empaques en el lado proceso.
4	Reemplazar los retenedores de aceite de los vástagos (lado patín).

Frecuencia anual o aproximadamente cada 9000 horas de operación.

Tabla 12. Actividades de mantenimiento para cada 9000 horas de la rutina de mantenimiento actual de las bombas.

Responsable: Mantenimiento

ITEMS	ACTIVIDADES
1	Reemplazar casquetes de biela.
2	Cambiar bujes de los patines en el lado transmisión de la bomba (power end).
3	Cambiar sello de aceite del eje de entrada (Piñón), en el lado transmisión de la bomba.
4	Cambiar toda la empaquetadura de las cubiertas y tapas que están fijadas a la estructura de la bomba.
5	Cambiar cajas de empaquetadura de la bomba en el lado proceso (Fluid end).
6	Reemplazar resortes de las válvulas de succión y descarga lado proceso de la bomba (Fluid end).

Debido al deterioro excesivo de los empaques que se presentan en las bombas, el mantenimiento mensual ha cambiado y este debe ser realizado con una frecuencia de mantenimiento quincenal, lo que conlleva a un sobre costo en la planta de parafinas, un mayor riesgo de accidentabilidad, una baja confiabilidad y problemas ambientales.

3.1.1.6. Costo de las bombas por mantenimiento usando los empaques previos al cambio con los nuevos: A raíz de las fallas que se presentan en las bombas (cada quince días), los costos de mantenimiento se han incrementado de una manera considerable, afectado las finanzas de la planta de parafinas y por ende disminuyendo la confiabilidad de la misma.

Se hizo un seguimiento a la bomba P1111 de cuanto era el desfase por los excesivos mantenimientos realizados a ella, y a continuación se muestran unas

tablas donde se reflejan los costos de dos intervenciones durante un año con los empaques previos (aclarando que tan solo son dos costos de los muchos realizados durante el año que se mantuvo los empaques previos).

Mantenimiento de cada 750 horas o cada 30 días

Tabla 13. Primera toma de Costo de mantenimiento de 750 horas usando empaques previos al cambio.

Tipo costo	Estimación	Real	Variación
Horas Hombre	14,5	14,5	-
Costo HH Mto	\$ 2.009.610,50	\$ 1.933.711,60	\$ 75.898,90
Costos Materiales	\$ 8.889.234,93	\$ 39.611.062,00	-\$30.721.827,07
Costo Total	\$ 10.898.845,43	\$ 41.544.773,60	-\$30.645.928,17

Fuente: Datos recopilados del software de mantenimiento Ellipse de Ecopetrol S.A

Los costos mensuales, que en muchas de sus ocasiones eran quincenales, para el mantenimiento de esta bomba tienen una proyección estimada de \$10.898.845,43 como se puede observar en la primera toma de pantalla sin embargo durante esta intervención el costo real superó esta cifra y alcanzo un valor de \$41.544.773,60 dando como resultado un sobre costo de \$30.645.928,17.

Tabla 14. Segunda toma de Costo de mantenimiento de 750 horas usando empaques previos al cambio.

Tipo costo	Estimación	Real	Variación
Horas Hombre	0	22	-
Costo HH Mto	\$ -	\$ 2.979.625,00	-\$ 2.979.625,00
Costos Mat Ctos	\$ 8.889.234,93	\$ 22.231.872,00	-\$13.342.637,07
Costo Total	\$ 8.889.234,93	\$ 25.211.497,00	-\$16.322.262,07

Fuente: Datos recopilados del software de mantenimiento Ellipse de Ecopetrol S.A

En los datos de la segunda toma de pantalla se tiene una proyección estimada de \$10.097.198,93 sin embargo durante esta intervención el costo real volvió a superar la cifra estimada y alcanzo un valor de \$25.211.497,00 dando como resultado un sobre costo de \$16.322.262,07.

Estos sobre costos afectan gravemente a la planta de parafinas y fenol de la compañía ya que se hacen recortes de otros mantenimientos en la planta para solventar los costos requeridos por mantenimientos de las bombas triplex union pumps TX-150, además son una alerta inminente de que se necesita un cambio urgente en la manera como se está llevando a cabo dichos mantenimientos, y nos invitan a realizar un estudio para identificar oportunidades que permitan disminuir estos costos, incrementando la disponibilidad operacional y disminuyendo las frecuencias en las intervenciones.

3.1.1.7. Costos actuales de indisponibilidad operativa: Como se analizó con mayor detenimiento en el ítem 3.1.1.5.2 *Mantenimiento actual de las bombas*, las mayores frecuencias de fallas se producen a causa del desgaste excesivo de los empaques, ocasionando paradas no programadas, y, por ende, perdidas por lucro cesante.

Dicho esto, se dará a conocer los costos actuales de indisponibilidad operativa de las bombas, por lucro cesante.

- **Costos actuales por lucro cesante:** Tener paradas no programadas de un equipo en una planta, es sinónimo en muchas ocasiones de lucro cesante, esto dependiendo de la criticidad del equipo, para el caso específico de las bombas resulta ser cierto.

Por esta razón es de suma importancia evitar que se produzcan estas paradas, dado que su alta frecuencia pueda generar grandes pérdidas de dinero, dinero que puede ser invertido en los propios equipos para su mejoramiento.

El estimado del costo por lucro cesante de cada bomba, según el departamento de costo de Ecopetrol S.A se estima en 50.000 dólares por día.

Cabe resaltar que esta fue la razón principal de implementar un mantenimiento quincenal, para así evitar pérdidas económicas por este motivo ya que el hacer mantenimiento sigue siendo más económico.

Las siguientes tablas muestran el costo total por paradas no programadas o shutdowns de la bomba P1111 a causa de las empaquetaduras que se manejaban en ese momento, teniendo en cuenta que sucedieron antes de hacer mantenimientos quincenales.

Para el año 2015 se presentaron las siguientes paradas no programadas.

Tabla 15. Costos por lucro cesante para el año 2015.

Equipo	Días	Fecha del Shutdown	Categoría	Descripción	Costo promedio unitario	Costo total
P1111 Equipo Rotativo	1,5	24/03/2015 6:56:00 a. m.	Mantenimiento o paradas No Planeado	Se presenta falla de bomba P1111.	\$50.000	\$75.000
P1111 Equipo Rotativo	0,5	24/03/2015 6:49:00 a. m.	Mantenimiento o paradas No Planeado	Unidad fuera de servicio por escape por sellos de la P1111	\$50.000	\$25.000
TOTAL	2					\$100.000

Para el año 2014 se presentaron las siguientes paradas no programadas.

Tabla 16. Costos por lucro cesante para el año 2014.

Equipo	Días	Fecha del Shutdown	Categoría	Descripción	Costo promedio unitario	Costo total
P1111 Equipo Rotativo	1,11	29/01/2014 7:24	Mantenimiento o paradas No Planeado	Se realizó mantenimiento de la P1111 en semana anterior por escape por sellos, se pone en operación el equipo y se mantiene escape, se aumenta escape por lo que es necesario parar la bomba para realizar mantenimiento, con la consecuente parada de la unidad	\$50.000	\$55.500
P1111 Equipo Rotativo	2,13	22/01/2014 5:52	Mantenimiento o paradas No Planeado	Unidad fuera de servicio por falla de P1111 por escape por tapa lateral	\$50.000	\$106.500
P1111 Equipo Rotativo	0,38	10/04/2014 7:00	Mantenimiento o paradas No Planeado	Es necesario parar la unidad para realizar mantenimiento de P1111 por escape de producto en pistón sur.	\$50.000	\$19.000
TOTAL	3,24					\$162.000

Fuente: información tomada del RIS de Ecopetrol S.A

Entre los años 2014 y 2015 se presentó una pérdida total por paradas no programadas a causa de fallas en los empaques de \$262.000 lo que en términos de pesos colombianos (COP) es aproximadamente 644'.462.180 millones.

Notas:

- todas las cifras de las tablas anteriores están dadas en dólares a menos que se especifique lo contrario.
- Para el año 2014 se tomó un valor promedio del dólar en 2.000,33 COP (<http://dolar.wilkinsonpc.com.co/>, 20014)
- Para el año 2015 se tomó un valor promedio del dólar en 2.743,39 COP (<http://dolar.wilkinsonpc.com.co/>, 2015)

3.2. IMPLEMENTACIÓN DE LA NUEVA RUTINA DE MANTENIMIENTO.

A raíz del incremento de las intervenciones preventivas para el cambio de las empaquetaduras de las cajas por la rápida degradación de los empaques, y siendo esta la razón por la cual se tiene que hacer un mantenimiento cada quince días, las evidencias encontradas durante los mantenimientos para el reemplazo de los empaques nos indican que el material usado en su fabricación no es el apropiado para los productos con los que actualmente operan estas bombas. Por lo anterior se toma la iniciativa de realizar estudios para determinar cuál es el mejor material a utilizar de estos empaques y realizar pruebas que nos permitan garantizar una operación confiable de estos equipos.

Previo a la nueva rutina de mantenimiento que se desea implementar fue necesario realizar algunos estudios que nos permitieran cumplir con los objetivos propuestos en costos, mantenibilidad y disponibilidad operacional

A continuación, se muestran los resultados del análisis de las propiedades de los fluidos con las que opera actualmente las bombas y su respectivo costo.

3.2.1. Estudio de las propiedades de los fluidos. Este estudio se hizo necesario realizar, para poder determinar con exactitud qué tipo de empaquetadura se estaba necesitando para poder eliminar los continuos mantenimientos (quincenales, a raíz del constante desgaste de estos).

Los fluidos analizados fueron los siguientes:

- GLV-205 (Gasóleo liviano).
- Destilado nafténico pesado y medio.
- Base Parafínica Liviana y media.
- Cera Liviana, media y micro.

3.2.1.1. Resultados del estudio de las propiedades de los fluidos.

Para la bomba P1111 se realizó el siguiente análisis del fluido que procesaba:

Tabla 17. Análisis de los flujos que procesa la bomba P1111.

GLV T205		
PROPIEDAD	UNIDADES	VALOR
Temperatura	°F	120
Presión	Psig	100
Presión de vapor @ TP	Psia	0.0006
Gravedad específica @ 60°F – 14.7 psig	-	0.9135
Densidad @ TP	lb/ft3	55.77
Viscosidad @ TP	cP	7.09
Destilación TBP (<i>True Boiling Point</i>)		
PIE	°F	420.9
0,1	°F	545.4
0,5	°F	695.2
0,9	°F	809
AZUFRE EN PPM	mg/kg	8742
Color ASTM		L 2.0

ANALISIS	UNIDADES	DESTILADO NAFTENICO PESADO	DESTILADO NAFTENICO MEDIO
Color	-	7,5	3,5
Viscosidad @ 100°C	cSt	26,43	10,4
Viscosidad @ 40°C	cSt	679,83	
Índice de viscosidad	-	29	
Azufre	% peso	1,01	
Residuo carbón micro	% peso		
Nitrógeno	% peso	0,225	
Punto de chispa	° C		
Estabilidad a la oxidación	minutos		
Pto de fluidez	° C	-6,0	-18,0
Pto de fusión	° C		
Penetración @25°C	1/10 mm		
Penetración @38°C	1/10 mm		
Aceite en parafinas	% peso		

Para la bomba P1101 A/B se realizó el siguiente análisis del fluido que procesaba:

Tabla 18. Análisis de los flujos que procesa la bomba P1101 A/B.

ANÁLISIS	Unidades	Base Parafínica Liviana	Base Parafínica media
Color	-	L1.0	L1.5
Viscosidad @ 100°C	cSt	4,65	8,45
Viscosidad @ 40°C	cSt	24,27	66,26
Índice de viscosidad	-	107	97
Azufre	% peso	0,016	0,017
Residuo carbón micro	% peso	0,0081	0,00769
Nitrógeno	% peso	0,033	0,024
Punto de chispa	° C	217	253
Estabilidad a la oxidación	minutos	32	27
Pto de fluidez	° C	-3	0
Agua y Sedimentos	% peso	0,00	0,00
Destilación simulada (%peso)			
PIE		322	373
5		356,7	413,9
10		365,9	423,4
20		381,5	437,4
25		388,5	443,9
30		392,8	447,4
40		402,4	455,4
45		408,1	459,6
50		411,5	462,6
60		419,9	469,9
65		425	474,3
70		428,5	477,2
75		434,6	482,2
80		438,9	485,8
90		454,4	497,6
95		474,9	509,9
PFE		529	538,9


Figura 12. Muestra de resultados de análisis.

MUESTRAS DE RESULTADOS DE ANALISIS















RESULTADOS DE LA MUESTRA

Permitir paginación

ID Muestra : 203745600 Muestra : K1282 PARAF. MED.PRODUCTC
 Fecha : 17/04/2014 12:36:50 a.m. Producto : PARAFINA MEDIA
 Id MuestraUSR : 20140417-600
 Texto :

 Para ocultar columnas de Observaciones y Limites seleccione esta opción


Registros encontrados : 10

Componente	Resultado	Unidad	Limites	Ingresado en	Ingresado por	Observaciones	Limites
VoBo	SI	N/A	N/A	17/04/2014 05:29:27 a.m.	E0222581		
COMENTARIO	NINGUNO	N/A	N/A	17/04/2014 05:29:27 a.m.	E0222581		
PENETRACION A 25°C (77°F)	15	mm/10	IN	17/04/2014 05:16:21 a.m.	E0225020		
COLOR SAYBOLT	+24	N/A	IN	17/04/2014 05:16:22 a.m.	E0225020		
CONTENIDO DE ACEITE	1.16	g/100g	IN	17/04/2014 05:15:13 a.m.	E0225020		
HUMEDAD	PASA	mg/L	N/A	17/04/2014 05:16:22 a.m.	E0225020		
HUMEDAD		mg/L					
PUNTO DE FUSION	60.2	°C	IN	17/04/2014 05:16:22 a.m.	E0225020		
GRAVEDAD API	40.9	Grados API	N/A	17/04/2014 05:16:22 a.m.	E0225020		
DENSIDAD A 15 °C	820.2	kg/m3	N/A	17/04/2014 05:16:23 a.m.	E0225020		














Permitir paginación

ID Muestra : 203749023 Muestra : K1284 PARAF. LIVIANA PRODU
 Fecha : 22/04/2014 02:29:59 a.m. Producto : PARAFINA LIVIANA
 Id MuestraUSR : 20140422-23
 Texto :

 Para ocultar columnas de Observaciones y Limites seleccione esta opción

Registros encontrados : 10

Componente	Resultado	Unidad	Limites	Ingresado en	Ingresado por	Observaciones	Limites
VoBo	SI	N/A	N/A	22/04/2014 04:23:35 a.m.	E0223547		
COMENTARIO	NINGUNO	N/A	N/A	22/04/2014 03:48:03 a.m.	E0223547		
PENETRACION A 25°C (77°F)	18	mm/10	IN	22/04/2014 03:35:28 a.m.	E0285238		
COLOR SAYBOLT	+19	N/A	IN	22/04/2014 02:32:26 a.m.	E0285238		
CONTENIDO DE ACEITE	2.19	g/100g	IN	22/04/2014 03:35:28 a.m.	E0285238		
HUMEDAD	PASA	mg/L	N/A	22/04/2014 02:32:26 a.m.	E0285238		
HUMEDAD		mg/L					
PUNTO DE FUSION	54.6	°C	IN	22/04/2014 02:32:26 a.m.	E0285238		
GRAVEDAD API	42.3	Grados API	N/A	22/04/2014 02:32:26 a.m.	E0285238		
DENSIDAD A 15 °C	813.6	kg/m3	N/A	22/04/2014 02:32:27 a.m.	E0285238		

Para la bomba P1121 A/B se realizó el siguiente análisis del fluido que procesaba:

Tabla 19. Análisis de los flujos que procesa la bomba P1121 A/B.

ANÁLISIS	Unidades	Cera Liviana	Cera Media	Cera Micro
Color	-	20	25	2,0
Viscosidad @ 100°C	cSt			
Viscosidad @ 40°C	cSt			
Índice de viscosidad	-			
Azufre	% peso	0,0005		
Residuo carbón micro	% peso			
Nitrógeno	% peso			
Punto de chispa	° C			
Estabilidad a la oxidación	minutos			
Pto de fluidez	° C			
Pto de fusión	° C	57,6	63	80
Penetración @25°C	1/10 mm	5,4	8,0	11,0
Penetración @38°C	1/10 mm	31	15,0	23,0
Aceite en parafinas	% peso	1,32	1,5	1,5

Características del producto que se tiene pensado procesar a un futuro.

Tabla 20. Características de productos que se tiene pensado procesar a un futuro.

FLUIDO: NAFTA-VIRGINOIL	FLUIDO: BASE LUBRICANTE
Densidad a 60°F: 790 Kg/m ³	Densidad a 60°F: 867 Kg/m ³
Punto Inflamación: 50°C	Punto Inflamación: 210°C
Temperatura: 80°F-140°F	Viscosidad a 100°C: 4 CST
Presión de succión: 3 PSIG	Temperatura: 120°F-140°F
Presión de Descarga: 1200 – 2000 PSIG	Presión de succión: 5 PSIG
Flujo: 55 – 100 BPH	Presión de Descarga: 1200 – 2000 PSIG
Corrosión Lamina Cobre: 1A	Flujo: 55 – 100 BPH
“Este producto no tiene propiedades lubricantes, su viscosidad es muy baja < 2CST”	Corrosión Lamina Cobre: 1B

3.2.2. Propuestas para la selección del producto (empaquete) por parte de los proveedores. Según el estudio previamente visto, se determinó las características del empaque a utilizar para reducir el número de intervenciones de las bombas (por esta causa) de cada quince días a cada tres meses, con esto en mente, se entregó a dos empresas la caracterización de los productos con los que operan estas bombas, junto con las características de los productos que se tienen pensado procesar en un futuro, con el objetivo de que ellos realizaran el análisis y nos entregaran una propuesta que permitiera realizar el ajuste propuesto en las intervenciones de mantenimiento de las bombas.

A continuación, se muestran las diferentes propuestas de los proveedores interesados.

3.2.2.1. Selección del proveedor de empaque: Con base a la información recaudada por el estudio realizado, se les entregaron estos datos a los diferentes proveedores interesados para que ellos luego mostraran sus propuestas, y posteriormente elegir la que más se adecue a las necesidades de la empresa.

A continuación, se indican las dos empresas finalistas con sus respectivos productos.

1- La empresa CHESTERTON

Chesterton es un líder mundial en varias disciplinas entre ellas la producción de elementos para sellado mecánico y estático de procesos, permitiendo a las empresas mejorar la confiabilidad y la eficiencia en sus requerimientos.

Producto: empaque.

Nombre del empaque: MULTI-LON⁶

Figura 13. Empaque MULTI-LON



Fuente: imagen tomada del catálogo de empaques mecánicos y juntas de la empresa A.W. Chesterton Company.

Características:

- Mayor flexibilidad.
- Menos fugas.
- Alta durabilidad.
- Menores intervenciones.
- No mancha.
- No se endurece.
- Menos ajustes.

La MULTI-LON es flexible, se amolda a las configuraciones de la caja porque no es rígida, además, elimina los trayectos de fugas de las empaquetaduras más rígidas y reduce los frecuentes ajustes. Necesita un mínimo par de torsión del prensaestopas y su apriete con los dedos reduce el consumo de energía y desgaste de la camisa.

⁶CHESTERTON. Información tomada del catálogo de productos, Colombia: Barrancabermeja, 2016

El pre tratamiento exclusivo de PTFE CHESTERTON fibra por fibra, seguido de un lubricante de sacrificio después del intertrenzado, protege la empaquetadura y la camisa en el asentamiento, prolongando la vida de servicio.

La MULTI-LON sin grafito, resiste licores, hipocloritos y otros productos químicos de procesos, no tiene silicona que mancha los productos de papel. En condiciones normales de uso, la MULTI-LON no es contaminante y no presenta riesgos. Además, en servicios abrasivos y corrosivos, la MULTI-LON permanece plegable, sin endurecerse como las de tipo asbesto/PTFE.

La MULTI-LON tiene la resistencia a la tensión de los tipos de las aramidicas para resistir a la extrusión, pero con un coeficiente de rozamiento más bajo que genera menos calor y un menor desgaste en las camisas de los ejes. También conserva en temperaturas operativas mayor porcentaje de su resistencia a la tensión.

La MULTI-LON tiene la resistencia química de las fibras de carbón o grafito, pero sin el problema de las picaduras electrolíticas.

Datos técnicos

- Excelente resistencia a la mayoría de productos químicos y disolventes.
- Prácticamente no es afectada por los ácidos no oxidantes, bases diluidas y disolventes orgánicos (pH 1-13).
- No para uso con ácidos sulfúrico (más de 60%) o nítrico (más de 10%) concentrados, calientes, o con bases fuertes.
- Temperatura máxima 250°C.
- Velocidad máxima del eje 10,2 m/seg.

2- Empaquetaduras y Empaques S.A

Empaquetaduras y Empaques S.A., empresa líder en soluciones integrales para la industria. Se posiciona hace más de 40 años en el mercado como Especialistas en el Sellado de Fluidos, otorgando gran reconocimiento. Cuentan con un talento humano competente, especializado, responsable y capacitado, que brinda asesoramiento directo y acompañamiento total a sus clientes. Al igual, están comprometidos con la calidad, la protección y bienestar laboral, el desarrollo sostenible y el cuidado a la propiedad, tanto del personal, así como la de los contratistas, subcontratistas y demás grupos de interés.

Producto: empaque.

Nombre del empaque: kit empaquetadura multitrenzada



Figura 14. kit empaquetadura multitrenzada

Fuente: imagen tomada en las instalaciones de Ecopetrol S.A

Características:

- Empaquetadura multitrenzada de grafoil con refuerzo en carbón, el cual cumple con la norma API 607 Y 589, para resistencia mecánica.
- Anillo restrictivo en teflón con fibra de vidrio, que posee bajo coeficiente de fricción y mejora la resistencia a la compresión.

Prueba del kit empaquetadura multitrenzada.

Se realizaron pruebas sobre la bomba P1121A con la empaquetadura multitrenzada, cabe resaltar que dichas pruebas se dieron como valor agregado por la empresa Empaquetaduras y Empaques S.A.

Las pruebas dieron como resultado negativo, puestos que las empaquetaduras utilizadas estaban completamente deterioradas, se encontraron incompletas y hacían falta dos empaquetaduras de grafoil.

A continuación, se muestra la evidencia fotográfica de como quedó el kit de sellado después de las pruebas.

Figura 15. kit de sellado después de las pruebas.



Fuente: informe prueba kit de sellado.

Para ver con mayor detalle cómo se realizó la prueba, quienes participaron en el montaje de los empaques, el procedimiento a seguir y profundizar en sus

resultados, ver el anexo C al final del documento, ahí se encuentra el informe completo para su análisis y entendimiento.

Se realizó un análisis con el grupo de trabajo para seleccionar la opción más viable, tomando en cuenta varios factores como anteriores experiencias tenidas con las dos compañías en situaciones similares, se tomó en cuenta la prueba realizada por la empresa Empaquetaduras y Empaques S.A de su kit empaquetadura multitrenzada, relación costo beneficios, se estudió las características y propiedades de los empaques de ambas compañías y se determinó que la opción más viable era la utilización de los empaques MULTI-LON de Chesterton.

3.2.3. Comparación de ahorro de los costos actuales vs proyectos y reales luego de la implementación de los nuevos empaques. Ya habiendo definido el empaque a utilizar (MULTI-LON de CHESTERTON), se profundizará en sus costos y los beneficios económicos de adquirir dicho producto.

Para poder ver sus beneficios económicos se hizo necesario implementar una prueba piloto con el nuevo empaque en la bomba P1111 y posteriormente evaluar los actuales costos del empaque contra los costos del nuevo sistema de empaque.

Se hizo una proyección de cuánto podría ahorrar el nuevo empaque reemplazándolo cada tres meses, después de un año de realizar la prueba piloto se determinó que no era necesario hacer los reemplazos cada tres meses sino cada año aproximadamente, esto gracias a las excelentes propiedades del empaque.

A continuación, se comparan los resultados de los costos previos a la implementación del nuevo empaque versus los costos proyectados y los costos reales.

3.2.3.1. Comparación de costos previos al cambio vs proyectos con la implementación del nuevo empaque a utilizar: En este ítem se desea hacer un análisis comparativo entre los costos previos al cambio versus los proyectos con la implementación del nuevo empaque a utilizar, tomando en cuenta que los límites de cambios (tiempo) para los nuevos empaques de la bomba P1111 eran de cada tres meses sin tomar en cuenta el estado en el que se encontraran.

Para el sistema de empaque previo al cambio se tiene la siguiente información:

Tabla 21. Costos previos al cambio de empaques en la bomba P1111.

MTBR (Tiempo medio entre reparación)	Hora Hombre	Costo de operación (durante un mes)	Proyección del costo de operación a 12 meses
1 mes	4,18	\$3.146,52	\$37.758,24

Costo de reparación	
Montaje/Desmontaje	\$58,52
Costo de repuestos	\$3088
Total	\$3146,52

(Los valores están dados en dólares).

Para el sistema de empaque Chesterton se tiene la siguiente información:

Para el sistema de empaque actual se tiene la siguiente información:

Tabla 22. Costos proyectos con el cambio de empaques en la bomba P1111.

MTBR (Tiempo medio entre reparación)	Hora Hombre	costo de operación (durante tres meses)	Proyección del costo de operación a 12 meses
3 mes	4,18	\$478,52	\$1.914,08

Costo de reparación	
Montaje/Desmontaje	\$58,52
Costo de repuestos	\$420
Total	\$478,52

AHORRO ANUAL

Tabla 23. Ahorro anual proyectado de la bomba P1111.

SISTEMA PREVIO:	Packing plunger np.9300w0004-59	\$37.758,24
MEJORA CHESTERTON:	Empaquetadura 1727 1/2 pulgada	\$1.914,08
	Ahorro total en 12 meses	\$35.844,16

Anualmente se dio un ahorro total de **\$35.844,12**

Ahorro total en tres meses:

- Durante estos tres meses hubo un ahorro de **\$8,961.04**

Datos:

Sistema previo (costo x mes)	Sistema previo (costo x día)	costo por nuevos meses
\$3,146.52	\$104.88	\$9,439.56

Sistema nuevo (costo x mes)	Sistema nuevo (costo x día)	costo por nuevos meses
\$119,63	\$3,99	\$478,52

Si se toma el costo de los tres meses, tanto en el sistema previo, como en el nuevo, y se resta, da un valor de \$8,961.04 como se mencionó anteriormente.

PUNTO DE EQUILIBRIO:

Tabla 24. Punto de equilibrio con los costos proyectados después de la implementación de los empaques nuevos.

Punto de Equilibrio = (Inversión AWC/costo x día anterior)			
Inversión AWC	Costo x día ANTERIOR	Punto de Equilibrio	
		DIAS	MESES
\$478.52	\$104.88	4.56	0.15

Inversión AWC: Es el costo de operación de 3 meses (con el nuevo sistema de empaquetadura).

Notas:

- Revisar Anexo A para detallar más la información.
- Todas las cifras están dadas en dólares a menos que se indique lo contrario.

La tabla anteriormente mencionada refleja el tiempo necesario para recuperar la inversión sin haber obtenido ganancias con la nueva implementación del sistema. Se obtienen datos interesantes como que su punto de equilibrio es casi de inmediato (no es muy frecuente en la industria encontrar estos tiempos de punto de equilibrio), lo que sirve como apoyo para la implementación total de este nuevo sistema al resto de bombas, esto sin contar otros puntos a favor como el ahorro de costos por pérdida de material, costos por lucro cesante o costos por impactos ambientales.

Con estos datos podemos decir que el cambio que se desea implementar es muy viable económicamente ya que el tiempo de retorno de la inversión supera las expectativas, el costo de los repuestos son más económicos y poseen mayor vida operativa, eso sin tomar en cuenta otros ahorros que se encuentran de manera implícita como posibles multas ambientales, daños a la salud de los trabajadores, reprocesos entre otros factores inmersos en la operación de los equipos.

3.2.3.2. Comparación de costos previos al cambio vs reales con la implementación del nuevo empaque a utilizar: En este ítem se desea hacer un análisis comparativo entre los costos previos al cambio versus los reales con la implementación del nuevo empaque a utilizar, sin tener en cuenta algún tipo de restricción por tiempo para los nuevos empaques de la bomba P1111 que a la fecha acumulaban 11,7 meses de uso, aclarando que siguen trabajando puesto que se encuentran en buen estado.

Para el sistema de empaque previo al cambio se tiene la siguiente información:

Tabla 25. Costos previos al cambio de empaques en la bomba P1111.

MTBR (Tiempo medio entre reparación)	Hora Hombre	Costo de operación (durante un mes)	Proyección del costo de operación a 12 meses
1 mes	4,18	\$3.146,52	\$37.758,24

Costo de reparación	
Montaje/Desmontaje	\$58,52
Costo de repuestos	\$3088
Total	\$3146,52

(Los valores están dados en dólares).

Para el sistema de empaque Chesterton se tiene la siguiente información:

Para el sistema de empaque actual se tiene la siguiente información:

Tabla 26. Costos reales con el cambio de empaques en la bomba P1111.

MTBR (Tiempo medio entre reparación)	Hora Hombre	Costo de operación (durante 11.7 meses)	Proyección del costo de operación a 12 meses
11,7 mes	4,18	\$478,52	\$490,79

Costo de reparación	
Montaje/Desmontaje	\$58,52
Costo de repuestos	\$420
Total	\$478,52

(Los valores están dados en dólares).

AHORRO ANUAL

Tabla 27. Ahorro anual real de la bomba P1111.

SISTEMA PREVIO:	Packing plunger np.9300w0004-59	\$37.758,24
MEJORA CHESTERTON:	Empaquetadura 1727 1/2 pulgada	\$490,79
	Ahorro total en 12 meses	\$37.267,45

- Anualmente se dio un ahorro total de **\$37.267,45**

Ahorro total en 11.7 meses:

- Durante estos 11.7 meses hubo un ahorro de **\$36.335,76**

Datos:

Sistema previo	Sistema previo	costo por
----------------	----------------	-----------

(costo x mes)	(costo x día)	nuevos meses
\$3,146.52	\$104.88	\$36.814,28

Sistema nuevo (costo x mes)	Sistema nuevo (costo x día)	costo por nuevos meses
\$40,9	\$1,36	\$478,52

Si se toma el costo por mes del sistema previo de empaques que se tenía y se multiplica por los 11,7 meses, se obtienen los costos que habrían que seguir asumiendo con ese sistema en ese determinado tiempo, luego sabiendo que el costo por mes con el nuevo sistema de empaques es de \$40,9 dólares, este se multiplica por los 11,7 meses que lleva de operación para obtener el costo que se lleva con el nuevo sistema, con estos dos datos se puede saber cuál es la ganancia que se ha obtenido si se restan dichos valores. Esto da como resultado un valor de \$36.335,76

Nota: todos los valores están dados en dólares a menos que se indique lo contrario.

PUNTO DE EQUILIBRIO:

Tabla 28. Punto de equilibrio con los costos reales después de la implementación de los empaques nuevos.

Punto de Equilibrio = (Inversión AWC/costo x día anterior)			
Inversión AWC	Costo x día ANTERIOR	Punto de Equilibrio	
		DIAS	MESES
\$478.52	\$104.88	4.56	0.15

Notas:

- Ver anexo A para mayor detalle.

- Todas las cifras están dadas en dólares a menos que se mencione lo contrario.

Viendo la información previa se puede notar que los nuevos empaques que se implementaron en la bomba P1111 superaron las expectativas de uso, lo que desembocó en un mayor ahorro por repuestos, por mano de obra invertida para el cambio de los mismos, por ahorro en productos derramados y por un aumento de la confiabilidad del equipo.

Esto corrobora y supera los costos proyectados ya que se llevó a la práctica y sus resultados fueron positivos para la planta de parafinas.

3.3. ESTUDIO DEL NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO.

Con los cambios hechos en los tipos de empaques a utilizar en la bomba P1111 se tiene que replantear un esquema de mantenimiento para dar paso a una nueva estructura que permita optimizar aún más los costos de los mismos, esto se puede dar gracias a la eliminación de los mantenimientos quincenales a causa de las empaquetaduras previas, logrando priorizar otras tareas de mantenimiento que requiere la bomba, en seguida se dará una nueva definición del plan de mantenimiento que resulto del estudio y análisis del equipo de trabajo.

3.3.1. Definición del plan de mantenimiento. En la nueva definición del plan de mantenimiento, se contempla frecuencias de intervención más prolongadas que las actuales (gracias a los excelentes resultados de los nuevos sellos en las bombas), permitiendo eliminar las intervenciones quincenales y mensuales causadas por las fallas en los empaques de las bombas, dicha intervención se realizará de forma trimestral, pero seguirían los mantenimientos mensuales programados para la revisión de los demás componentes de la bomba.

A continuación, se muestra la nueva propuesta de rutina de mantenimiento:

Tabla 29. Nueva rutina de mantenimiento.

ítems	Actividades (chequear la bomba para asegurar que:)	Código de trabajo	Descripción del código de trabajo	Horas
1	aplicar saes eléctrico	AI	aislar	0,5
2	chequear torque vástago pistón	CA	calibrar	1
3	tomar muestra de aceite y realizar análisis	AN	analizar	0,5
4	cambiar aceite del cárter	CP	cambiar partes y repuestos	0,5
5	limpiar filtro de succión de la bomba	LI	lavar/limpiar	2
6	retirar cajas de empaques	CP	cambiar partes y repuestos	3
7	revisar cambiar bujes de restricción	CP	cambiar partes y repuestos	1,5
8	cambiar sellos de aceite del vástago	CP	cambiar partes y repuestos	6
9	retorquear tornillos y espárragos de la bomba	AS	asegurar	2
10	limpiar venteo del cárter	LI	lavar/limpiar	0,5
11	realizar prueba al lubricador	CP	cambiar partes y repuestos	0,5
12	retirar saes eléctrico	AS	asegurar	0,5
13	probar y entregar a operaciones	PO	probar	1

Para lograr el objetivo de aumentar los tiempos medios entre fallas y garantizar que la nueva rutina de mantenimiento fuera lo suficientemente adecuada para suplir lo realizado en el mantenimiento de cada quince días y cada mes, se tuvieron en cuenta los puntos más críticos de las bombas para seguir sosteniendo una buena confiabilidad de las mismas.

3.3.2. Costos del nuevo plan de mantenimiento. Cuando nos referimos al nuevo costo del plan de mantenimiento se hace referencia automáticamente a los costos de mantenimiento de la bomba P1111 a la cual se le realizó la prueba piloto para ver qué tan efectivo era el cambio de los empaques para posteriormente implementarse en el resto de bombas.

Dichos resultados fueron tomados durante el año que se implementó el nuevo empaque MULTI-LON de Chesterton y son expuestos a continuación para determinar si fue exitoso o no los cambios y la inversión hecha por parte de la planta de parafinas y fenol con el objetivo de mejorar sus finanzas y productividad.

3.3.2.1. Costo del mantenimiento para la bomba P1111. Este es el resultado de los cambios implementados en la bomba P1111 la cual fue objeto de la primera prueba piloto que se realizó a las cinco bombas, con el fin de ver que tan viable era hacer estos cambios y como repercutiría en las finanzas de la planta.

A continuación, se muestran varias tomas de pantalla donde se refleja en términos de cifras los nuevos costos del mantenimiento de 750 horas (mensuales), dando aclaración a que realmente esta intervención se hace en la cantidad de horas estipuladas y no viéndose obligado a realizarla cada 375 horas (quincenalmente) y por motivos ajenos a los excesivos desgastes en los empaques previos que ocasionaban daños mucho mayores (efecto domino).

Mantenimiento de cada 750 horas o cada 30 días.

Tabla 30. Costos del nuevo plan de mantenimiento para la bomba P1111.

Tipo costo	Estimación	Real	Variación
Horas Hombre	15,5	16	-
Costo HH Mto	\$ 2.155.302,50	\$ 1.361.220,00	\$ 794.082,50
Costos Materiales	\$ 8.889.234,93	\$ -	\$ 8.889.234,93
Costo Total	\$ 11.044.537,43	\$ 1.361.220,00	\$ 9.683.317,43

Tipo costo	Estimación	Real	Variación
Horas Hombre	15	15,5	-
Costo HH Mto	\$ 2.062.456,50	\$ 1.725.257,50	\$ 337.199,00
Costos Mat Ctos	\$ 8.889.234,93	\$ -	\$ 8.889.234,93
Costo Total	\$ 10.951.691,43	\$ 1.725.257,50	\$ 9.226.433,93

Tipo costo	Estimación	Real	Variación
Horas Hombre	15	12	-
Costo HH Mto	\$ 2.115.302,50	\$ 1.343.366,00	\$ 771.936,50
Costos Mat Ctos	\$ 8.889.234,93	\$ -	\$ 8.889.234,93
Costo Total	\$ 11.004.537,43	\$ 1.343.366,00	\$ 9.661.171,43

Tipo costo	Estimación	Real	Variación
Horas Hombre	15,5	15,5	-

Costo HH Mto	\$ 2.115.302,50	\$ 1.518.855,00	\$ 596.447,50
Costos Mat Ctos	\$ 8.889.234,93	\$ -	\$ 8.889.234,93
Costo Total	\$ 11.004.537,43	\$ 1.518.855,00	\$ 9.485.682,43

Fuente: Datos recopilados del software de mantenimiento Ellipse de Ecopetrol S.A

Como se observan en las anteriores tomas de pantalla, vemos unas diferencias sustanciales con respecto a las tomas de pantalla que se muestra en el ítem 3.2.1.6 donde se ve el sobre costo en los materiales, se observa que el costo de estos no está incluido en la tabla, ya que no ha sido necesario el reemplazo de algunos componentes de la bomba que incrementaban las cifras anteriormente.

Esto se debe principalmente a los estudios hechos previamente a la implementación de los nuevos empaques, punto clave para la corrección de las altas frecuencias de fallas a causa de este problema.

Ahora, en el caso contrario del mantenimiento hecho cuando se usaban los empaques previos, queda un dinero extra del mantenimiento que haciendo un promedio aritmético es de \$9.504.151,31 aproximadamente, este dinero puede ser invertido en otras necesidades de la planta o bien invertirse en las mismas bombas para hacer otras correcciones necesarias para aumentar su confiabilidad.

En conclusión, el impacto de los cambios fue realmente positivo, se cumplió con las expectativas de ahorros en los costos de mantenimiento, aumento su confiabilidad elevando el mantenimiento de cada 15 días a cada 90 días, lo que da pie a una posible implementación en el resto de bombas.

3.3.3. Costo de pérdida por lucro cesante con el nuevo plan de mantenimiento. Ahora se analiza los resultados de las pérdidas por lucro cesante que tiene la bomba P1111 trabajando con los nuevos empaques y su nueva rutina

de mantenimiento. El costo promedio de una sola bomba parada por día es de \$50.000 dólares, con base en eso se sacan los costos de tener paradas dichas bombas.

Tabla 31. Costo de pérdida por lucro cesante con el nuevo plan de mantenimiento.

Bomba triplex union pumps TX-150	Días de paradas no programadas por fallas en empaquetaduras.	Costo promedio unitario	Costo total
P1111	0	\$50000	\$0
Total días	0		\$0

Notas: Para la elaboración de la tabla del lucro cesante se tomó en cuenta solo la bomba P1111 que fue a la cual se le hizo la prueba piloto, ya que de no ser así se podría haber distorsionado los resultados verdaderos, dando cifras erróneas que no contribuirían a la final con nada.

Se puede verificar mediante los datos del cuadro anterior que hubo una reducción total de días en los que se encuentra fuera de operación la bomba P1111 con respecto a ella misma en años pasados cuando no se tenía implementado ninguna estrategia, esto se debe principalmente a dos cosas, la primera inicialmente a la implementación de un mantenimiento quincenal, lo que provoco un elevado costo para la planta y la segunda posteriormente la implementación de los nuevos empaques que permitieron eliminar los costos de los mantenimientos quincenales y mensuales, y por ende también las paradas no programadas.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS DEL NUEVO Y ANTIGUO PLAN DE MANTENIMIENTO.

Habiendo obtenido los resultados del costo de mantenimiento de la prueba piloto que se realizó con la bomba P1111 y comparándolo con el antiguo costo de mantenimiento se observa una marcada diferencia en términos de cifras, dando como positiva la implementación del nuevo sistema de mantenimiento.

Como podemos ver, hay una variación promedio positiva de \$9.504.151,31 (ver ítem 3.4.2.1) de la nueva rutina de mantenimiento contra una variación negativa del esquema de mantenimiento que se tenía junto con su empaque previo que va desde los -15.114.298,07 a los -30'.645.928,17 (ver ítem 3.2.1.6), se puede deducir que el sistema de mantenimiento que se tenía para la bomba P1111 (que aún se mantiene para el resto de las bombas) no solo se está incurriendo en sobre costos de la planta sino que también está afectando los ingresos que deberían ser destinados para el mantenimiento de otros equipos de la planta para su correcto funcionamiento, lo que desemboca en una menor confiabilidad de las unidades en la planta.

Por otro lado, es de tener en cuenta que implícitamente se están reduciendo costos por posibles daños ambientales y costos por accidentes laborales entre otros, además de un notable aumento de la confiabilidad de los equipos que se reflejan en una mayor producción de la planta.

4.2. ANÁLISIS COMPARATIVOS DE LAS PÉRDIDAS POR LUCRO CESANTE DEL ANTIGUO Y NUEVO PLAN DE MANTENIMIENTO.

Realizando este análisis comparativo nos percatamos de un cambio de 180 grados con respecto a los días de paradas no programadas del antiguo y nuevo sistema de mantenimiento, pasando de 5,24 días de paradas no programadas con un costo de \$262.000 dólares (ver ítem 3.2.1.7) a 0 días de paradas no programadas por ende sin ningún costo del mismo.

Este punto es realmente muy importante resaltar, ya que no solo se deja de tener sobrecostos elevados por este motivo sino que aumenta en gran medida la confiabilidad de la planta, repercutiendo en una mejor salud financiera de ella, se hace necesario indicar que esas paradas de planta no programadas sucedieron antes de la implementación de los mantenimientos quincenales (que trajeron sobrecostos) y mucho antes de la solución final que llegó con la implementación de los nuevos empaques de Chesterton.

5. CONCLUSIONES.

De acuerdo con la investigación y los ensayos realizados en el sistema de bombeo P1111 de la planta de parafinas, podemos concluir.

- Mejoró y superó las expectativas de ahorros en términos de costos como consecuencia de la eliminación en los mantenimientos quincenales que encierran gastos como las horas hombres y los repuestos de los equipos.
- Bajó el riesgo de accidentabilidad ya que no se hizo necesario intervenciones tan frecuentes a la bomba y disminuyó la expulsión de productos al ambiente que provocaban contaminación.
- El procedimiento para la selección del nuevo sello se realizó de manera correcta, puesto que primero se determinaron las características del fluido que trasportaba para más adelante determinar las propiedades correctas del sello a implementar haciendo un análisis de lo que ofrecen los proveedores en el mercado.
- Es factible extender la frecuencia de los mantenimientos preventivos de 750 a 2500 horas, o tres meses, puesto que los ensayos dan como resultado actualmente una duración de los empaques de 11.7 meses desde su inicio.
- Hubo una disminución total de los días de paradas programadas y no programadas de 15 días por escapes de producto en la P1111.
- Se destaca la importancia de la implementación de la rutina de inspección y ajuste de la caja de empaques de la bomba.
- Con la implementación de la nueva rutina de mantenimiento en las bombas se alcanzará una mayor productividad por conceptos de paradas no programadas y programadas, además se reducen los costos de las intervenciones de 750 horas.

6. RECOMENDACIONES.

- Implementar el nuevo sistema de mantenimiento al resto de las bombas que aún mantienen su esquema actual.
- Utilizar los dineros de los sobrecostos de las bombas para posteriores investigaciones del resto de las unidades con el fin de implementar nuevas estrategias que permitan un mayor desarrollo de la planta y su producción.

BIBLIOGRAFÍA.

ECOPETROL, Reporte de mantenimientos para las bombas triplex unión pumps TX 150 de la planta de parafinas. Software Ellipse.

GONZÁLEZ FERNÁNDEZ, Francisco Javier, auditoria del mantenimiento e indicadores de gestión.

ICONTEC. Presentación de Tesis, Trabajos de Grado y Otros Trabajos de Investigación. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 1486. Cuarta actualización.

MORA GUTIERRÉZ. Alberto. Mantenimiento Planeación, Ejecución y Control. Alfaomega Colombiana S.A Bogotá D.C. 2009 p.70



MOUBRAY, John, mantenimiento centrado en la confiabilidad. Segunda edición Industrial Press Inc.

NAVARRO ELOLA Luis, PASTOR TEJEDOR Ana Clara y MUGABURU Jaime Miguel, gestión integral de mantenimiento.

ANEXOS

Anexo A. Costos de mantenimiento de la bomba piloto (P1111), proyectados y reales con el antes y después de la implementación de los nuevos sellos.

Costos proyectados con la implementación de los nuevos sellos.

 CHESTERTON <small>Global Solutions, Local Service.</small>	RETORNO A LA INVERSION	 PEDRO SANCHEZ R. S.A.S.
Cliente	ECOPETROL GRB	
Ciudad / País	BARRANCABERMEJA SANTANDER COLOMBIA	
Equipo	BOMBA RECIPROCANTE	
TAG / Ubicación	PLANTA DE PARAFINAS & FENOL EQUIPO P1111	
Elemento del Equipo	Caja prensa-estopa	
Fluido	Destilado Nafta tratada	
SISTEMA PREVIO	PACKING PLUNGER NP.9300W0004-59	
MEJORA CHESTERTON	EMPAQUETADURA 1727 1/2 PULGADA	
Responsable	ALEXANDER ZUNIGA VALBUENA	

Sistema de sellado previo	MONEDA	HORA HOMBRE
	US \$ DOLAR	\$4,18

	MTBR (previo) 1,0	mes	→	30 días	
Costo de Reparación	Tiempo (horas)	Personas	Costo		
Desmontaje / Montaje	7,00	2	\$58,52		
Reparación	0,00	0	\$0,00		
Costo Repuestos				\$3.088,00	
REDALE Costo Packing x bomba: US\$ 620 Camisa x bomba US\$ 0				\$3.146,52	
				1 meses (Costo de Operación):	\$37.758,24
				Costos Proyectados en 12 meses:	\$37.758,24

Sistema de sellado CHESTERTON	Instalado: 22/06/2015	dia/mes/año
--------------------------------------	------------------------------	-------------

	MTBR (nuevo) 3,0	meses	→	90 días	
Costo de Reparación	Tiempo (horas)	Personas	Costo		
Desmontaje / Montaje	7,00	2	\$58,52		
Reparación	0,00	0	\$0,00		
Costo Repuestos				\$420,00	
REDALE Costo sello chesterton US\$420 Camisa x bomba US\$				\$478,52	
				3 meses (Costo de Operación):	\$1.914,08
				Costos Proyectados en 12 meses:	\$1.914,08

AHORRO ANUAL		
Sistema previo:	PACKING PLUNGER NP.9300W0004-59	\$37.758,24
Mejora CHESTERTON:	EMPAQUETADURA 1727 1/2 PULGADA	\$1.914,08
AHORRO TOTAL EN 12 MESES		\$35.844,16

Punto de Equilibrio de la Inversión: 5 días ↔ 0,2 meses

AHORRO A LA FECHA DE CORTE	Fecha de Corte: 22/09/2015	dia/mes/año
-----------------------------------	-----------------------------------	-------------

AHORRO TOTAL EN 3 MESES	\$8.961	sigue trabajando
INCREMENTO DEL MTBR A FECHA DE CORTE	3 VECES	
Número de Equipos 1	AHORRO SOBRE TODOS LOS EQUIPOS:	\$8.961

ESTOS AHORROS NO INCLUYEN COSTOS POR PERDIDA DE FLUIDO Y/O PRODUCCION, COSTOS POR IMPACTO AMBIENTAL, DE REPROCESO, RECICLAJE O SANEAMIENTO

Elaborado por: JHON JAIRO JAIMES- PEDRO SANCHEZ R.

FORM ROI 1 Rev 7

Costos reales de la implementación de los nuevos sellos.



Cliente	ECOPETROL GRB
Ciudad / País	BARRANCABERMEJA SANTANDER COLOMBIA
Equipo	BOMBA RECIPROCANTE
TAG / Ubicación	PLANTA DE PARAFINAS & FENOL EQUIPO P1111
Elemento del Equipo	Caja prensa-estopa
Fluido	Destilado Nafta tratada
SISTEMA PREVIO	PACKING PLUNGER NP.9300W0004-59
MEJORA CHESTERTON	EMPAQUETADURA 1727 1/2 PULGADA
Responsable	ALEXANDER ZUNIGA VALBUENA

Sistema de sellado previo	MONEDA	HORA HOMBRE
	US \$ DOLAR	\$4,18

MTBR (previo)	1,0	mes	→	30 días	
Costo de Reparación		Tiempo (horas)		Personas	Costo
Desmontaje / Montaje		7,00		2	\$58,52
Reparación		0,00		0	\$0,00
Costo Repuestos					\$3.088,00
Costo Packing x bomba: US\$ 620					
Camisa x bomba US\$ 0					
				1 meses (Costo de Operación):	\$3.146,52
				Costos proyectados en 12 meses:	\$37.758,24

Sistema de sellado CHESTERTON	Instalado:	22/06/2015
		dia/mes/año

MTBR (nuevo)	11,7	meses	→	351 días	
Costo de Reparación		Tiempo (horas)		Personas	Costo
Desmontaje / Montaje		7,00		2	\$58,52
Reparación		0,00		0	\$0,00
Costo Repuestos					\$420,00
Costo sello chesterton US\$420					
Camisa x bomba US\$					
				11,7 meses (Costo de Operación):	\$478,52
				Costos proyectados en 12 meses:	\$490,79

AHORRO ANUAL		
Sistema previo:	PACKING PLUNGER NP.9300W0004-59	\$37.758,24
Mejora CHESTERTON:	EMPAQUETADURA 1727 1/2 PULGADA	\$490,79
	AHORRO TOTAL EN 12 MESES	\$37.267,45

Punto de Equilibrio de la inversión: 5 días ↔ 0,2 meses

AHORRO A LA FECHA DE CORTE	Fecha de Corte:	13/06/2016
		dia/mes/año

AHORRO TOTAL EN 11,7 MESES	\$36.336	sigue
INCREMENTO DEL MTBR A FECHA DE CORTE 11,7 VECES		trabajando
Número de Equipos 1	AHORRO SOBRE TODOS LOS EQUIPOS:	\$36.336

ESTOS AHORROS NO INCLUYEN COSTOS POR PERDIDA DE FLUIDO Y/O PRODUCCION, COSTOS POR IMPACTO AMBIENTAL, DE REPROCESO, RECICLAJE O SANEAMIENTO

Elaborado por: JHON JAIRO JAIMES- PEDRO SANCHEZ R. FORM ROI 1 Rev 7

Anexo B. Data sheets de las cinco bombas.

ECOPETROL Paraffin Wax & Lubr. Oil Plant Barrancabermeja		COMPAGNIA TECNICA INDUSTRIE PETROLI S. p. A. R O M A POWER & PROPORTIONING PUMP DATA Attached to M/R 1066 G.6		JOB: 1066 D/S 1100 G.24 REV. 3	
Operating Data			Construction Data		
1	ITEM	P-1111		Manufacturer	UNION PUMP CO.
2	Service	N.S. HYDRO PUMP		Pump Type	2 9/16" x 5-TX150
3	No. Required	1		Max. & Min. Capacity	
4	As Regular Use	STEAM TURBINE		Piston Dia. & stroke	2 9/16" - 5"
5	As Spare	(4) —		Strokes/Minute	— 250
6	Fluid Handled	N.S. DISTILLATE		Suct. Valves, No. & Type	3/DBL PORTED
7	Fluid Quality	CORROSIVE		Disch. Valves No & Type	3/DBL PORTED
8	Corrosive compounds	SULPHUR (1% WT)		Total Free Suct. Valve Area	SQ. IN. 4.7
9	Solids (if any)	—		Suct. Valve Fluid Veloc.	FT. MIN. 227
10	Pumping Temperature	°F	150	Required NPSH	FT 15.5
11	Viscosity at P. T.	CKS	150	Suct. Conn. Dia & Location	4" / SIDE
12	Viscosity at 60° F			Discharge Conn. Diam. & Loc.	2 1/2" / SIDE
13	Vapor Pressure at P. T.		NEGL.	Hydr. Test Pressure	PSIG 4200
14	Specific Gravity at P. T.		0.908	Min. Casing Thick & Corr. Allow.	1/16" / 1/8"
15	N.P.S.H. Available	FT	25	Packing type	VITON A
16	Suction Pressure	PSIG	0	Packing No. & Size	
17	Max. Suction Pressure	PSIG	25	Safety Valve Type & Setting	BY OTHERS / 2100 PSIG
18	Discharge Pressure	PSIG	1910	By-pass	BY OTHERS
19	Differential Pressure	PSI	1910	Capacity Control Type	BY-PASS
20	Design Capacity at P.T.	US GPM	80	Cooling Water Required	—
21	Normal & Min. Capacities	US GPM	64	Base Plate	FAB. STEEL
22	Type of Pump	HORIZ. TRIPLEX		Drive Manufacturer	TERRY
23	Design Temperature	°F	300	Driver Type	ZSI
24	Design Pressure	PSIG	2100	Coupling Type / GUARD	THOMAS / YES
25	Suct. and Disch. Flg. Rating	ASA 1500 RTJ		Reduct. gear Type	BUILT-IN
26	MATERIAL			Bearing Type	TIMKEN
27	Cylinders	FORGED STEEL		BHP @ SAFETY VALVE SETT.	113
28	Cylinder Liners	—		BHP at Actual & Maximum Conditions	101 / 1445
29	— PLUGGER	HRD. 410 SS		Driver HP & RPM	— / 1445
30	Piston Rods	—		Direction of rotation (1)	CW
31	Piston Rings	—		Auxiliary Equipment	—
32	Valves	HRD. 410 SS		Support Cooling	—
33	Valve Stems	—		Stuffing Box Cooling	GPM YES / 2
34	Valve Seats	HRD. 410 SS		Oil Cooling	—
35	Valve Springs	SS		Electric Power	—
36	Glands	NI-RESIST		Starting Torque Curve No (2)	—
37	Crank			Remarks 1) View from drive end 2) Pump 100 HP and over	
38	Shafts				
39	Bearings				
40	Lubrication	FORCED FEED			
41	Gear Reducer				
42	Coupling				

ECOPETROL
Paraffin Wax & Lubr.
Oil Plant
Barrancabermeja
Colombia

COMPAGNIA TECNICA INDUSTRIE PETROLI S. p. A.
R O M A

JOB: 1066
D/S 1100 C. 22
REV. 3

POWER & PROPORTIONING PUMP DATA
Attached to M/R 1066 C. 6

Operating Data		Construction Data	
1	ITEM	P-1101 A/B	Manufacturer
2	Service	P.S.L.O. HF CHARGE P.	Pump Type
3	No. Required	2	Max. & Min. Capacity
4	As Regular Use	STEAM TURB.	Piston Dia. & stroke
5	As Spare	(4) EL. MOT.	Strokes/Minute
6	Fluid Handled	DEWAXED OIL	Suct. Valves, No. & Type
7	Fluid Quality	CORROSIVE	Disch. Valves No. & Type
8	Corrosive compounds	SULPHUR (0.35% W)	Total Free Suct. Valve Area
9	Solids (if any)	—	Suct. Valve Fluid Veloc.
10	Pumping Temperature	°F 150	Required NPSH
11	Viscosity at P. T.	CKS 300 MAX.	Suct. Conn. Dia & Location
12	Viscosity at 60° F	CKS 1500 MAX.	Discharge Conn. Diam. & Loc.
13	Vapor Pressure at P. T.	—	Hydr. Test Pressure
14	Specific Gravity at P. T.	0.98	Min. Casing Thick & Corr. Allow.
15	N.P.S.H. Available	FT 25	Packing type
16	Suction Pressure	PSIG 0	Packing No. & Size
17	Max. Suction Pressure	PSIG 50	Safety Valve Type & Setting
18	Discharge Pressure	PSIG 1910	By-pass
19	Differential Pressure	PSI 1910	Capacity Control Type
20	Design Capacity at P.T. US GPM	95	Cooling Water Required
21	Normal & Min. Capacities US GPM	77	Base Plate
22	Type of Pump	HORIZ. TRIPLEX	Drive Manufacturer
23	Design Temperature	°F 300	Driver Type
24	Design Pressure	PSIG 2900	Coupling Type / GUARD
25	Suct. and Disch. Flg. Rating	ASA 1500RTJ	Reduct. gear Type
26	MATERIAL		Bearing Type
27	Cylinders	FORGED STEEL	BHP @ SAFETY VALVE SETT.
28	Cylinder Liners	—	BHP at Actual & Maximum Conditions
29	Piston Rods	HRD 410 SS.	Driver HP & RPM
30	Piston Rings	—	Direction of rotation (1)
31	Valves	HRD 410 SS	Auxiliary Equipment
32	Valve Stems	—	Support Cooling
33	Valve Seats	HRD 410 SS	Stuffing Box Cooling
34	Valve Springs	SS	Oil Cooling
35	Glands	NIRRESIST	Electric Power
36	Crank	STEEL	Starting Torque Curve No (2)
37	Shafts	STEEL	Remarks 1) View from drive end - 2) Pump 100 HP and over
38	Bearings	—	4) PUMP P 1101 B SPARES ALSO P 1111
39	Lubrication	FORGED FEED	
40	Gear Reducer	BUILT IN	
41	Coupling	STEEL	
42			
43			
44			

Mod. 133 - 10-63

No.	DATE	ISSUES & REVISIONS	APPROVAL
3	FEB 20 '67	COMPLETED WITH MFR DATA	EBB
2	JUNE 27-67	ADDED MFR DATA	WASH
1	MAR. 15 '67	FIRST ISSUE - INQUIRY	WASH

ECOPETROL
Paraffin Wax &
Lubr. Oil Plant
Barrancabermeja

COMPAGNIA TECNICA INDUSTRIE PETROLI S. p. A.
ROMA

JOB: 1066
D/S 1100 G. 20
REV. 3

POWER ~~PROPORTIONING~~ PUMP DATA
Attached to M/R 1066 G. 6

Operating Data			Construction Data	
1	ITEM	P-1121 A&B	Manufacturer	UNION PUMP CO.
2	Service	WAX HT CHARGE PUMP	Pump Type	2 9/16 X 5 - TX 150
3	No. Required	2	Max. & Min. Capacity	
4	As Regular Use	(3) STEAM TURB.	Piston Dia. & stroke	2 9/16" - 5"
5	As Spare	EL. MOTOR	Strokes/Minute	303
6	Fluid Handled	WAX	Suct. Valves, No. & Type	3/DBL PORTED
7	Fluid Quality	---	Disch. Valves No & Type	3/DBL PORTED
8	Corrosive compounds	---	Total Free Suct. Valve Area	SQ. IN. 4.7
9	Solids (if any)	---	Suct. Valve Fluid Veloc.	FPM 278
10	Pumping Temperature	°F 175	Required NPSH	FT 18.5
11	Viscosity at P. T.	CKS 4.5	Suct. Conn. Dia & Location	4" / SIDE
12	Viscosity at 60° F	CKS 30.0	Discharge Conn. Diam. & Loc.	2 1/2" / SIDE
13	Vapor Pressure at P. T.	NEGL.	Hydr. Test Pressure	PSIG 3150
14	Specific Gravity at P. T.	0.770	Min. Casing Thick & Corr. Allow.	1/16" MIN. 48"
15	N.P.S.H. Available	FT 25	Packing type	CRANE V 929
16	Suction Pressure	PSIG 0	Packing No. & Size	---
17	Max. Suction Pressure	PSIG 50	Safety Valve Type & Setting	BY OTHERS / 2100 PSIG
18	Discharge Pressure	PSIG 1910	By-pass	BY OTHERS
19	Differential Pressure	PSI 1910	Capacity Control Type	BY PASS
20	Design Capacity at P. T.	USGPM 95	Cooling Water Required	---
21	Normal & Min. Capacities	USGPM 77	Base Plate	FAB. STEEL
22	Type of Pump	HORIZ. TRIPLEX	Drive Manufacturer	SIEMENS/TEMA
23	Design Temperature	°F 300	Driver Type	MOT / TURB.
24	Design Pressure	PSIG 2100	Coupling Type / GUARD	THOMAS / YES
25	Suct. and Disch. Flg. Rating	ASA 1500 RTJ	Reduct. gear Type	BUILT-IN
26	MATERIAL		Bearing Type	TIMKEN
27	Cylinders	FORGED STEEL	BHP @ SAFETY VALVE SETT.	137
28	Cylinder Liners	---	BHP at Actual & Maximum Conditions	1221
29	Plunger	HRD 410 S. STEEL	Driver HP & RPM	1775
30	Piston Rods	---	Direction of rotation (1)	CW
31	Piston Rings	---	Auxiliary Equipment	---
32	Valves	HRD 410 SS DBL PORTED	Support Cooling	---
33	Valve Stems	---	Stuffing Box Cooling	GPH YES / 2
34	Valve Seats	HRD 410 SS	Oil Cooling	---
35	Valve Springs	SS	Electric Power	440V/3PH/60CT
36	Glands	NI-RESIST	Starting Torque Curve No (2)	---
37	Crank	STEEL	Remarks 1) View from drive end 2) Pump 100 HP and over	
38	Shafts	STEEL	3) STEAM COND. 400 PSIG - 720°F / EXHAUST 60 PSIG MAX.	
39	Bearings	---		
40	Lubrication	FORCED FEED		
41	Gear Reducer	BUILT-IN		
42	Coupling	STEEL		
43				
44				

Mod. 133 - 10-63

No.	DATE	ISSUES & REVISIONS	APPROVAL
3	FEB 20 68	ADDED MFR DATA	<i>[Signature]</i>
2	JUNE 24 67	ADDED MFR DATA	<i>[Signature]</i>
1	MAR. 15 67	FIRST ISSUE - INQUIRY	<i>[Signature]</i>



**RECIPROCATING POWER PUMP
DATA SHEET**

UNION PUMP COMPANY NO.: RI02229AX

JOB NUMBER: _____
 ITEM NUMBER PUMP: P-1101A
 ITEM NUMBER MOTOR: _____
 REQUISITION NUMBER: _____
 PURCHASE ORDER NUMBER: 2A2090
 REVISION: NONE DATE: APR 10, 2003
 PAGE: 1 OF 3 BY: KB

APPLICABLE TO: <input type="checkbox"/> PROPOSAL <input type="checkbox"/> PURCHASE <input checked="" type="checkbox"/> AS BUILT	NO. OF PUMPS REQUIRED: <u>ONE</u>
FOR: <u>ECOPETROL</u>	DRIVER TYPE: <u>STEAM TURBINE</u>
SITE: _____	DRIVER FURNISHED BY: <u>CUSTOMER</u>
UNIT: _____	PUMP MANUFACTURER: <u>UNION PUMP COMPANY</u>
SERVICE: <u>HT CHARGE PUMP</u>	SIZE AND TYPE: <u>2-9/16 X 5 TX150</u>
REMARKS: _____	PUMP SERIAL NUMBER: <u>RI02229AX-1</u>

OPERATING CONDITIONS	
LIQUID: <u>PARAFINIC OIL</u>	CAPACITY @ PUMPING TEMPERATURE (U.S. GPM):
PUMPING TEMPERATURE (°F):	MAXIMUM: <u>95.5</u> MINIMUM: <u>77.1</u> RATED: <u>77.1</u>
NORMAL: <u>150</u> MAXIMUM: <u>150</u> MINIMUM: <u>150</u>	DISCHARGE PRESSURE (PSIG):
SPECIFIC GRAVITY @ PT: <u>0.880</u>	MAXIMUM: <u>1,910</u> MINIMUM: <u>1,910</u> RATED: <u>1,910</u>
VAPOR PRESSURE @ PT (PSIA): _____	SUCTION PRESSURE (PSIG):
VISCOSITY @ PT (SSU cp): _____	MAXIMUM: <u>50</u> MINIMUM: <u>0</u> RATED: <u>0</u>
ACCELERATION HEAD (PSI): _____	DIFFERENTIAL PRESSURE (PSI):
NPSH AVAILABLE (PSI): <u>9.5</u>	MAXIMUM: _____ MINIMUM: _____ RATED: _____
WITHOUT ACCELERATION HEAD: _____ ACTUAL: _____	LOCATION: <input type="checkbox"/> INDOOR <input type="checkbox"/> HEATED
ELECTRICAL AREA HAZARD: _____	<input type="checkbox"/> OUTDOOR <input type="checkbox"/> UNHEATED
CLASS: _____ GROUP: _____ DIVISION: _____	REMARKS: _____
SITE TEMPERATURE (°F):	
NORMAL: _____ MAXIMUM: _____ MINIMUM: _____	
CORROSION/EROSION CAUSED BY: _____	

PUMP PERFORMANCE AT RATED CONDITIONS:	DRIVER INFORMATION:
<input checked="" type="checkbox"/> NPSH REQUIRED (PSI): <u>7.0</u>	FURNISHED BY: <input type="checkbox"/> UNION PUMP CO. <input checked="" type="checkbox"/> OTHERS
<input checked="" type="checkbox"/> CRANKSHAFT RPM: <u>245</u> PINION RPM: _____	MOUNTED BY: <input type="checkbox"/> UNION PUMP CO. <input checked="" type="checkbox"/> OTHERS
<input type="checkbox"/> PISTON SPEED (FPM): _____ SPM: _____	MANUFACTURER: <u>STEAM TURBINE</u>
<input checked="" type="checkbox"/> VOLUMETRIC EFFICIENCY (%): <u>94</u> MECH. EFF. <u>88%</u>	HP: _____ RPM: _____ FRAME: _____
<input checked="" type="checkbox"/> HYDRAULIC HP: _____ BHP: <u>97.7</u>	VOLTS: _____ PHASE: _____ HERTZ: _____ S.F.: _____
<input checked="" type="checkbox"/> BHP @ RELIEF VALVE SETTING <u>132.9@2.100</u> PSIG	ENCLOSURE: _____ SPACE HEATER <input type="checkbox"/> YES <input type="checkbox"/> NO
<input checked="" type="checkbox"/> SHEAVE/GEAR RATIO: <u>5.77:1</u>	CONDUIT BOX MOUNTING <input type="checkbox"/> F-1 <input type="checkbox"/> F-2
REMARKS: _____	

CONSTRUCTION						
LIQUID END:	NOZZLES	SIZE	RATING	FACING	LOCATION	
<input type="checkbox"/> SIMPLEX <input type="checkbox"/> DUPLEX <input checked="" type="checkbox"/> TRIPLEX <input type="checkbox"/> QUINTUPLEX	SUCTION	4"	1500#	RTJ	BOTH SIDES	
<input checked="" type="checkbox"/> SINGLE ACTING <input checked="" type="checkbox"/> PLUNGER <input checked="" type="checkbox"/> HORIZONTAL	DISCHARGE	2-1/2"	1500#	RTJ	BOTH SIDES	
	LANTERN RING	1/4"	NPT		TOP	
	GLAND FLUSH					
	COOLING WATER	1/4"	NPT		SIDE	
	OTHER					
	OTHER					
VALVE TYPE: <input type="checkbox"/> DISC <input type="checkbox"/> WING <input checked="" type="checkbox"/> DOUBLE PORTED <input type="checkbox"/>						
REMARKS: _____						

UPC Serial Number - RI02229AX-1
 Cust Item # - P-1101A
 Cust PO # - 2A2090
 ECOPETROL S.A.
 BARRANCABERMEJA REFINERY
 COLUMBIA



**RECIPROCATING POWER PUMP
DATA SHEET**

UNION PUMP COMPANY NO.: RI02229AX

JOB NUMBER: _____
 ITEM NUMBER PUMP: P-1101A
 ITEM NUMBER MOTOR: _____
 REQUISITION NUMBER: _____
 PURCHASE ORDER NUMBER: 2A2090
 REVISION: NONE DATE: APR 10, 2003
 PAGE: 2 OF 3 BY: KB

LIQUID END MATERIALS OF CONSTRUCTION			
MATERIAL CLASS NUMBER: _____			
LIQUID CYLINDER: <u>ASTM A516 GR 70/ASTM A106 GR B</u>	PLUNGER: <u>A108-1018/#6 COLMONOY</u>		
VALVE COVER: <u>ASTM A516 GR 70/ASTM A108-1018</u>	STUFFING BOX: <u>ASTM A516 GR 70, STEEL TUBING</u>		
VALVE STOP SUCTION: <u>ASTM A516 GR 70</u>	ADAPTERS: _____		
VALVE STOP DISCHARGE: <u>S-A193-B7,N-A194-2H</u>	GLAND FOLLOWER: <u>ASTM A48-30</u>		
VALVE SEAT: <u>A747-CB7CU-1</u>	LANTERN RINGS: <u>ASTM A48-30</u>		
VALVE SPRING: <u>302 STN STL</u>	THROAT BUSHING: <u>ASTM A48-30</u>		
VALVES: <u>ASTM A582-416 S.S.</u>	STUFFING BOX PACKING: <u>UTEX 1078 COMPOUND 125X</u>		
GASKET: <u>304 S.S./GRAPHITE FILLER</u>	BOLTING: <u>STUDS A193-B7, NUTS A194-2H,</u>		
<input type="checkbox"/> NACE SPECIFICATION MR0175-91 APPLIES TO LIQUID END PARTS DUE TO PRESENTS OF HYDROGEN SULFIDE (H ₂ S) IN LIQUID BEING PUMPED. <input checked="" type="checkbox"/> MILL TEST REPORTS (CHEMICAL AND PHYSICAL) FOR PRESSURE CONTAINING PARTS AS DEFINED IN NOTE #5 ON PAGE 3. <input type="checkbox"/> MILL TEST REPORTS (CHEMICAL AND PHYSICAL) FOR PRESSURE RETAINING PARTS AS DEFINED IN NOTE #6 ON PAGE 3.			
REMARKS: <u>CYLINDER BOLTING CADMIUM PLATED</u>			
SHOP TESTS			
TEST:	NON-WITNESSED	WITNESSED	REMARKS:
HYDROSTATIC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
MECHANICAL RUN	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
PERFORMANCE	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
NPSH	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
<input type="checkbox"/> SHOP INSPECTION			
<input type="checkbox"/> DISMANTLE AND INSPECT AFTER TEST			
<input type="checkbox"/>			
LIQUID END LUBRICATION			
<input type="checkbox"/> PACKING LUBE			
<input checked="" type="checkbox"/> LUBRICATOR MAKE: <u>CUSTOMER TO PROVIDE</u>			
<input checked="" type="checkbox"/> COOLING WATER AVAILABLE:			
CAPACITY: _____	CMPY: _____	FEEDS: _____	GPM: <u>1-2</u> TEMPERATURE (°F): <u>85</u>
REMARKS: _____			
PLUNGER PACKING			
NO. OF RINGS: <u>*</u> SIZE RINGS: <u>7/16</u> RING I.D.: <u>2-9/16"</u> RING O.D.: <u>3-7/16"</u> PACKING STYLE: <u>V-PACKING</u>			
REMARKS: <u>* 4 V-RINGS, 2 FEMALE RINGS, 2 MALE RINGS</u>			
PRESSURE RATING			
MAX. WORKING PRESSURE <u>1,910</u> PSIG			
MAX. WORKING TEMPERATURE (°F): <u>150</u>			
HYDROSTATIC TEST PRESSURE (PSIG): SUCTION <u>4,125</u> PSIG, DISCHARGE <u>4,125</u> PSIG			
MAXIMUM WORKING PRESSURE OF <u>1,910</u> PSIG BASED ON <u>2-9/16"</u> DIA. PLUNGER, CYLINDER DESIGN AND POWER END LOAD LIMIT OF <u>10,000</u> POUNDS.			
MOUNTING PLATE (TO BE COMPLETED BY PURCHASER AND MANUFACTURER)			
<input checked="" type="checkbox"/> BASEPLATE			
<input type="checkbox"/> SKID BASE			
<input checked="" type="checkbox"/> DRAIN RIM			
<input checked="" type="checkbox"/> DECKING			
<input checked="" type="checkbox"/> FULLY GROUTED			
<input type="checkbox"/> UN-GROUTED			
REMARKS: _____			
PULSATION DEVICES			
<input type="checkbox"/> SUCTION:			
<input type="checkbox"/> MANUFACTURER: _____			
<input type="checkbox"/> TYPE: _____			
<input type="checkbox"/> SIZE: _____			
REMARKS: _____			
<input checked="" type="checkbox"/> DISCHARGE:			
<input checked="" type="checkbox"/> MANUFACTURER: <u>PERFORMANCE PULSATION CONTROL</u>			
<input checked="" type="checkbox"/> TYPE: <u>FLOW THROUGH MAINTENANCE FREE</u>			
<input checked="" type="checkbox"/> SIZE: <u>DR-24-2220CS</u>			
<u>2-1/2"-1500# RTJ INLET/OUTLET</u>			

Anexo C. Informe prueba kit de sellado



PRUEBA KIT DE SELLADO BOMBA P-1121-A

“KIT EMPAQUETADURA MULTITRENZADA”

ECOPETROL S.A.
Barrancabermeja

REALIZADO POR:

MONICA BLANCO
JAIME MORENO

19/02/2016

1. RESEÑA

Empaquetaduras y Empaques S.A., empresa líder en soluciones integrales para la industria. Se posiciona hace más de 40 años en el mercado como Especialistas en el Sellado de Fluidos, otorgando gran reconocimiento. Contamos con un talento humano competente, especializado, responsable y capacitado, que brinda asesoramiento directo y acompañamiento total con nuestros clientes. Al igual, estamos comprometidos con la calidad, la protección y bienestar laboral, el desarrollo sostenible y el cuidado a la propiedad, tanto del personal así como la de los contratistas, subcontratistas y demás grupos de interés.

2. INTRODUCCIÓN

En este informe se presenta el desarrollo y resultado de la prueba del kit de sellado, realizada a la bomba P-1121-A.

El resultado de esta prueba definirá el comportamiento y desempeño del kit de sellado frente a este tipo de equipo y su confiabilidad, recomendando su homologación y utilización.

Es importante resaltar que esta prueba se realiza como valor agregado al acuerdo vigente que posee Empaquetaduras y Empaques S.A con Ecopetrol S.A., en el magdalena medio.

3. REALIZACIÓN DE LA PRUEBA

La prueba se realizó inicialmente en una (1) de las cajas de la bomba P-1122-C el segundo semestre del año 2014. Al no obtener resultados de la prueba por desarme de la caja y retiro de nuestro kit de sellado, se da espera para poner nuevamente en prueba con el suministro de un nuevo Kit de sellado.

La segunda prueba se efectuó el día 11 de diciembre de 2015, en las instalaciones de taller de mecánica de la GRB, en una de las cajas de la bomba P-1121-A. Se realizó el montaje de un kit de sellado conformado por cuatro (4) empaquetaduras multitrenzadas y dos (2) empaques de teflón con fibra de vidrio (FV)

Personal presente en la realización del montaje:

- Técnico taller de mecánica: Nicolás Sarmiento Gomez.
- Ing. Jaime Moreno Especialista en Sellado de fluidos y Líder Unidad de negocios de oil & gas (Presente primera prueba) e Ing. Monica Blanco Q. Asesora Industrial de Empaquetaduras y Empaques S.A.

Coordinación y autorización de pruebas:

- Coordinador de Planeación del Mantenimiento: Ing. Fabián Flórez
- Supervisor de equipo Rotativo: Ing. Antonio Bueno.
- Ingeniero de Confiabilidad: Ing. Alexander Zúñiga.

3.1 PROCEDIMIENTO

1. IDENTIFICACIÓN DE MATERIAL	IMAGEN
<ul style="list-style-type: none"> - Empaquetadura multitrenzada de grafoil con refuerzo en carbón y cumplimiento API 607 Y 589, para resistencia mecánica. - Anillo restrictivo en teflón con fibra de vidrio, que posee bajo coeficiente de fricción y mejora la resistencia a la compresión. 	

2. CONDICIONES DE MONTAJE	IMAGEN
<p>Durante el montaje se realiza la instalación del Kit de sellado preformado, de la siguiente manera:</p> <ol style="list-style-type: none"> A. En el fondo de la caja, sobre el buje de restricción se instalan dos empaquetaduras de grafoil. B. posteriormente un anillo de teflón con Fibra de Vidrio. C. A continuación, el anillo linterna. D. nuevamente se instala un anillo de teflón con Fibra de vidrio, seguido dos empaquetaduras de grafoil. E. Por último, un anillo para luego posicionar la rosca. 	

3. MONTAJE EN CAJA	IMAGEN (evidencia fotográfica)
<p>Marcación de la caja que tendrá el kit de sellado en prueba.</p>	
<p>En el fondo de la caja se introduce el buje de restricción, seguido dos empaquetaduras de grafoil.</p>	
<p>Posteriormente a las empaquetaduras de grafoil, se introduce un anillo de teflón con fibra de vidrio.</p>	

<p>A continuación se introduce el anillo linterna, seguido de un anillo de teflón con fibra de vidrio.</p>	
<p>Posteriormente se introducen dos empaquetaduras de grafoil.</p>	
<p>Por último, se inserta el buje y el pistón para ajustar el kit de sellado, quedando ensamblada la caja para realizar el montaje en la bomba.</p>	

4. RESULTADOS

En el transcurso de la prueba del kit de sellado, se evidenció por la parte operativa de la GRB, que había una fuga considerable del fluido (parafina). Por tanto, es retirada la caja en prueba de EYESA de la bomba, para observar las condiciones y realizar un diagnóstico a la misma.

En el desmontaje se observó:

DESCRIPCIÓN	IMAGEN (evidencia fotográfica)
<p>La tuerca se encontraba bloqueada lo que dificultó el desarme de la caja.</p>	
<p>Al retirar la tuerca, se evidenció ingreso del fluido a la caja, por lo cual es difícil de identificar el kit completo de sellado.</p>	
<p>En el fondo de la caja se evidenció fluido sólido, el cual se retira manualmente, logrando identificar un espacio de más de 1/2". No fue posible desarmar, por lo que se le aplicó vapor para lograr un mejor análisis.</p>	

DESCRIPCIÓN	IMAGEN (evidencia fotográfica)
<p>Al retirar el kit de sellado, se evidenció que este estaba incompleto, debido a que hacían falta dos empaquetaduras de grafoil.</p> <p>Por lo anterior, se concluye que se debe realizar una inspección en campo para indagar acerca del que podría haber ocurrido con el kit de sellado, ya que esto repercute a un mal funcionamiento del kit de sellado por no estar en las condiciones óptimas que se establecieron inicialmente, implicando el mal sellado y fuga del fluido.</p>	

5. RECOMENDACIÓN

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la interrupción de la prueba del kit de sellado, se recomienda realizar una inspección en campo para indagar sobre la condición de la caja y bomba y retomar nuevamente, el inicio de la 3 prueba, en esa misma caja, con una mayor supervisión y seguimiento en el ensamble de la caja en la bomba, para obtener los buenos resultados que nos brinda el kit de sellado en el equipo.