

ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA LA NUEVA PLANTA DE GAS DE
ECOPETROL S.A., CPF DE CUPIAGUA

ORLANDO RODRÍGUEZ MUÑOZ
ALEXANDER TORRES BELTRÁN
WILSON TURCA RODRÍGUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FALCULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2012

ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA LA NUEVA PLANTA DE GAS DE
ECOPETROL S.A., EN EL CPF DE CUIAGUA

ORLANDO RODRÍGUEZ MUÑOZ
ALEXANDER TORRES BELTRÁN
WILSON TURCA RODRÍGUEZ

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director: LUIS RODRIGO GIRALDO GARCÍA
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FALCULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCULA D INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2012

DEDICATORIA

A mi esposa y a mis hijos por el tiempo tan precioso que les he quitado, espero poder recompensar todo el afecto y el amor que me han brindado.

A mis hijos, como ejemplo que todo instante en la vida se debe aprovechar, para actualización profesional, dentro de la etapa de mejoramiento continuo que cada persona debe tener. Y para enfatizarles que el tiempo pasa, el conocimiento va con él y uno no se puede quedar, debe actualizarse para estar con él.

Orlando Rodríguez Muñoz.

A mi madre, siempre me animó para que emprendiera este reto, justo en la mitad de este camino acudió al llamado de DIOS, hoy estoy seguro que desde el cielo celebra que lo he logrado y eso me anima a seguir esmerándome en el proceso de búsqueda del conocimiento.

A mi esposa, por su decidido y constante apoyo, por su dulce compañía durante cada etapa de mi vida.

Alexander Torres

A mi esposa Lidia e hijos y todos quienes me apoyaron para realizar este importante paso para continuar mi continuo desarrollo profesional y personal.

Porque definitivamente ellos hicieron parte de este gran logro.

Wilson Turca Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A nuestra Empresa Ecopetrol, por habernos prestado toda la colaboración para que este Proyecto haya salido adelante y se esté implementando.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	20
1. MARCO CONCEPTUAL.....	21
1.1 DESCRIPCION DEL CPF CUPIAGUA.....	21
1.2 ANTECEDENTES DE LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA.....	24
1.3 DESARROLLO Y EVOLUCION DE LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA.....	25
1.4 DESCRIPCION DEL PROCESO DESPACHO DE GAS EN LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA FASE I.....	26
1.5 EQUIPOS DE LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA.....	30
1.6 DIVISION DE LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA POR SISTEMAS.....	31
1.6.1 Unidad de control de punto de rocío por Joule Thompson.....	33
1.6.2 Unidad de endulzamiento.....	33
1.6.3 Unidad de compresión de gas ácido.....	33
1.6.4 Unidad de compresión de gas ventas.....	37
1.6.5 Unidad de MEG de reinyección y regeneración de inhibidor de hidratos.....	41
1.6.6 Fuel gas heater.....	42
1.6.7 Sistemas auxiliares.....	42
1.7 DESCRIPCION DE EQUIPOS PAQUETE.....	43
1.8 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS ESTÁTICOS.....	44
2. MARCO TEORICO	46
2.1 RCM - MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD.....	46
2.1.1 Filosofía del RCM.....	46
2.1.2 Objetivos del RCM. Los objetivos del RCM son los siguientes.....	47
2.1.3 Ventajas del RCM.....	47
2.1.4 Limitaciones del RCM.....	48
2.1.5 Etapas para la aplicación del RCM.....	50
2.2 FMECA.....	50
2.3 RBI.....	51
2.3.1 Metodología para la Investigación.....	54
2.4 EL COSTO DE CICLO DE VIDA.....	54
2.5 TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	55
2.5.1 Modelos de mantenimiento posibles en la PGC.....	55
2.6 DETERMINACIÓN DE FALLAS FUNCIONALES Y FALLAS TÉCNICAS.....	58
2.6.2 Clasificación de las fallas.....	59
2.6.3 Formas de actuación ante una falla.....	60
2.6.4 Determinación de los modos de falla.....	60
2.6.5 Determinación de medidas preventivas.....	61

3. PROPUESTA.....	63
3.1 OBJETIVOS.....	63
3.2 PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM.....	63
3.2.1 Listado y codificación de equipos	64
3.2.2 Codificación de los equipos	66
3.3 METODOLOGÍA ABC.....	68
3.3.1 Coeficiente A: Importancia del sistema.....	68
3.3.2 Coeficiente B: Confiabilidad inherente al equipo	69
3.3.3 Coeficiente C: impacto del equipo en el sistema.....	69
3.4 ANÁLISIS Y DEFINICIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS POR SISTEMA.....	70
3.4.1 Definición criticidad de equipos de la especialidad instrumentación	71
3.4.2 Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos eléctricos:	72
3.4.3 Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos de la especialidad mecánica	73
3.4.4 Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos desde el punto de vista de integridad.....	75
3.4.5 Resultados aplicación método FMECA	76
3.5 ESTUDIO RBI (RISK BASED INSPECTION) PARA LAS LÍNEAS Y EQUIPOS DE PROCESO DE LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA FASE I.....	81
3.5.1 Objetivos Generales.....	81
3.5.2 Alcance.....	82
3.5.3 Descripción de la metodología desarrollada.....	83
3.5.4 Metodología desarrollada en el trabajo.....	84
3.5.5. Consideraciones para el desarrollo del estudio RBI.....	85
3.5.6 Definición de grupos de inventarios (inventory groups: ig) y factores de daño a calcular.....	87
3.5.7 Evaluación del Riesgo.....	94
3.5.8 Resultados del estudio RBI para equipo estático:	96
4. ESTRATEGIA DE LA PROPUESTA.....	106
4.1 RESULTADOS RCM.....	106
4.2 RESULTADOS RBI.....	106
4.2.1 Plan de inspección para líneas y equipos de proceso.....	106
5. CONCLUSIONES	110
BIBLIOGRAFIA	113

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de equipos paquete.....	43
Tabla 2. Descripción de equipos estáticos.....	45
Tabla 3. Codificación de equipos.....	65
Tabla 4. Relación de actividades y responsables para la evaluación de la criticidad.	67
Tabla 5. Evaluación de criterio A. Importancia del sistema.....	68
Tabla 6. Evaluación del criterio B. Confiabilidad inherente al equipo.....	69
Tabla 7. Evaluación criterio C. Impacto del equipo en el sistema.....	69
Tabla 8. Interpretación de resultados de criticidad.....	70
Tabla 9. HH de mantenimiento de la PGC: área mecánica.	80
Tabla 10. Las líneas y/o equipos con mayor nivel de riesgo calculado.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación CPF de Cupiagua.....	21
Figura 2. Diagrama de bloques del proceso Cupiagua.....	22
Figura 3. Sistema de Separación-de Crudo.....	23
Figura 4. Diagrama Proceso Compresión a Reinyección.	24
Figura 5. Diagrama de proceso de la Planta de Gas Cupiagua.....	29
Figura 6. Diagrama de proceso de la Planta de Gas Cupiagua distribuido por sistemas.....	32
Figura 7. Sistema de gas de sello.....	36
Figura 8. Relación entre los documentos de API.....	53
Figura 9. Tipos de equipos estáticos por sistemas	76
Figura 10. Índice de presentación de actividades de mantenimiento.....	79
Figura 11. Sábana de actividades FMECA PGC.	79
Figura 12. Metodología desarrollada para el análisis del RBIESTÁTICO.	84
Figura 13. Puntos de monitoreo de FQ y Vel. Corrosión.	88
Figura 14. Codificación de mecanismos de daño.	90
Figura 15. Porcentaje de distribución de riesgo respecto a la cantidad de equipo.....	97
Figura 16. Matriz de distribución del riesgo.	97
Figura 17. Porcentaje de distribución de riesgo por categorías.	98
Figura 18. Cant.De equipos por categoría de riesgo en subsistemas evaluados.	98
Figura 19. Distribución de susceptibilidad de falla por subsistemas.	99
Figura 20. Distribución del nivel de riesgo por subsistemas.	99
Figura 21. Distribución de distribución de la probabilidad de falla.	100

Figura 22. Perfil de distribución del factor de daño.....	101
Figura 23. Perfil de distribución del riesgo financiero.....	101
Figura 24. Perfil de distribución del riesgo financiero por factores de daño.....	102
Figura 25. Análisis del beneficio de implementación del plan de inspección.....	103
Figura 26. Cantidad de equipos a inspeccionar por técnica de inspección para daño externo.....	104
Figura 27. Cantidad de equipos a inspeccionar por técnica de inspección para daño interno.....	104
Figura 28. Costos de inspección por tipo de inspección (interna - externa).....	105
Figura 29. Distribución del porcentaje de equipos inspeccionados durante la vigencia del plan.....	105
Figura 30. Distribución del plan de inspección de acuerdo al nivel de riesgo.....	108

GLOSARIO

AREA: Zona de la planta que tiene una característica común (centro de coste, similitud de equipos, línea de producto, función). Ej.: Área Servicios Generales, Área hornos, Área Línea 1.

COF: Consecuencias debidas a la ocurrencia de la falla.

COMMISSIONING: Comprende todas las actividades asociadas con la preparación y operación de la Planta o sección de la misma antes de la Puesta en Marcha inicial, durante esta fase los equipos eléctricos son finalmente energizados y equipos y sistemas purgados y presurizados.

COMPONENTES: partes en que puede subdividirse un elemento. Ej. Rodamiento de un motor, junta rascadora de un cilindro neumático etc.

CPF: (Central Production Facility) Facilidad Central de Procesos..

CRITICO: Calificación dada a equipos, repuestos, materiales que pueden afectar en gran manera la integridad de las personas, equipos, y /o medio ambiente

ELEMENTO: cada uno de las partes que integran un sistema. Ej.: el motor de la bomba de lubricación de un compresor. Es importante diferenciar elemento y equipo. Un equipo puede estar conectado o dar servicio a más de un quipo. Un elemento, en cambio, sólo puede pertenecer a un equipo. Si el ítem que tratamos de identificar puede estar conectado o dar servicio simultáneamente a más de un equipo, será un equipo, y no un elemento. Así, Si una bomba de lubricación sólo lubrica un compresor, se tratará de un elemento del compresor. Si, en cambio, se trata de una bomba que envía aceite de lubricación a varios compresores (sistema de lubricación centralizado), se tratará en realidad de otro equipo, y no de un elemento de alguno de

EQUIPO: Cada uno de las unidades productivas que componen el área, que constituyen un conjunto único

ESENCIAL: Calificación dada a equipos, repuestos, materiales que pueden afectar la producción y rentabilidad de la empresa, también pueden causar lesiones a personas y medio ambiente.

FMECA: Análisis de modos de falla, efectos y criticidad

FUEL GAS: Es un gas utilizado como combustible en las turbinas consistente en una mezcla de hidrocarburos principalmente metano con 71%, CO₂ con 23.6%, Etano 4%, Propano 1% y pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados.

GAS ÁCIDO: Es un subproducto de la Planta de Gas el cual es enviado a red existente de gas combustible, está compuesto principalmente por metano, etano, propano, butano, CO₂ y Nitrógeno

GAS ASOCIADO: Es el gas de carga a la unidad JT y está compuesto de hidrocarburos esencialmente livianos como metano, etano y propano, adicionalmente contiene algunos contaminantes como el H₂S y CO₂

GAS DE VENTA: Es el gas producto de la Planta de Gas y está compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos, CO₂ y Nitrógeno cumpliendo con los requerimientos RUT

IBR: Inspección basada en riesgo

INHIBIDOR DE CORROSIÓN: Es usado para reducir la corrosión en los puntos susceptibles a que esta se presente, antes de proceder a su manejo se debe consultar la Hoja de Datos de Seguridad

LCC: Costo de ciclo de vida

MEG (MONOETILEN GLICOL): Es utilizado para evitar la formación de hidratos en los sistemas que operan a bajas temperaturas, antes de proceder a su manejo se debe consultar la Hoja de Datos de Seguridad

METHANOL: Es utilizado para remover los hidratos formados en los sistemas que operan a bajas temperaturas, antes de proceder a su manejo se debe consultar la Hoja de Datos de Seguridad

OPERACIÓN INICIAL: La Operación inicial comprende el periodo después de la Puesta en Marcha y la Prueba de desempeño durante el cual se realizan los ajustes finales para optimizar y determinar problemas en el desempeño de la Planta, incluye todas las actividades implementadas entre la Puesta en Marcha y la Aceptación Provisional.

POF: Probabilidad de ocurrencia de falla

PRE-COMMISSIONING: Comprende todos los chequeos, limpieza, pruebas de la planta y su implementación sin introducir hidrocarburos, energizar permanentemente o presurizar dicha planta, incluye todas las actividades implementadas entre la Finalización de la Construcción y el Inicio del Commissioning.

PROPÓSITO GENERAL: Calificación dada a equipos, repuestos, materiales que sirven de apoyo al proceso y que no tienen implicaciones inmediatas en producción, medio ambiente e integridad.

PRUEBA DE DESEMPEÑO: Comprende todas las pruebas llevadas a cabo en la planta o parte de la misma para verificar la capacidad de la planta o parte de la

misma para alcanzar el desempeño requerido especificado en el contrato, es llevada a cabo de acuerdo con el Procedimiento para Prueba de Desempeño aprobado por parte de ECOPETROL SA

PUESTA EN MARCHA: Comprende la carga de materia prima en la Planta de Proceso con el expreso objetivo de producir producto por primera vez; esto es comúnmente llamado como “oil in” ó “gas in”, incluye todas las actividades implementadas entre el final del Commissioning y el inicio de la operación.

RPN: Risk Priority Numbers. El RPN es un producto matemático de los grados numéricos de la severidad, de la probabilidad y de la detección. $RPN = (\text{Severidad}) \times (\text{Probabilidad}) \times (\text{Detección})$

RUT: Reglamento único de transporte

SAE JA 1011: Norma aprobada por la SAE Su título es “Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)” no representa un proceso RCM patrón. Ésta norma presenta criterios contra los cuales se puede comparar un proceso. Si el proceso satisface los criterios, el usuario puede tranquilamente llamarlo un “proceso RCM”. Si los criterios no lo satisfacen, no deberla llamarse “procesos RCM”.

SAE: American Society of Automotive Engineers

SISTEMA: Es una sección de proceso o de utilidades a la cual pertenece un grupo interdependiente de equipos los cuales tienen una función o servicio específico y en el cual la totalidad o la mayor parte de las actividades de Pre-commissioning y Commissioning pueden ser llevadas a cabo independiente y/o simultáneamente.

SUBSISTEMA: Es una subdivisión de un SISTEMA el cual tiene una función específica dentro del SISTEMA y en el cual algunas actividades de Pre-commissioning y Commissioning como por ejemplo, limpieza o soplado pueden realizarse independiente y/o simultáneamente. Los SUBSISTEMAS de cada SISTEMA han sido claramente identificados en un juego de P&ID's, esta identificación ha sido hecha mediante diferentes marcas y claramente indicada en cada P&ID.

UNIDAD DE PROCESO: Es una agrupación lógica de sistemas que funcionan unidos para suministrar un servicio.

RESUMEN

TITULO: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA LA NUEVA PLANTA DE GAS DE ECOPETROL S.A., CPF DE CUPIAGUA ¹

AUTORES: ORLANDO RODRÍGUEZ MUÑOZ²
ALEXANDER TORRES BELTRÁN
WILSON TURCA RODRÍGUEZ

Palabras clave: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM Y RBI

La Nueva Planta de Gas de Cupiagua (PGC) en el Departamento de Casanare cuenta con una capacidad de producción de 240 millones de pies cúbicos de gas. La PGC está considerada como un medio de trabajo altamente peligroso, la estrategia de mantenimiento planteada esta dirigida a mitigar el riesgo a valores tan bajos que sean aceptables, de tal manera que trabajemos de una manera segura sin impactar la Vida, al Medio Ambiente y a los Activos.

Con el objetivo de obtener una cobertura total a los equipos de la planta se presenta la descripción de la metodología aplicada para desarrollar una estrategia de Mantenimiento Integral basada en los conceptos de RCM y RBI, con los cuales se logra establecer una estrategia de mantenimiento compacta, confiable y segura para asegurar su alta disponibilidad.

El desarrollo del estudio RCM esta basado en la clasificación de equipos, en el análisis de la criticidad e impacto de estos y cada componente sobre la planta, para este fin se siguió la metodología ABC. Una vez definida la clasificación, nos hemos basado en estudios de aplicación de la metodología FMECA para lograr establecer las rutinas y planes de mantenimiento de los principales componentes.

De igual manera consideramos la aplicación del RBI, para lograrlo nos apoyamos en el Estándar de Ecopetrol de Administración de la Seguridad de los Procesos, (ECP-DHS-G-019), el cual también contempla la Integridad Mecánica y el Aseguramiento de la Calidad, este se apoya principalmente en la aplicación de estándares del API RBI 580-2009 y del API RBI-581 del 2008, los cuales estudian la Administración del Riesgo considerando las consecuencias de las fallas para mitigarlo.

Estas dos herramientas conforman una poderosa combinación que nos permitirán optimizar los programas de mantenimiento, aumentando la vida de los activos dentro de su Ciclo de Vida con lo cual esperamos dar un muy buen soporte en la Gestión del Mantenimiento en la nueva PGC.

¹ Monografía

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas- Especialización en Gerencia de Mantenimiento
Director: LUIS RODRIGO GIRALDO GARCÍA Ingeniero Mecánico

SUMARY

TITLE: MAINTENANCE STRATEGY FOR NEW GAS PLANT ECOPETROL SA,
CPF CUIAGUA³

AUTHORS: ORLANDO RODRIGUEZ MUÑOZ⁴
ALEXANDER TORRES BELTRAN
WILSON TURCA RODRIGUEZ

Keywords: MAINTENANCE STRATEGY BASED RCM AND RBI

The New Gas Plant Cupiagua (PGC) in the Department of Casanare has a production capacity of 240 million cubic feet of gas. The PGC is considered a highly dangerous working environment, raised the maintenance strategy is aimed at mitigating the risk to such low values that are acceptable, so we work in a safe manner without impacting the Life, the Environment and Assets.

In order to obtain a full coverage of the plant equipment is a description of the methodology used to develop a comprehensive maintenance strategy based on the concepts of RCM and RBI, with which it can establish a maintenance strategy compact reliable and safe to ensure high availability.

The development of RCM study is based on the classification of equipment, analysis of criticality and impact of these and every component on the ground, for this purpose, the methodology followed ABC. After defining the classification, we have relied on studies FMECA methodology application to achieve set routines and maintenance plans of the main components.

Similarly we consider the application of RBI, to do we rely on Ecopetrol Standard Security Management Process (ECP-DHS-G-019), which also includes the Mechanical Integrity and Quality Assurance This is mostly based on the application of standards and API API 580-2009 RBI RBI-581 of 2008, which Risk Management study considering the consequences of failure to mitigate.

These two tools form a powerful combination that will allow us to optimize maintenance schedules, increasing the life of the assets within its life cycle which will hopefully give a very good support in the maintenance management in the new PGC.

³ Faculty of Engineering and Physical-Mechanical - Maintenance Management Specialization

⁴ Director: LUIS GARCIA RODRIGO GIRALDO Mechanical Engineer

INTRODUCCION

La nueva planta de Gas fue creada como una nueva extensión de producción de gas del CPF, esta planta se considera como una unidad de negocio independiente, tanto en su operación como en su administración, y por ende en su estrategia de mantenimiento. Esta ultima situación en particular se ha dado debido a que todos los equipos requeridos para su operación son nuevos y a que el nuevo proceso de producción, conversión, adaptación y distribución de producto a Gas natural es diferente al proceso de adaptación de Gas de reinyección usado para la producción de crudo que es el que se maneja actualmente en el CPF, esta situación precisamente nos brinda la oportunidad de aplicar y poner en práctica los conocimientos adquiridos durante el curso de especialización en gerencia de mantenimiento para proponer una estrategia de mantenimiento objetiva y en concordancia con el nuevo proyecto.

El propósito del Estudio que a continuación presentamos consiste en tomar y analizar todos los equipos que conforman la Nueva Planta de GAS de Cupiagua en su Fase I, y establecer una Estrategia de Mantenimiento, con el fin de optimizar la Confiabilidad, la Integridad de los mismos de tal manera que el servicio se preste continuamente dentro de los tiempos que se establezcan, no se impacte a las personas, a los activos, al medio ambiente, que se optimice el Activo de tal manera que la Gestión de Mantenimiento sea un soporte y pilar dentro la Organización como parte fundamental de la misma contribuyendo a la sostenibilidad y rentabilidad del Negocio.

Se establecen el estudio de todos los activos, de tal manera que aplicaremos el Análisis de RCM a los equipos Rotativos, Reciprocantes, Eléctricos, Instrumentación & Control, PSV'S, apoyados en la Norma SAE JA 1012; la Norma ISO 14224, Petroleum and natural gas industries —Collection and Exchange of reliability and maintenance data forequipment. Los equipos se clasificarán según su criticidad, para encontrar un rango de equipos que se declararán como críticos, esenciales y de propósitos generales para definir el tipo de mantenimiento y su frecuencias y recursos que se deben aplicar, se definirá si se aplicará un mantenimiento, predictivo, preventivo, correctivo.

A su vez se aplicará el Estándar 580-2009 y 581-2008, a equipos estáticos, como Tanques, Vasijas, Líneas de Flujo, cuyo objetivo es el conocer el riesgo, administrar el riesgo a valores de riesgo tolerables, de tal manera que el riesgo sea administrado, y se aplica una estrategia de riesgo según la clasificación de criticidad, con programas de inspección donde se aplicará el mayor recurso de inspección para mitigar el riesgo, con la premisa de que el 20% de los equipos son los que tienen el 80% de todos los riesgos de la Planta, de esta manera se optimizarán los recursos, se optimizarán los costos en el mantenimiento según los estándares indicados y para todos controlando el costo beneficio sobre el ciclo de vida de los equipos.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1 DESCRIPCION DEL CPF CUPIAGUA

Figura 1. Ubicación CPF de Cupiagua.



Fuente: Reporte de Cambios Operacionales. ECOPETROL. 2010.

La Planta del CPF Cupiagua entró en operación en el año 1999 y tiene una capacidad de diseño de producción de 220.000 Barriles de Crudo día (BOPD), y de 1.449 Millones de pies cúbicos día (MMSCFD) de gas, el CPF llegó a su máxima capacidad de producción de crudo en 2002 donde alcanzó los 180.000 BOPD. Conforme el paso del tiempo la producción ha venido con tendencia a disminuir, su producción ha venido en decadencia y en la actualidad año 2012, se encuentra en un rango de los 25.000 a los 30.000 BOPD, mientras que su capacidad de producción de Gas permanece constante.

La estructura de formación del Campo Cupiagua tiene 24 km de longitud y de 3 km de ancho, está compuesta por 43 pozos, 31 de ellos productores y 12 inyectores de Gas; el Crudo que sale de los (31) pozos productores es recogido a través de (5) líneas Troncales de flujo de 16" y 20", este crudo fluye desde la cabeza de cada uno de los pozos hasta el CPF de forma natural dado que en este punto se cuenta con una presión promedio de 900 psig, hecho que se da gracias a que a cada pozo le llega gas de inyección a una presión de 5870 psi, que lo que hace es impulsar el Crudo desde el Yacimiento al CPF.

La Figura 2, muestra el Sistema de tratamiento del crudo multifásico que llega al CPF, este crudo ingresa al CPF en sus tres fases (gas, crudo y agua) a una presión de 685 psig, allí el Crudo es recibido por un Sistema Recolector que

consiste en un Slug Catcher, ver Figura 3, que transforma el flujo en baches en un flujo estable, este sistema cuenta con dos (2) Vasijas dedicadas cada una a un cabezal de producción, en las cuales se separan los fluidos de entrada en gas y líquidos, y las tuberías de almacenamiento de líquidos para manejar los baches generados en las líneas troncales.

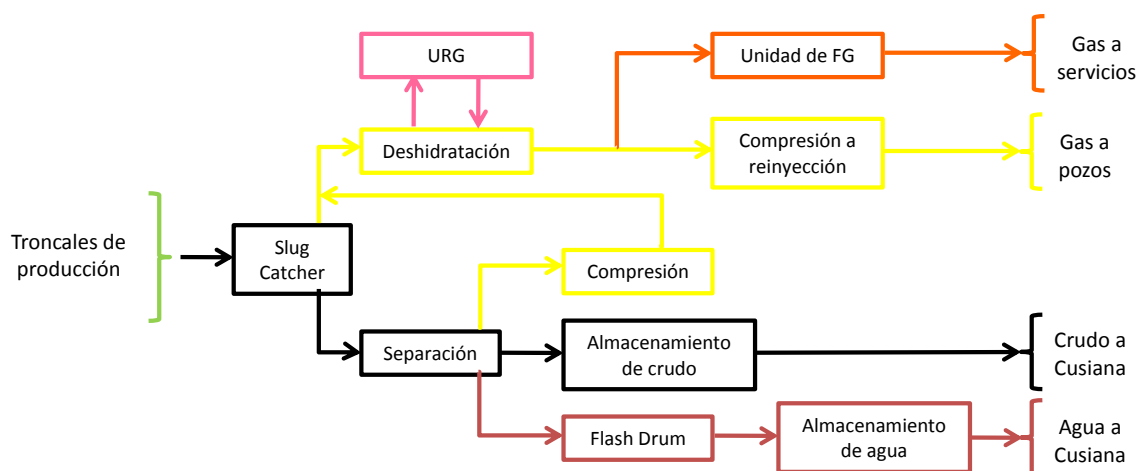
El Gas separado va por una parte al Sistema de Tratamiento de Gas a una presión aproximada de 700 psi y por la otra el “Crudo y el Agua” van al Sistema de Separación de crudo, ver Figura 2.

La línea amarilla de la Figura 2 muestra el gas, que sale del SlugCatcher y del Sistema de Separación, los cuales son llevados al Sistema de Deshidratación a tratamiento del Gas donde se produce gas limpio y seco para ser llevado al Sistema de Reinyección de gas.

El Sistema de Separación de Crudo incluye dos trenes de separación idénticos con un calentador de petróleo crudo, tres etapas de separación bombas de recirculación de crudo y enfriadores. El Crudo separado es medido y almacenado ó transportado directamente a Cusiana., de igual manera sucede con el agua separada es medida almacenada y enviada directamente a Cusiana, ver figuras 2 y 4.

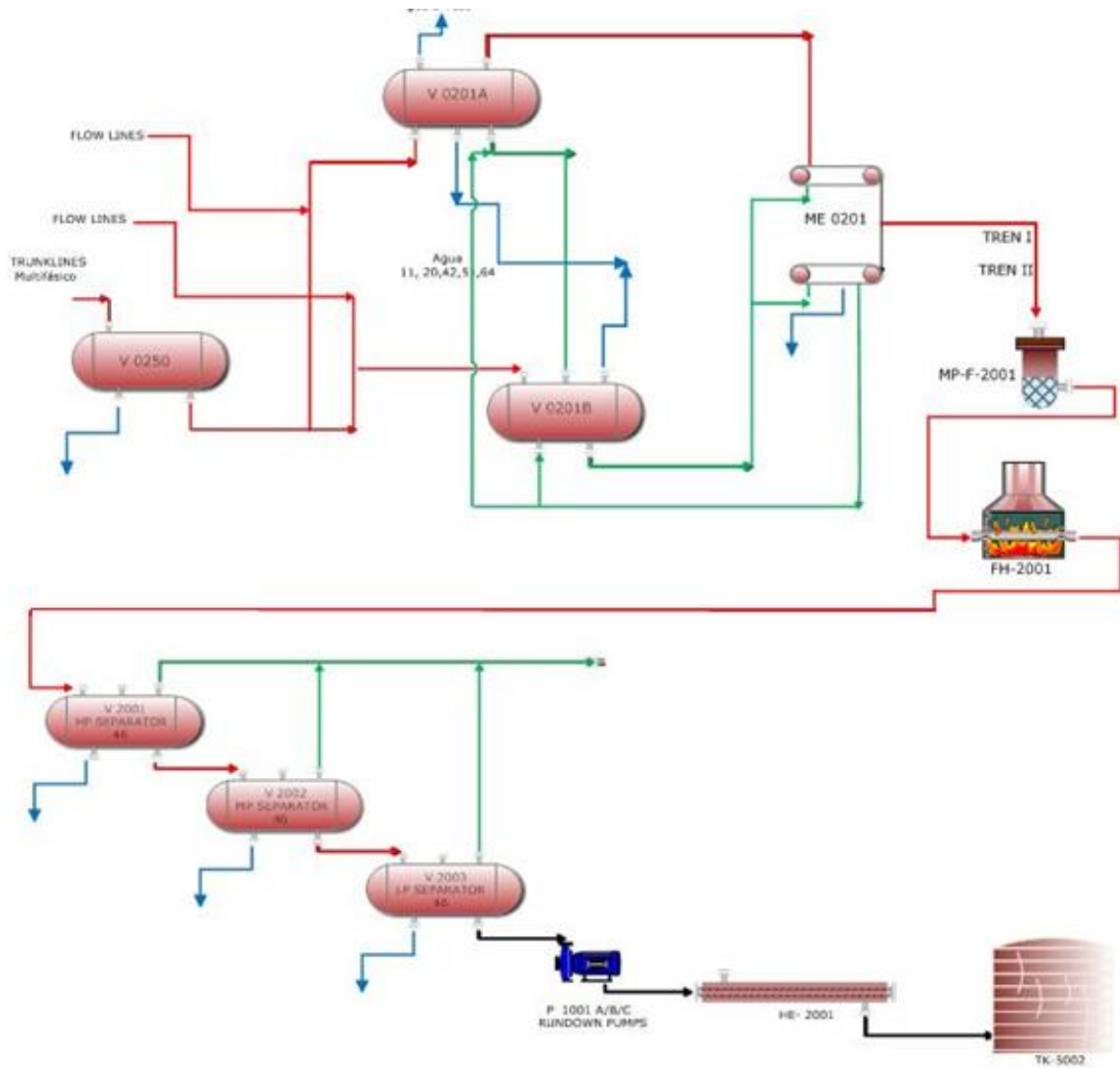
El sistema de Compresión de Gas de Reinyección incluye tres trenes de paralelos, (3) de media y (3) de alta presión. Ver figuras 3 y 4. Los gases provienen de las vasijas de entrada al slug cácther y de los gases comprimidos por el compresor de gas de proceso. Cada compresor comprime 483 millones de pies cúbicos de gas con una descarga final de 6285 psig, desde donde es reinyectado nuevamente a los pozos, para cerrar el ciclo e impulsar en el yacimiento el Crudo multifásico que se extrae y retorna al CPF.

Figura 2. Diagrama de bloques del proceso Cupiagua.



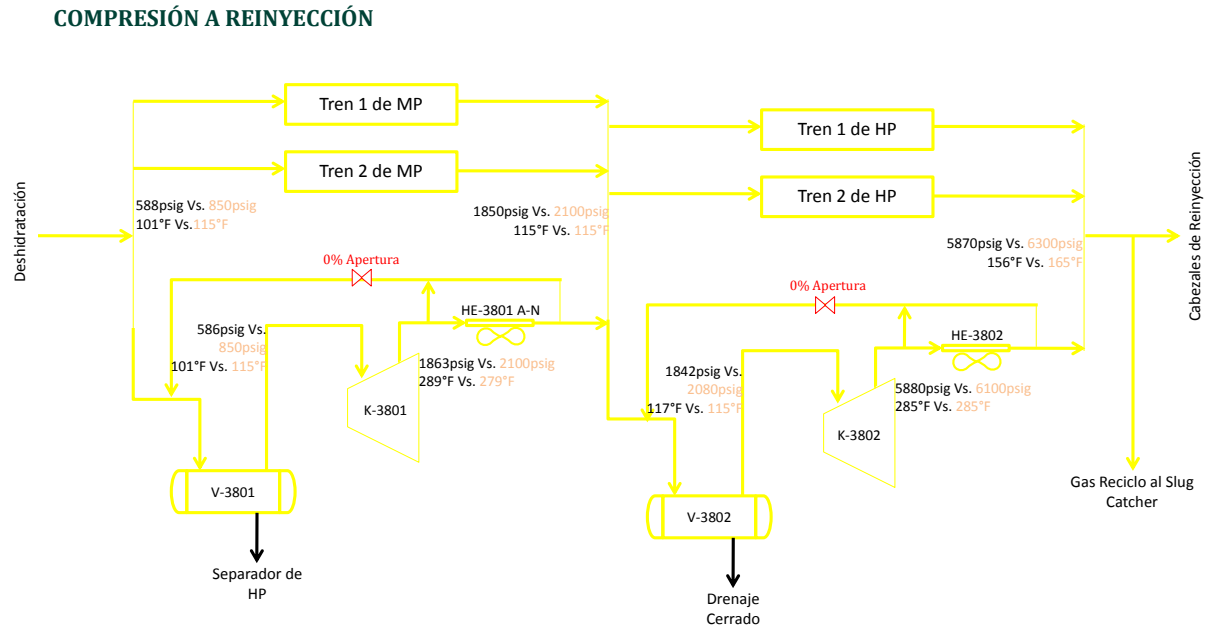
Fuente: Reporte de Cambios Operacionales. ECOPETROL. 2010.

Figura 3. Sistema de Separación-de Crudo.



Fuente: Reporte de Cambios Operacionales. ECOPETROL. 2010.

Figura 4. Diagrama Proceso Compresión a Reinyección.



Fuente: Reporte de Cambios Operacionales. ECOPETROL. 2010.

1.2 ANTECEDENTES DE LA PLANTA DE GAS CUIAGUA

Es claro que el Gas que se extrae por ahora está siendo usado para ser reinyectado hacia los pozos productores de crudo en busca de optimizar la producción diaria de barriles, así mismo, un porcentaje es tratado para ser utilizado en el consumo interno del CPF, actuando en su estado propicio como fuente energética para los turbocompresores y para las unidades de generación de energía eléctrica con las que se abastece el centro de producción.

En la actualidad se ha construido en el CPF de Cupiagua una Planta de procesamiento de conversión de Gas del yacimiento a Gas natural para uso domiciliario, la cual está proyectada para entrar en funcionamiento en enero del 2013.

Esta nueva planta se construyó con el fin de aprovechar la gran capacidad de producción de gas con el que se cuenta en esta región, basándose en el cálculo de las reservas de los yacimientos adscritos al CPF Cupiagua y en su propia infraestructura.

Para lograr este objetivo, la nueva planta tiene la capacidad de dar un valor agregado a esta valiosa materia prima, que consiste en un tratamiento de acondicionamiento al gas extraído para convertirlo en gas natural, mediante un

proceso de separación y deshidratación del gas proveniente de los pozos de extracción, el cual se lleva a cabo en la unidad Joule Thompson, la cual está adscrita al nuevo proceso. La nueva planta de gas Cupiagua cuenta con la capacidad de llevar este producto a las condiciones establecidas por el RUT para su transporte, con el fin de realizar una posterior comercialización del producto despachado “Gas de Ventas” con el que finalmente se colmara la demanda de consumo de gas natural de millones de usuarios de la región central del país.

Adicionalmente, una parte del gas producido por los pozos se debe seguir recirculando y reinyectando nuevamente a los pozos de crudo para poder continuar con el proceso actual, así mismo, el proceso de la nueva planta como tal, extrae y genera otra parte de producto enriquecido, con mejores especificaciones químicas que las del gas actual, el cual va a optimizar el valor energético del Gas que va hacer usado para el autoconsumo del CPF, así mismo, para la generación de otros productos que serán aprovechados en la implementación de la fase II del proyecto.

1.3 DESARROLLO Y EVOLUCION DE LA PLANTA DE GAS CUIAGUA

La nueva Planta de Gas Cupiagua es un proyecto que se construyó para producir 210 MMSCFD de gas natural para uso doméstico bajo condiciones del RUT (Reglamento Único de Transporte) con la máxima recuperación de líquidos asociados al gas alimentado.

El Nuevo Sistema de la Planta de Gas Cupiagua está dividido en dos Fases, en la primera fase mediante la infraestructura instalada se busca generar un Gas en condiciones de Venta que cumpla con los requisitos del RUT y que pueda vender 140 MMSCFD de gas, adicionalmente se han dejado todos los requerimientos necesarios para implementar la fase II, con esta se espera que la capacidad de despacho pueda llegar a manejar el total proyectado, es decir 210 MMSCFD.

En la primera fase se implementó una Unidad de Control de Punto de Rocío del gas con base en la tecnología de Joule Thompson para producir gas de ventas, este sistema está basado en la remoción de líquidos o compuestos condensables (hidrocarburos pesados) el cual se complementa con la remoción de CO₂ generado mediante permeado a través de un conjunto de membranas.

Adicionalmente, el Proyecto contempló la instalación del Compresor de Gas de Venta, este sistema tiene la función de re-comprimir el gas que sale de las membranas a 950 psig y elevarla hasta 1500 psig, que es la presión requerida para garantizar la entrega y despacho del gas producido en el CPF Cupiagua el cual previamente pasa al CPF Cusiana para posteriormente ser entregado a la red nacional de gasoductos de TGI a una presión de 1200 psig, la selección de esta

facilidad con la capacidad del turbocompresor instalado aplica tanto en la Fase I como en la Fase II del proyecto.

En la actualidad el proyecto ejecuta la etapa final de la fase I, es decir el periodo de construcción ya finalizó y el de precomisionamiento terminó en julio de 2012, en este momento se adelanta la etapa de comisionamiento y algunas pruebas de desempeño. Estos procedimientos son ejecutados como requisitos previos a la entrada en operación de todo el sistema, de tal forma que se prevé que la puesta en marcha e inicio de operación de la planta se dará a partir de enero del 2013.

Como una propuesta a futuro la planta cuenta con la opción de re circular el gas restante (70 MMSCFD) hacia los “slug catchers” existentes para luego ser reinyectado a la formación a través del sistema de reinyección existente, permitiendo el recobro de la totalidad de los líquidos asociados a los 210 MMSCFD.

Para la fase II (Proyectada), el proceso seleccionado es el “SCORE” el cual se encuentra licenciado por la compañía Ortloff con el objetivo de producir gas de ventas y LPG, este proceso combina la refrigeración mecánica con la expansión del gas a través de un turbo expansor, esta etapa está prevista para ser implementada a mediano plazo y con el cual se espera obtener la máxima capacidad de la planta. Dado que el gas de entrada contiene alrededor de 10% de etano y que Ortloff licencia un proceso dual que permite la recuperación de LPG y etano, Ecopetrol ha definido para el proyecto la posibilidad de implementar desde el inicio del mismo la tecnología (Subcooled Gas Process) la cual permitirá, en una expansión futura, la recuperación del etano para ser aprovechado como materia prima petroquímica.

1.4 DESCRIPCION DEL PROCESO DESPACHO DE GAS EN LA PLANTA DE GAS CUIAGUA FASE I

La planta de Gas de Cupiagua (CGP), se encuentra ubicada en las actuales facilidades de producción del CPF de Cupiagua, y está conformada principalmente por las siguientes unidades:

- a) Unidad Joule Thompson (JT)
- b) Unidad de adulzamiento (SMP)

La unidad Joule Thompson: realiza el control del punto de rocío del gas de ventas, por expansión isoentálpica y subsecuente enfriamiento de la corriente del gas de entrada (Efecto Joule Thompson), esto generado por una restricción del flujo (válvula de control), propiciando así la condensación de los hidrocarburos pesados y el agua que son posteriormente removidos como líquidos.

La unidad de aduizamiento: (Paquete de membranas de remoci3n de CO₂), se encuentra ubicada aguas abajo de la unidad JT. Recibir3 gas seco para removerle el CO₂, cumpliendo con los requerimientos del gas de ventas, segun las especificaciones fijadas en el RUT (Reglamento Unico de Transporte).

La planta est3 dise1ada para una producci3n de gas de ventas de 210 MMSCFD (luego de la unidad de aduizamiento). Sin embargo, se estima que durante los primeros dos (2) a1os el sistema operara a un flujo reducido de 140 MMSCFD.

El gas de entrada a la planta Joule Thompson proviene de la descarga de los compresores K-3801/ K-2801/K-1801, los cuales trabajan a una presi3n de salida de 1800 psig y temperatura de 85-130° F. Esta temperatura se ajusta a 110 -130° F, desviando parte del flujo de gas que se enfría en los air-coolers de la descarga de los compresores.

Posteriormente, parte del gas de entrada es enfriado en los intercambiadores HE-1401 A/F, donde se reduce la temperatura a aproximadamente 27° F, intercambiando calor con la corriente de gas fría proveniente del separador V-1401 que est3 a -6° F y 950 psig.

La otra porci3n del gas de entrada pasa por los intercambiadores HE-1402 A /B, reduciendo la temperatura desde 130° F a 20° F aproximadamente, intercambiando calor con condensado que esta a una temperatura de aproximadamente - 23° F y 655 psig.

El gas de entrada enfriado en los HE-1401 A /F y HE -1402 A / B, se mezcla a la salida de los mismos y luego es expandido en dos v3lvulas de estrangulamiento Joule Thompson, donde la presi3n se reduce a 950 psig y enviado al separador V-1401, donde el condensado se separa. La corriente de condensado sale del separador V-1401 a una temperatura de - 6° F y se envía al HE- 1402 A/B, para pre-enfriar el gas de entrada a las v3lvulas JT. El condensado que sale del V-1401, se expande a trav3s de la v3lvula estranguladora LV-1401, reduciendo su presi3n a 670 psig, pasando luego por los HE-1402 A/B y de ahí es enviado al separador V-1402.

La corriente de gas separada en el V-1401, intercambia calor en los intercambiadores HE- 1401 A/F y luego enviada al sistema de aduizamiento (unidad paquete MO1ME -2401).

La unidad de aduizamiento est3 compuesta por dos (2) m3dulos:

- M3dulo de Pre-tratamiento.
- M3dulo de Membranas.

El módulo de pre-tratamiento incluye:

- Filtro Coalescedor, para remoción de cualquier aerosol y líquidos arrastrados en el gas de entrada.
- Lecho de Guarda, que elimina algunos compuestos orgánicos contaminantes de las membranas.
- Filtro de Partículas, utilizado para remover finos de carbón que puedan ser arrastrados desde el lecho de guarda.

Del módulo de pre-tratamiento el gas es enviado al módulo de membranas, donde se remueve el CO₂, con el fin de cumplir las especificaciones del gas de ventas, saliendo de esta unidad con una presión de 915 psig.

El gas en especificaciones es enviado al compresor de gas a ventas K-2701, donde se incrementa su presión a 1500 psig aproximadamente para ser enviado por un gasoducto hasta la Planta de Cusiana en donde es medido a través de una unidad de Medición I01ME-8401 y luego introducido a la red de distribución de gas. Cusiana.

El gas separado, rico en CO₂ (permeado) se envía al sistema de gas combustible, mediante los compresores de gas ácido K-2501. La presión del gas permeado a la salida de las membranas, es de 20 psig aproximadamente y se comprime en los compresores de gas ácido a una presión de 365 psig, para luego ser enviado al sistema de gas combustible.

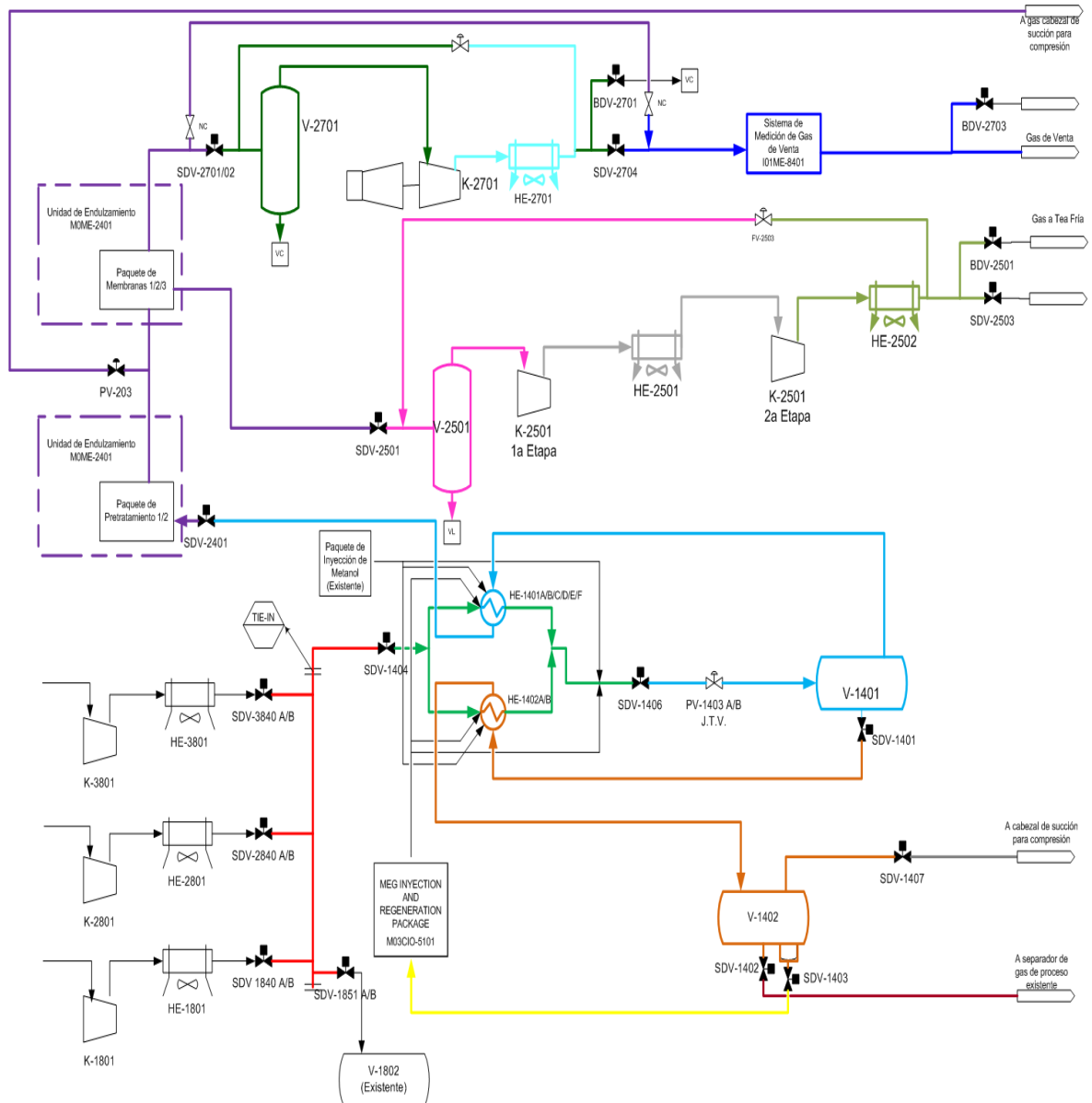
El separador horizontal con bota de separación V-1402 de tres fases (gas, hidrocarburos líquidos y agua) recibe los condensados que vienen del V-1401 pasan por los intercambiadores HE-1402 A/B, las condiciones estimada de operación del V-1402 es de 73° F y 660 psig. El glicol rico es recuperado en la bota del tambor y es enviado al nuevo sistema de regeneración de MEG. La corriente de gas que sale por el tope del separador es enviada al cabezal de compresión de gas y los hidrocarburos líquidos son enviados a un sistema existente de tratamiento de gas húmedo, el cual cuenta con Slug Catcher y los separadores V-0201 A/B.

El glicol rico que es recolectado en la bota del separador trifásico V-1402 es enviado al nuevo sistema de inyección y regeneración de MEG, donde los gases absorbidos son evaporados y el agua es removida por calentamiento del glicol húmedo y hervido a condiciones atmosféricas. El MEG regenerado es bombeado de nuevo a la unidad JT.

Existen facilidades para la inyección de metano, en las corrientes de los intercambiadores de calor HE-1401 A/B/C/D/E/F, HE-1402 A/B, válvulas JT y separador V-1401, con el fin de remover cualquier hidrato formado en el sistema.

El metano se obtiene de un paquete existente de inyección y solo se opera cuando la planta es sometida a una parada de operaciones.

Figura 5. Diagrama de proceso de la Planta de Gas Cupiagua



Fuente: Reporte de Cambios Operacionales. ECOPETROL. 2010.

1.5 EQUIPOS DE LA PLANTA DE GAS CUPIAGUA

Esta Planta cuenta con una amplia diversidad de equipos, los cuales clasifican en todas las especialidades de la ingeniería. En la especialidad mecánica de equipo rotativo, por ejemplo, se tienen equipos de gran complejidad como son los compresores de gas, para este caso se cuenta con el conjunto compresor-turbina el cual ha sido instalado para efectuar la compresión y el despacho del gas de ventas; así mismo está el conjunto compresor-motor de 10KHP, previsto para la circulación del gas ácido; adicionalmente se cuenta con otros equipos con funciones menos impactantes para la planta pero vitales en sus funciones dentro del sistema como son: motores, bombas, conjunto motor-bomba, ventiladores, etc.

En la especialidad mecánica estática se cuenta con elementos tales como vasijas, tanques, la misma unidad Joule Thompson, el equipo de membranas de endulzamiento y pretratamiento, la unidad de glicol, el inhibidor de corrosión, entre otros, todos estos ligados a una gran estructura metálica que los soporta, a la vez esta especialidad se complementa con otras grandes estructuras implementadas para la instalación de los racks de soporte de tuberías.

Las estructuras mencionadas anteriores también están integradas con la especialidad civil, esta última además comprende obras como la construcción de tres edificios para las subestaciones eléctricas y cuartos de control, vías de acceso y de circulación, vehicular, las bases para equipos y para estructuras, es decir está presente en toda la planta física en general.

Toda la infraestructura relacionada con el proceso se encuentra monitoreada por medio de equipos de Instrumentación requeridos para el control de la planta, para este propósito el proyecto dispone de elementos sensores y transmisores de última tecnología para realizar el control de variables tales como presión, temperatura, flujo y nivel. Estos interactúan en conjunto con algunos actuadores, principalmente válvulas, las cuales han sido especificadas para mantener el control del proceso, este se realiza mediante un sistema de control distribuido DCS, el cual cuenta con equipos gabinetes concentradores de señales, PLC's, y sistemas de protección, entre otros.

El control de la nueva planta de gas está centralizado y es realizado con sus propios equipos, los cuales por facilidad de operación están ubicados en el cuarto de control principal (CCR) del CPF, en este cuarto a la vez se realiza el monitoreo y control de todo el CPF, pero la planta de gas es considerada como un sistema independiente y se maneja como tal. El sistema de control de la nueva planta de gas a su vez esta interconectado con dos cuartos auxiliares ubicados en áreas aledañas al proceso, en estos se encuentran instalados otros equipos y gabinetes concentradores de señales, PLC's adicionales, gabinetes para el control del sistema de Fire& Gas que son requeridos para el control óptimo de la planta.

1.6 DIVISION DE LA PLANTA DE GAS CUIAGUA POR SISTEMAS

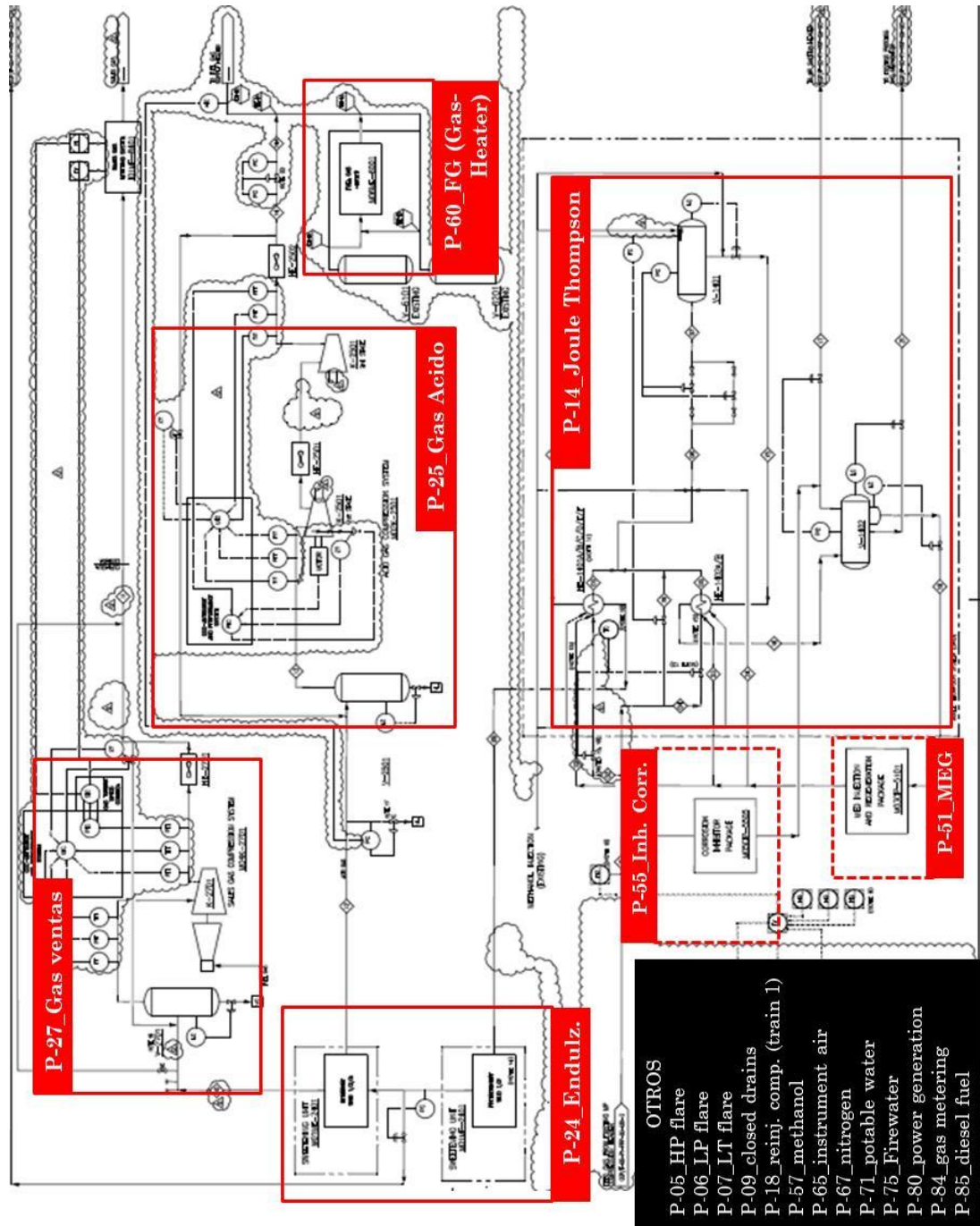
A continuación se indican de manera sintética los sistemas en los que se ha dividido la planta, esta división obedece primordialmente a condiciones de proceso y en concordancia se genera la ubicación geográfica de los componentes integradores de cada sistema dentro de las instalaciones de la nueva planta de Gas Cupiagua, en este listado se aprecia el código y nombre asignado por la ingeniería del proyecto para cada caso:

SISTEMA

- LT FLARE
- CLOSED DRAINS (DRENAJES CERRADOS)
- JOULE THOMPSON
- REINYECCION/COMPRESIÓN (TREN 1)
- UNIDAD ENDULZAMIENTO
- GAS ACIDO
- GAS VENTAS
- MEG INYECCIÓN/REGENERACIÓN
- METHANOL
- FUEL GAS
- NITROGENO
- FIREWATER (AGUA CONTRA INCENDIO)
- SISTEMA ELÉCTRICO
- GAS METERING (MEDICIÓN DE GAS)
- DIESEL FUEL

En seguida se realiza una breve descripción de los principales sistemas que componen la infraestructura del proceso de la planta de gas Cupiagua:

Figura 6. Diagrama de proceso de la Planta de Gas Cupiagua distribuido por sistemas.



Fuente: Reporte de Cambios Operacionales. ECOPETROL. 2010.

1.6.1 Unidad de control de punto de rocío por Joule Thompson. La planta de control de punto de rocío de Joule Thompson tiene como objetivo generar una separación de gas y de líquidos de tal forma que se logren las condiciones de RUT. Esta planta corresponde operacionalmente a un bypass general de la futura planta de control de punto de rocío de Ortloff conocido como "Subcooled Gas Process". El sistema comprende los siguientes equipos:

- Separadores Líquido / Gas.
- Intercambiadores de calor Líquido/Gas, Gas/Gas.
- Válvula Joule Thompson.

1.6.2 Unidad de endulzamiento. Comprende un sistema modular de membranas con una unidad de pretratamiento previo. Este consta de:

- Módulos de pretratamiento.
- Módulos de membranas.

La unidad de endulzamiento tiene dos productos:

- Gas en condiciones RUT para su venta
- Gas permeado rico en CO₂, que es enviado al Sistema de Compresión de Gas Ácido.

1.6.3 Unidad de compresión de gas ácido. El sistema de compresión de gas ácido comprende un sistema de varias etapas de compresión y enfriamiento con el objetivo de enviar el gas rico en CO₂ al sistema de fuel gas existente (aguas arriba de los "fuel gas scrubbers" existentes para asegurar su correcta homogenización).

El paquete del compresor suministrado por Siemens, comprende un compresor centrífugo accionado por un motor eléctrico y los sistemas auxiliares correspondientes. Los componentes del sistema son:

- El motor y su base plate. Es el impulsor del compresor, es un motor eléctrico de 9648 hp (7200 Kw), alimentado por un voltaje de 13200 VAC girando a 1800 RPM. Es una unidad totalmente aislada, motor de inducción enfriado con aire y dispone de un incrementador de velocidad. En atención a las limitaciones de corriente de arranque disponible en el sistema eléctrico local, el motor es iniciado con una corriente reducida, utilizando un arrancador suave (SoftStarter). El motor incorpora una purga continua para evitar entrada de gases explosivos y permitir correrlo en un área de riesgo eléctrico Div. 2. Durante la operación normal girará a su velocidad nominal de 1789 rpm.

- El Compresor, Caja de engranajes, sistema de Gas de Sello, Sistema de Separación de gas y su base plate.
- Consola separada para aceite de lubricación y su Tambor Elevado (run down tank). El sistema de aceite lubricante comprende un modulo de aceite, localizado en la base del motor y la caja amplificadora, enfriadores de aceite y el skid con las tuberías del sistema. El sistema de aceite lubricante incluye lo siguiente:
 - Tanque
 - Bombas Dúplex
 - Filtros Dúplex
 - Regulador de presión
 - Válvula de control de temperatura
 - Calentadores del tanque
 - Instrumentación para control de presión, temperatura y nivel del aceite.

Para arrancar la Unidad una de las bombas debe estar suministrando la lubricación antes de iniciar la rotación de la máquina.

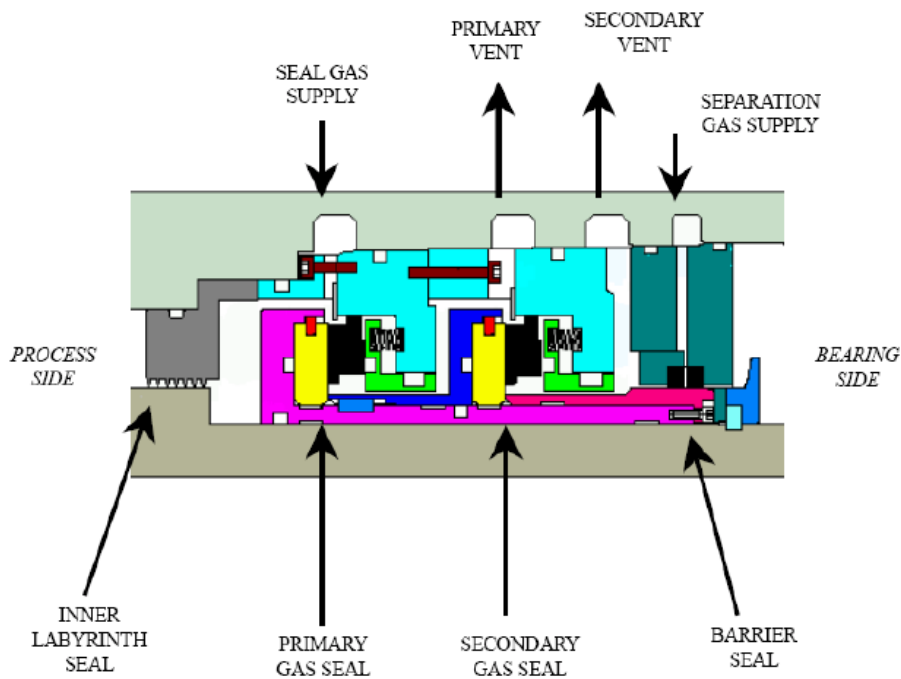
- Enfriadores de Aceite. La instrumentación de nivel, temperatura y presión, monitorea continuamente el sistema y compara los datos contra los setting de alarmas y niveles de disparo
- Arrancador del Motor (Soft Starter). El arrancador suave del motor vigilará la bobina del estator y las RTDs del aire de enfriamiento para asegurar que las temperaturas del motor estén dentro de los parámetros normales de operación. Adicionalmente monitorea la corriente del motor y el voltaje de las fases para detectar condiciones anormales.
- Válvula de control de surge.
- Enfriadores de proceso, inter etapas y en la descarga.
- Panel de Control de la Unidad, los componentes del Panel de Control de la Unidad (UCP) se listan a continuación:
 - PLC Siemens: El PLC realiza el control de la máquina así como las funciones de seguridad. Controla condiciones normales de operación, y los paquetes de ejecución de secuencias
 - Control anti bombeo del compresor (Anti surge Controlador): El control anti bombeo monitorea la presión, temperatura y flujo del compresor y

opera la válvula de control de surge para mantener el compresor fuera de la línea de surge. Este control es suministrado por Compressor Control Corporation (CCC).

- Control de desempeño del compresor (Performance controller): El control de desempeño, controla la posición de las válvulas (guide vanes) de entrada al compresor, para mantener las condiciones fijadas o requeridas por el sistema de control central. Este control es suministrado por Compressor Control Corporation (CCC).
- Despliegue de datos del compresor: Los datos de control de desempeño y surge, son desplegados en una pantalla.
- Monitor de Vibración y temperatura: El monitor de vibración y temperatura procesa las señales de los sensores de proximidad (proximitors) y niveles de vibración, así como los sensores de temperatura RTD's monitorean constantemente esta variable. También genera las alarmas y los disparos por condiciones anormales. Estas señales son enviadas al PLC y HMI, para tomar acciones de respuesta y muestra estas condiciones anómalas en la página de despliegue de alarmas y disparos. Este equipo es suministrado por Bentley Nevada
- Sistema de Parada de Emergencia (ESD): El sistema lógico de seguridad, opera en dos procesadores redundantes desempeñando las funciones de parada de emergencia.
- Interface Máquina – Operador (HMI): El HMI despliega las alarmas, disparos, puntos de control (set points), valores de proceso y del equipo y datos en forma de tendencias. El HMI permite también controlar algunas operaciones como, arranque, parada, control Manual/Automático, control local/remoto. El HMI provee datos de la máquina y estado de la misma, en forma de tablas y diagramas, así mismo permite a operador controlar la máquina.
- Control de Operación Local: Incluye botones de parada, panel de interruptores para seleccionar controles remotos o locales (DCS), paradas, arranques, incremento y disminución de velocidad, aceptar alarmas e iniciar paradas de emergencia.
- Sistema de monitoreo de desplazamiento axial y vibración del eje: La posición axial y la vibración radial del eje son medidas con los transductores de proximidad, los cuales están localizados uno en el eje de alta velocidad y otro en el eje de baja velocidad. El sistema es monitoreado por un sistema de monitoreo Bentley Nevada, donde se programan las alarmas y niveles de disparo.

- Sistema de monitoreo de la temperatura de los cojinetes: La temperatura de los cojinetes del motor, caja de engranajes y compresor son monitoreados con RTDs de 100 ohm. Todas las RTD son monitoreadas por un sistema de monitoreo Bently Nevada, donde alarmas y niveles de disparo son programados en el software del PLC.
- Sistema de gas de sello: El sistema de gas de sello seco consiste de sellos internos / externos entre el sello de laberintos del compresor y los dos cojinetes. El sello primario interno hace sello entre la presión de gas de proceso en el compresor y la presión en la línea de venteo primario. El sello secundario externo hace sello entre la presión en la línea de venteo primario y la línea de venteo secundario que está a la atmósfera.

Figura 7. Sistema de gas de sello.



- Sistema de Gas de separación: Este sistema previene que líquido proveniente de los cojinetes entre al sistema de sello. El gas de separación es nitrógeno y es suministrado desde la planta.
- Sistema de control de desempeño y de antisurge: El Control de Desempeño y de anti-surge es realizado por los controladores redundantes CCC para estas funciones. Los controladores se coordinan entre sí de tal modo que las dos funciones no entren en conflicto. Si una falla ocurre en el control máster una función transfiere automáticamente al sistema de respaldo, para que comande el control.

1.6.4 Unidad de compresión de gas ventas. El paquete del compresor suministrado por Siemens, comprende un compresor centrífugo accionado por una turbina a gas y los sistemas auxiliares correspondientes. Los componentes de la turbina a gas se listan a continuación:

- Turbina de gas (Twin Shaft SGT 200 Gas Turbine).
- Sistema de gas combustible (DLE Fuel Gas system): Consiste en una doble válvula de bloqueo y venteo localizadas sobre un patín, principal y estranguladora con piloto y válvulas de bloqueo y venteo, fuera del patín. Las válvulas principales y las estranguladoras con piloto tienen monitoreo de presión integral. Las válvulas son de alta velocidad y operan dentro de un rango de 100 ms.
- Sistema de entrada de aire de combustión (Combustion air intake system): El aire de combustión es suministrado a través de un filtro auto limpiante. El filtro de aire incorpora un sistema que detecta altas caídas de presión diferencial y opera el sistema de pulsación que sopla las impurezas presentes en los cartuchos del filtro. La turbina está equipada con un sistema de control de temperatura RTD en el aire de entrada para realizar el monitoreo del comportamiento y termocuplas para monitorear la temperatura de salida de la turbina. El exhosto consiste de una chimenea y un silenciador para atenuar el nivel de ruido. La turbina también está equipada con una cabina o encerramiento para atenuar el ruido.
- Sistema de ventilación y acústica (Acoustic and ventilation system).
- Sistema de monitoreo de vibración: La posición axial y la vibración radial del eje son medidas con los transductores de proximidad, los cuales están localizados sobre el eje de la turbina y del compresor. El sistema es monitoreado por un sistema de monitoreo Bently Nevada, donde se programan las alarmas y niveles de disparo.
- Sistema de supresión y detección de incendio: El encapsulado de la turbina tiene sensores de detección de incendio térmicos y sensores infrarrojos (IR) de múltiple espectro. Los ductos de entrada de combustión, de entrada de ventilación y de salida de ventilación están equipados con detectores de gas combustible. La entrada y el exhosto de ventilación están equipados con compuertas automáticos de retención para supresión de incendio.
- Sistema de detección de gas combustible.

- Sistema de aceite lubricante: Comprende un modulo de aceite, localizado en la base de la turbina, enfriadores de aceite y el skid con las tuberías del sistema. El sistema de aceite lubricante incluye lo siguiente:
 - Tanque
 - Bomba principal de aceite accionada por la turbina
 - Bomba de aceite auxiliar, accionada por motor de corriente alterna
 - Bomba de aceite de emergencia, accionada por corriente directa
 - Filtros dúplex
 - Regulador de presión
 - Válvula de control de temperatura
 - Calentadores del tanque
 - Instrumentación para control de presión, temperatura y nivel del aceite.
- Sistema de aire y de sello: El sistema de gas de separación previene que líquido proveniente de los cojinetes entre al sistema de sello. El gas de separación es nitrógeno y es suministrado desde la planta.
- Sistema de limpieza: Cuando la eficiencia de la turbina se disminuya, debe procederse al lavado de la turbina. Operación que se hace con la turbina parada o con la turbina operando a baja velocidad. Esta operación se hace inyectando a presión una solución detergente. La conexión a la turbina se hace utilizando una manguera de alta presión con acople rápido.
- Sistema de monitoreo de la temperatura de los cojinetes: La temperatura de los cojinetes de la turbina es monitoreada por termocuplas tipo K y los cojinetes del compresor son monitoreados con RTD de 100 ohm. Todas las termocuplas y las RTD son monitoreadas por el PLC de la unidad de control UCP, donde alarmas y niveles de disparo son programados en el software del PLC.
- Sistema de arranque: El sistema de arranque es un motor eléctrico controlado por un Variador de Velocidad (Variable Speed Drive -VSD). La velocidad del motor de arranque es controlada por la UCP, durante el ciclo de arranque de la turbina.

Los componentes del compresor se listan a continuación:

- Compresor (STC –SV06-4-A).
- Sistema de gas de separación y de sello: El sistema de gas de sello seco consiste de sellos internos / externos entre el sello de laberintos del compresor y los dos cojinetes. El sello primario interno hace sello entre la presión de gas de proceso en el compresor y la presión en la línea de venteo primario. El sello

secundario externo hace sello entre la presión en la línea de venteo primario y la línea de venteo secundario que está a la atmósfera.

El gas de sello es suministrado desde la descarga del compresor cuando está en operación o desde una fuente externa cuando la máquina está arrancando o está parada. Para el suministro de gas externo, referirse a Utilidades.

- Enfriador de aceite
- Válvula de control de surge
- Enfriador de proceso.
- Control de Surge: El control de desempeño y de anti-surge es realizado por los controladores redundantes CCC para estas funciones. Los controladores se coordinan entre sí de tal modo que las dos funciones no entren en conflicto. Si una falla ocurre en el control máster una función transfiere automáticamente al sistema de respaldo, para que comande el control.
- Control de Proceso: Los componentes del Panel de Control de la Unidad (UCP) se listan a continuación:
 - PLC Siemens: El PLC realiza el control de la máquina así como las funciones de seguridad. Controla condiciones normales de operación, y los paquetes de ejecución de secuencias.
 - Control antibombeo del compresor (Anti surge Controller): El control antibombeo monitorea la presión, temperatura y flujo del compresor y opera la válvula de control de surge para mantener el compresor fuera de la línea de surge. Este control es suministrado por Compressor Control Corporation (CCC).
 - Control de desempeño del compresor (Performance controller): El control de desempeño, controla la velocidad de la turbina, para mantener las condiciones fijadas o requeridas por el sistema de control central. Este control es suministrado por Compressor Control Corporation (CCC)
 - Despliegue de datos del compresor: Los datos de control de desempeño y surge, son desplegados en una pantalla.
 - Monitor de Vibración y temperatura: El monitor de vibración procesa las señales de los sensores de proximidad (proximitors) y niveles de vibración. También genera las alarmas y los disparos por condiciones anormales. Estas señales son enviadas al PLC y HMI, para tomar acciones de

respuesta y muestra estas condiciones anómalas en la página de despliegue de alarmas y disparos. Este equipo es suministrado por Bentley Nevada.

- Sistema Controlador de Detección de gas & fuego y Supresión de Incendio: Monitorea, mediante sensores de gas combustible y fuego cualquier escape de gas o llama en el sistema y acciona el sistema de supresión de incendio en caso de que se presente. Este sistema es suministrado por DET TRONICS.
- Sistema de Parada de Emergencia (ESD): Sistema de parada de emergencia independiente.
- Sistema de control de sobre velocidad: Sistema de parada por sobre velocidad independiente.
- Interfase Máquina – Operador (HMI): El HMI despliega las alarmas, disparos, puntos de control (set points), valores de proceso y del equipo y datos en forma de tendencias. El HMI provee datos de la máquina y estado de la misma, en forma de tablas y diagramas, así mismo permite al operador controlar la máquina.
- Control de Operación Local: Incluye botones de parada, panel de interruptores para seleccionar controles remotos o locales (DCS), paradas, arranques, incremento y disminución de velocidad, aceptar alarmas e iniciar paradas de emergencia.
- Diagramas de los subsistemas principales: Cada diagrama despliega los parámetros de proceso desde la instrumentación y el estado de los elementos de control. Cuando un parámetro activa una alarma, esta pasa a color amarillo. Cuando el parámetro activa un nivel de disparo, el compresor y la turbina se apagan de emergencia (shut down) y el valor cambia a rojo. Los principales diagramas son:
 1. Proceso
 2. Aceite lubricante
 3. Sistema de sello
 4. Monitoreo del eje y sistema mecánico del tren giratorio
 5. Mantenimiento.
- Impulsor del Compresor (Turbina a Gas): El sistema de impulsión consiste de una turbina a gas de 10300 hp (SGT 200 Gas Turbine), acoplada directamente al compresor, durante la operación normal la turbina rotará a velocidades entre 7118 a 10950 RPM.

1.6.5 Unidad de MEG de reinyección y regeneración de inhibidor de hidratos. Este sistema permite dosificar inhibidor al gas para evitar la formación de hidratos. El inhibidor se separa posteriormente para ser enviado a un sistema de regeneración.

A los efectos de evitar la formación de hidratos en la planta de tratamiento de gas se inyecta MEG en diferentes puntos de la misma. La fase líquida (MEG diluido en agua junto con posibles restos de gasolina) es separada de los hidrocarburos gaseosos en el separador frío existente en la planta Joule Thompson (V-1402).

El módulo de regeneración recibe al MEG diluido (proveniente del separador frío) donde lo precalienta en el intercambiador de calor MEG-MEG (HE-5101) para luego intercambiar calor en el tope de la torre del regenerador (HE-5104, luego el MEG es filtrado antes de ser ingresado en el regenerador (FH-5101) a fuego directo, donde por evaporación el glicol pierde parte del agua y es reconcentrado.

El MEG regenerado, es nuevamente introducido mediante los puntos de inyección en la Planta de acondicionamiento de Gas Natural para de esta manera cerrar el ciclo.

El Sistema de Inyección y Regeneración para Inhibición de Hidratos y para control de corrosión, está compuesto por:

- Un paquete de inyección y regeneración de MEG Mono Etileno Glicol MO3CIP – 510, a esta unidad le corresponde el proceso de evitar la formación de compuestos sólidos con el agua de El gas (hidratos), mediante la inyección continua de Mono Etileno Glicol (MEG) y está compuesto por :
 - Tanque de Almacenamiento a un nivel inferior a la superficie V-5101
 - Bombas de Inyección P-5101
 - Filtro F-5101
 - Horno de Regeneración

- Un paquete de inyección de Metanol MO6CIP – 5711, a esta unidad le corresponde el proceso de evitar la formación de compuestos sólidos con el agua del gas (hidratos), mediante la inyección ocasional de Metanol y está compuesto por:
 - Tanque de almacenamiento
 - Bombas de Inyección
 - Filtros

- Un paquete Inhibidor de Corrosión M05 CIP-5505, a esta unidad le corresponde el proceso de evitar la corrosión en equipos y tuberías

producida por algunos compuestos contenidos en el gas, como H₂S, CO₂, etc., mediante la inyección continua de inhibidores.

1.6.6 Fuel gas heater. Corresponde a la unidad de proceso elevar la temperatura del gas combustible mediante una unidad paquetizada de calentamiento por transferencia de calor con Etileno – Glicol, para poder hacer uso de los nuevos quemadores cambiados en las turbinas. La Unidad de Fuel Gas Heater está compuesta por:

"Indirect Fired Water Bath Heater " - El medio de calentamiento es una mezcla de una solución de agua y Etileno Glicol.

- Espiral de proceso (gas combustible)
- Recipiente de fluido de transferencia de calor
- Tubo de fuego
- Chimenea
- Tren de gas combustible
- Sistema de control

1.6.7 Sistemas auxiliares. Adicionalmente. se cuenta con los servicios industriales, donde se involucran los componentes de equipo Eléctrico, en esta especialidad la planta cuenta con tres subestaciones, provistas de varios transformadores, generador de emergencia, Switchgear's, CCM's, y tableros de distribución, además, sistema de alumbrado, ductos de barras, sistemas de aire acondicionado, kilómetros de cableado de alimentación y distribución en media y baja tensión instalados en su mayoría sobre bandejas portacables las cuales se encuentran tendidas en el ultimo nivel del pipe rack a lo largo del proceso.

Del mismo modo como complemento de los servicios industriales se cuenta con las redes de aire normal, aire de instrumentos, red de nitrógeno, red de agua potable, red de agua industrial, sistema de detección de incendios para las subestaciones y cuartos de control, sistema de detección y extinción de incendios para el proceso, este ultimo esta concatenado con el sistema de detección Fire And Gas externo y es controlado por y desde el sistema central vinculado al proceso y al sistema ESD (Emergency Shout Down) de la planta de gas, de tal modo que involucra todos los equipos y elementos de operación involucrados en el proceso de la planta de gas Cupiagua.

Para la instrumentación neumática de la planta se utiliza aire comprimido y seco, que se toma de las instalaciones existentes

1.7 DESCRIPCION DE EQUIPOS PAQUETE

En los diferentes sistemas y subsistemas de la planta descritos anteriormente se cuenta con el aprovisionamiento de “equipos empaquetados”, es decir aquellos equipos que por su exclusividad y complejidad fueron fabricados en el exterior directamente por proveedores especializados. Debido a condiciones de tamaño y peso y por condiciones de transporte, la mayor parte de estos equipos fueron enviados a la planta para ser armados en sitio durante el proceso de construcción, se relacionan los principales:

Tabla 1. Descripción de equipos paquete.

Lista	Ítem	Servicio	Descripción
1	M01ME-2401	Pretreatment SkidsME-2401 A/B (Sweetening unit)	2 Unidades de pretratamiento cada una compuesta por: Un filtro coalescente, un recipiente con lecho de carbón activado y un filtro de pulido. Los recipientes y tuberías construidos en acero al carbono. Presión diseño: 1300 psig; Temperatura diseño: 250°F.
		Membrane Skid ME-2402 A/B/C (Sweetening unit)	3 Unidades de membranas, cada una compuesta por 84 tubos arreglados en 12 bancos de 7 tubos cada uno. Presión de diseño: 1300 psig; Temperatura de diseño: 250°F. Material tubos: Acero al Carbono; Material membrana: Acetato de celulosa.
2	M02K-2501	Acid Gas CompressionSystem	Sistema de Compresión de dos etapas con capacidad de 22/42 MMSCFD y presión de descarga 368 psig; compuesto por: Un compresor con motor eléctrico (K-2501), un aroenfriadorinteretapa (HE-2501), un aroenfriadorposcompresión (HE-2502), Unscrubber para condensados (V-2502), sistema completo de control y protección anti-surge y sistema completo de lubricación.
			Flujo de compresión: Caso1 40 MMSCFD Sales Gas: 22 MSCFD Caso 2 10 MMSCFD Sales Gas: 42 MSCFD

3	M03CIP-5101	MEG Injection and Regeneration Package	Compuesto por filtros, columna regeneradora, ebullidor, condensador de reflujo, intercambiador MEG-MEG, separador flash, recipiente colector de glicol, bomba de reposición, bombas dosificadoras, recipiente de drenaje, bomba para drenaje y filtro. Capacidad bomba dosificadora: 2,8 USGPM. Presión de descarga en punto de inyección: 1800 - 2000 psig
4	I01ME-8401	Sales Gas Metering System	Sistema de medición compuesto por: Dos medidores ultrasónicos de flujo, analizador de H ₂ S, analizador de humedad, analizador de punto de rocío (HC), cromatógrafo de gases y computador de flujo. Diseñado para un flujo de 230 MMSCFD y presión de 1650 psig.
5	M04K-2701	Sales Gas Compression System	Sistema de Compresión con capacidad operativa de 140/210 MMSCFD y presión de descarga 1460 psig; paquete compuesto por: una turbina de gas, un compresor (K-2701), un aerenfriador poscompresión (HE-2701), sistema completo de control, protección anti-surge y sistema completo de lubricación.
6	M05CIP-5505	Corrosion Inhibitor Package	Compuesto por dos bombas dosificadoras con sus respectivos filtros y un tanque de almacenamiento diario (Capacidad: 275-330 Galones). Presión diseño bombas: 2050 psig, Temperatura diseño: 130°F. Material: SS316. Capacidad de las bombas (diseño): 0,137 USGPM y 0,017 USGPM, Presión de descarga en punto de inyección: 1800-660 psig.
7	M06ME-6001	Fuel gas Heater	Calentador indirecto
8	M07ME-2504	Seal and Buffer Gas conditioning skid	Skid de acondicionamiento de gas buffer y de sello para el compresor de gas ácido (filtración y reducción de presión)
9	M08ME-2701	Seal Gas conditioningskid	Skid de acondicionamiento de gas de sello para el compresor de gas de ventas. (filtración, calentamiento y reducción de presión)

1.8 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS ESTÁTICOS

En el siguiente listado se mencionan los principales equipos estáticos, algunos hacen parte de los equipos paquetes:

Tabla 2. Descripción de equipos estáticos.

List	Ítem	Servicio	Tipo	Equipo
1	V-0902	Closeddraindrum	HOR	Recipiente
2	V-1401	Coldseparator	HOR	Recipiente
3	V-1402	CondensatesDrum	HOR	Recipiente
4	V-2501	Acid Gas Compressor Suction Scrubber	VER	Recipiente
5	V-2701	Sales Gas Compressor Suction Scrubber	VER	Recipiente
6	TK-2701	TURBINE SKID DRAIN TANK	FLAT	Tanque
7	TK-2702	WASH FLUID DRAIN TANK	FLAT	Tanque
8	HE-1401 A/B (C/D) (E/F)	Inlet Gas/ Gas Exchanger	Tubos y coraza	Intercambiador
9	HE-1402 A/B	Inlet Gas/ Gas Exchanger	Tubos y coraza	Intercambiador
10	P-0904	Closeddrainpump	CF	Bomba
11	P-0906	Waterdrainpump	PNE	Bomba Portátil
12	P-2701	Turbine TanksdrainPump	PNE	Bomba Portátil
13	ME-2502	FLAME ARRESTOR (LUBE OIL TANK)	N/A	Unidad de Lubricación
14	ME-2503	DEMISTER	N/A	Unidad de Lubricación
<p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - CT TORRE DE COLUMNA (CONTACTORA) - FH HERVIDORES/CALENTADORES (REBOILER) - HE INTERCAMBIADORES - TK TANQUES - V RECIPIENTES (VESSELS) 				

2. MARCO TEORICO

A continuación se realiza una breve descripción de conceptos, teoría requerida sobre los métodos seleccionados para el desarrollo del proyecto. La estrategia de mantenimiento planteada se basa en técnicas y procedimientos establecidos por RCM (Mantenimiento centrado en confiabilidad) y en RBI (Inspección basada en riesgo) principalmente.

2.1 RCM - MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD

La metodología que se propone en este proyecto para la elaboración del Plan de mantenimiento está basada en la aplicación del RCM (Reliability Centred Maintenance - Mantenimiento basado en confiabilidad), debido a que es una técnica que posee unas ventajas importantes sobre otras técnicas.

Inicialmente esta metodología fue desarrollada para el sector de aviación, donde los altos costos derivados de la sustitución sistemática de piezas amenazaba la rentabilidad de las compañías aéreas, después sus buenos resultados se trasladada al campo Industrial.

RCM⁵ es un método organizado y lógico para construir o modificar un plan de mantenimiento conservando un óptimo costo que se basa en la documentación de justificaciones técnicas apropiadas para la toma de cada decisión. Es un medio para documentar las bases “recopilación de experiencia” de un plan de mantenimiento que aplique para futuras referencias, es una filosofía útil para conservar un balance óptimo entre el costo del mantenimiento de rutina y la confiabilidad del servicio. El producto del RCM proveerá en reducir gastos de mantenimiento, se obtendrán ahorros típicos del 5 al 15% si se parte de cero. Con el RCM, se mejorará la confiabilidad y disponibilidad, menos tiempo fuera de servicio asociado con las fallas y con el mantenimiento preventivo, menor número de fallas.

2.1.1 Filosofía del RCM. Filosofía del RCM⁶ se fundamenta en los siguientes factores:

⁵ ORTIZ, Eduardo. Filosofía del RCM [Diapositivas].

⁶ MORA G. Alberto, En: Mantenimiento Industrial Efectivo. P.307.

- Evaluación de los componentes de los equipos, su estado y su función.
- Identificación de los componentes críticos.
- Aplicación de las técnicas de mantenimiento proactivo y predictivo.
- Chequeo en sitio y en operación del estado corpóreo y funcional de los elementos mediante permanente revisión y análisis.

El mantenimiento centrado en confiabilidad es una filosofía de gestión de mantenimiento, que sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional.

La implementación del RCM no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de las fallas de un determinado contexto operacional, realizado por un equipo de trabajo multidisciplinario, el cual desarrolla un sistema de gestión de mantenimiento flexible que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón costo / beneficio.

2.1.2 Objetivos del RCM. Los objetivos del RCM⁷ son los siguientes:

- Eliminar las averías de las máquinas.
- Suministrar fuentes de información de la capacidad de producción de la planta a través del estado de sus máquinas y equipos.
- Minimizar los costos de mano de obra de reparaciones, en base a un compromiso por parte de los responsables del mantenimiento en la eliminación de fallas de máquinas.
- Anticipar y planificar con precisión las necesidades de mantenimiento.
- Establecer horarios de trabajo más razonables para el personal de mantenimiento.
- Permitir a los Departamentos de Producción y de Mantenimiento una acción conjunta y sincronizada a la hora de programar y mantener la capacidad de producción de la planta.
- Incrementar los beneficios de explotación directamente mediante la reducción de los presupuestos del departamento de mantenimiento.

2.1.3 Ventajas del RCM. El RCM tiene numerosas ventajas en cuanto al aumento de la disponibilidad y confiabilidad de la maquinaria; a continuación se mencionan las más importantes:

⁷Ibid., p. 307.

- Crea un espíritu altamente crítico en todo el personal (operaciones o mantenimiento) frente a condiciones de falla y averías.
- Logra importantes reducciones del costo del mantenimiento.
- Optimiza la confiabilidad operacional, maximiza la disponibilidad y/o mejora la mantenibilidad de las plantas y sus activos.
- Integra las tareas de mantenimiento con el contexto operacional.
- Fomenta el trabajo en grupo (convirtiéndolo en algo rutinario).
- Incrementa la seguridad operacional y la protección ambiental.
- Optimiza la aplicación de las actividades de mantenimiento tomando en cuenta la criticidad e importancia de los activos dentro del contexto operacional.
- Establece un sistema eficiente de mantenimiento preventivo.
- Aumenta el conocimiento del personal tanto de operaciones como de mantenimiento con respecto a los procesos operacionales y sus efectos sobre la integridad de las instalaciones.
- Involucra a todo el personal que tiene que ver con el mantenimiento en la organización (desde la alta gerencia hasta los trabajadores de planta).
- Facilita el proceso de normalización a través del establecimiento de procedimientos de trabajo y de registro.
- Mejora en la comprensión del funcionamiento de los equipos
- Estudia las posibilidades de falla de un equipo y el desarrollo de los mecanismos que tratan de evitarlas
- Es propicio para la elaboración de planes que permiten garantizar la operación de los equipos dentro de sus parámetros de operación, esos planes engloban:
 - Planes de Mantenimiento.
 - Procedimientos operativos, tanto de producción como de mantenimiento.
 - Modificaciones o mejoras posibles.
 - Determinación del stock de repuesto que es deseable que permanezca en Planta.

2.1.4 Limitaciones del RCM. Las limitaciones del RCM⁸ radican más que todo en el factor humano con que cuenta la organización, ya que de éste depende el éxito de la metodología. En este punto el equipo natural de trabajo juega un papel muy importante, debido a que será este el único responsable de divulgar de manera

⁸Ibid., p. 307.

correcta y eficiente esta filosofía, de tal modo que las personas involucradas con el RCM no vean este cambio como un problema, sino como una solución a sus problemas.

El equipo natural de trabajo será quien defina a qué equipos y componentes se les aplicara dicha filosofía, ya que no se puede esperar aplicar RCM a toda una planta y a todos sus equipos pues sería un proceso demasiado lento e ineficaz. Por todo lo mencionado anteriormente se debe tener demasiado cuidado a la hora de seleccionar correctamente las personas que conformaran el equipo natural de trabajo (Moubray@, 2001).

Las siguientes son algunas acciones que se pueden diferenciar dentro del RCM⁴:

- Acción correctiva: reparación o remplazo sobre las fallas. El costo de control o detección de fallas excede los beneficios.
- Acción preventiva: reparación o remplazo sobre tiempos o ciclos.
- Acción predictiva: se emplean condiciones de monitoreo para detectar fácilmente etapas de falla. Remplazo o reparación sobre condición.
- Además de estas acciones, el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), combina algunas actividades del mantenimiento proactivo para detectar y analizar la presencia de algunas causas de falla reduciéndolas en un período determinado (Troyer@, 2001).

El RCM⁹, es una táctica procedimental que basa su esquema en el permanente cuestionamiento de las actividades de mantenimiento, sigue un proceso lógico y coherente que tiene normas; las preguntas a que da lugar son:

- ¿Cuáles son las funciones y parámetros asociados al equipo en su ambiente operacional normal actual?
- ¿De qué manera puede fallar y no cumplir las funciones anteriores?
- ¿Cuál o cuáles son las causas inmediatas o básicas? - ¿Cuál es su causa raíz?
- ¿Qué pasa y qué impactos genera cada falla funcional?
- ¿Cuál es la importancia de cada falla?
- ¿Cómo se puede predecir, prevenir o eliminar cada falla?
- ¿Qué controles se deben ejecutar para controlar la falla, si no hay tareas que permitan anticiparse a ella o desaparecerla?

⁹Ibid., p. 307.

2.1.5 Etapas para la aplicación del RCM. Las etapas del RCM⁵ se numeran así:

1. Formación del equipo natural de trabajo.
2. Selección y definición de las áreas y equipos restricción donde se implementará el RCM.
3. Definición de criticidad y selección de los sistemas críticos, estableciendo sus Funciones primarias, secundarias, auxiliares y de apoyo logístico.
4. Análisis de las fallas funcionales reales o potenciales para cada una de las funciones.
5. Realización del análisis de los modos y de los efectos de las fallas, para determinar los modos de fallas a que se tiene lugar en cada falla funcional para cada función (utiliza el procedimiento FMECA). Selección de las estrategias y procedimientos de mantenimiento (árbol lógico de decisión).
6. Implantación y evaluación del CMD en cada caso.
7. Asigna estrategias y los recursos adecuados para el plan general de priorización asignado con base en el RPN y los costos / beneficios asociados a cada modo de falla.
8. Revisión y monitoreo periódico de todo el esquema general y específico.

2.2 FMECA¹⁰

El método procedimental FMECA parte del concepto de que ya se conocen todas las fallas reales y potenciales, se sabe de los modos de fallas en que se pueden presentar y se tiene un perfecto dominio de todas las funciones principales y auxiliares de los elementos o máquinas a evaluar con el procedimiento. Por su parte el RPN lo que hace es jerarquizar cada una de las tareas a realizar en los diferentes elementos o equipos, con el fin de priorizar los esfuerzos en los equipos que más lo requieran acorde a su grado de criticidad.

El procedimiento FMECA se puede aplicar en forma independiente, más sin embargo el RPN es parte fundamental del FMECA.

Las etapas de desarrollo del procedimiento FMECA son:

- Describir las funciones: primaria y secundarias de los equipos.
- Establecer todas las fallas funcionales reales y potenciales conocidas.
- Los modos de fallas

¹⁰Ibíd., p. 249.

- Evaluar las consecuencias y los efectos de cada modo de falla, con su falla y su función.
- Medir el RPN mediante la evaluación de la severidad, la probabilidad de ocurrencia y la posibilidad de detección.
- Establecer las acciones correctivas o planeadas. Proactivas
- Realizar las tareas
- Medir nuevamente el RPN y replantear las acciones¹¹

Una vez se establecen todas las funciones, sus fallas funcionales y sus correspondientes modos de fallas, se procede a calificar la severidad, la posibilidad de ocurrencia y la probabilidad de detección temprana de las fallas, con el fin de constituir el valor del RPN, con el cual se jerarquizan las tareas correctivas, modificativas y proactivas a realizar con el fin de erradicar o controlar las fallas⁷.

RPN= Severidad Posibilidad de Ocurrencia X Probabilidad de Detección

RPN= D x O x S

2.3 RBI

La metodología Inspección Basada en Riesgo (RBI) está fundamentada en las normativas API RP-580 y API 581 que permite caracterizar el riesgo asociado a los componentes estáticos de un sistema de producción sometidos a corrosión, con base en el análisis del comportamiento histórico de fallas, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales, tomando en cuenta al mismo tiempo la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas¹².

¹¹Ibíd., p. 250.

¹²RELIABILITY AND RISK MANAGEMENT S.A. [ON line].Maracaibo Venezuela. : [Junio 2012]. Inspección Basada en Riesgo, (API 580-581). Also Available internet <URL: [http:// www.rellarklisk.com](http://www.rellarklisk.com).>

API (America Petroleum Institute.) API RP 580, API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection. Segunda Edición. Noviembre 2009.

La Metodología RBI busca definir un plan de acción para equipos estáticos, consistente en tareas de inspección, monitoreo, control operacional y actividades de mitigación del riesgo (Probabilidad de Falla y Consecuencias) basado en análisis de riesgo de las amenazas a la integridad de equipos y/o mecanismos de degradación potenciales de los equipos debidas a su operación y entorno¹³.

La Valoración del Riesgo se define matemáticamente como el producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla por las consecuencias de la misma, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R = Pof * Cof$$

Donde:

R: Riesgo.

Pof: Probabilidad de ocurrencia de la falla.

Cof: Consecuencias debidas a la ocurrencia de la falla.

El Procedimiento de Ecopetrol⁹ calcula la probabilidad de ocurrencia de falla y consecuencia en un modelo semicuantitativo que reduce la relatividad y subjetividad de los cálculos realizados. Básicamente consiste en evaluar numéricamente los parámetros establecidos para cada una de las variables que afectan directamente la Pof y la Cof, de forma tal que el riesgo será la resultante del producto de los dos rangos de variaciones. La resultante numérica de la valoración del riesgo se transforma en cualidades por medio de la matriz RAM de ECOPETROL S.A., la cual compara la Pof vs. Cof permitiendo establecer la valoración del riesgo en función de términos, como despreciable (N) bajo (L), medio (M), alto (H) y muy alto (VH).

El objetivo fundamental del RBI es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo)

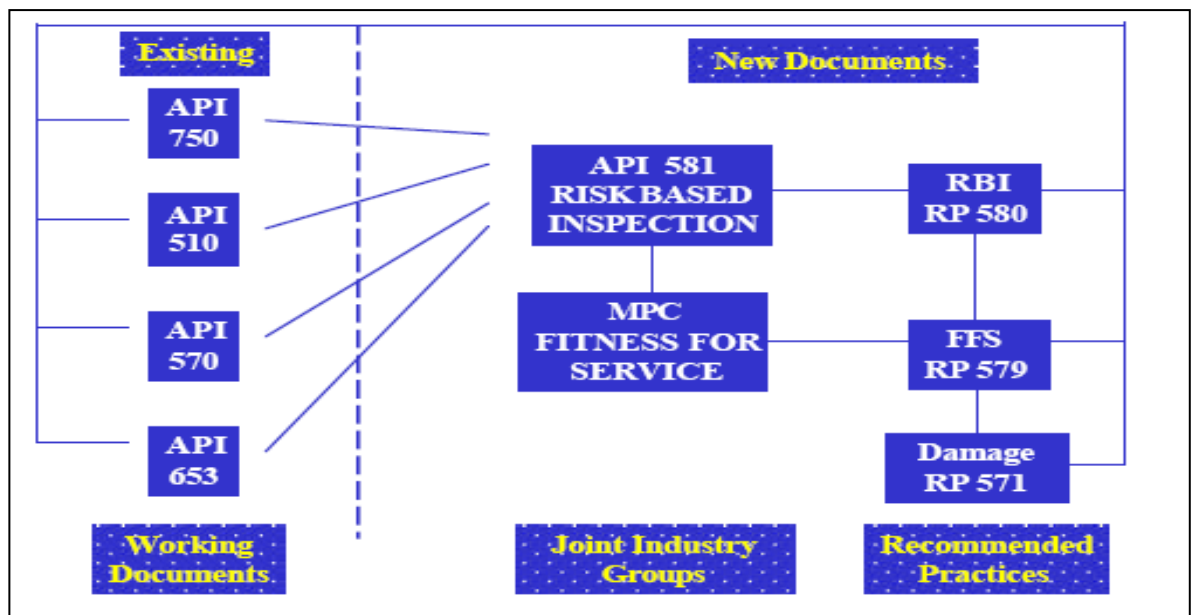
API (AmericaPetroleumInstitute.) API RP 581, API Risk-BasedInspectionTechnology,
¹³ ECOPETROL S.A. Instructivo para la aplicación de la metodología RBI. ECP-
ICP-GCM-I-02. Pie de cuesta, Santander del sur. 2007, 19 p.

Consecuentes con el reto y para abordar nuestro ejercicio con el tema, para los equipos de la Planta de Gas de Cupiagua, estaremos aplicando la metodología de RBI, con el fin de encontrar el Plan de Inspección para su implementación, con el objeto de mantener la integridad de los equipos, en la búsqueda de que “no haya daños a las personas, al medio ambiente, ni a los activos” , nos apoyaremos en los estándares, API 581-2008 [54], API 580-2009 [55] cuyo objetivo de reducir el nivel de riesgo por fallas que tengan alta consecuencia. Con estas herramientas y con el Plan objeto de este trabajo estaremos proponiendo una estrategia de conservación de los activos.

Los buenos resultados obtenidos en las experiencias realizadas están haciendo que muchos sectores de la industria, en particular los sectores del refinamiento o de la petroquímica, se estén sumando a la implantación de esta técnica

Esta norma, se fundamenta en la los API 750 [56], API 510[57], API 570 [58], API 653[59]

Figura 8. Relación entre los documentos de API.



FUENTE: Ver resumen general del API 581, en el Anexo H de este documento.

Existe una “Metodología IBR mejorada o Metodología Integrada para la Integridad Mecánica de Activos” se basa en la integración de las metodologías de Inspección Basada en Riesgos (IBR), “Valoración del Riesgo por Corrosión” (VRC)”, Integridad Mecánica (IM) y modelaje probabilístico del deterioro, lo cual permite ampliar el espectro de cobertura de mecanismos de deterioro considerados en el enfoque clásico del IBR.

2.3.1 Metodología para la Investigación: El RBI sigue la siguiente metodología:

- Conformación del Equipo de Trabajo.
- Definición del Sistema: (Se deben definir los límites físicos del sistema a analizar y los activos que comprende el sistema).
- Información de Diseño y Construcción Recolección, Revisión e Integración de Información.
- Registro de Inspecciones, monitoreo, reparaciones y mantenimiento.
- Datos del Proceso
- Historial de Fallas
- Datos para Valoración de Consecuencias
- Valoración del Riesgo
- Cálculo de la Consecuencia de Falla (CoF)
- Definición del Plan de Acción.

2.4 EL COSTO DE CICLO DE VIDA: LCC¹⁴

El concepto de costo de ciclo de vida es enfocado en las normas del gobierno Británico como Terotecnología, donde se define en la norma Británica BS3811 como una combinación de dirección, finanzas, ingeniería, construcción y otras prácticas aplicadas a perseguir el costo de vida económico de los activos físicos (Barringer@, 2005).

La fórmula magna de estimación estratégica de mantenimiento, se establece así:

Efectividad y LCC en mantenimiento:

_____ ,

Donde:

r= es la tasa de descuento o rata de interés

C (n)= es el costo en el año n.

T= es la vida útil en años.

Efectividad de la máquina o elemento = $(K * D * M * C)$, donde:

K=Capacidad Utilizada.

D= Disponibilidad.

M= Mantenibilidad.

¹⁴MORA G. Alberto, Capitulo. En: Mantenimiento Industrial Efectivo. p.328.

C= Confiabilidad

Por lo tanto la Efectividad del sistema= $(K * D * M * C)/LCC$

El ciclo económico de vida LCC contempla el cálculo integral a través de toda la curva característica de vida o de tasa de fallas.

2.5 TIPOS DE MANTENIMIENTO

Una vez realizada la lista de equipos, desglosados incluso en los elementos que los componen e identificado cada ítem con un código único que permite referenciarlo, y posteriormente ser evaluado mediante la aplicación de metodologías de RCM, FMECA, RBI, la siguiente tarea que debemos abordar es la de decidir cómo vamos a mantener cada uno de esos equipos.

Tradicionalmente, se han distinguido 4 tipos de mantenimiento, que se diferencian entre sí por el carácter de las tareas que Incluyen:

División clásica de tipos de mantenimiento

- **Mantenimiento correctivo:** Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos.
- **Mantenimiento preventivo:** Es el mantenimiento que tiene por misión Mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando los puntos de correcciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno
- **Mantenimiento predictivo:** Es el que persigue conocer e informar permanentemente estado y operatividad de las instalaciones mediante el monitoreo de ciertas variables representativas del estado y operatividad del equipo tales como (temperatura, vibración, consumo de energía etc.).
- **Mantenimiento de Parada:** Es el conjunto de tareas cuyo objetivo es la realización de tareas y cambio de partes para lograr que el equipo que nuevamente como nuevo, se pretende asegurar con una gran probabilidad un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano

2.5.1 Modelos de mantenimiento posibles en la PGC: Cada uno de los modelos que se exponen a continuación incluye varios de los tipos anteriores de mantenimiento, en la proporción que se indica.

Además, todos ellos incluyen dos actividades: inspecciones visuales y lubricación. Esto es así porque está demostrado que la realización de estas dos tareas en

cualquier equipo es rentable, incluso en el modelo más sencillo (Modelo Correctivo), en el que prácticamente abandonamos el equipo a su suerte y no nos ocupamos de él hasta que nos se produce una avería, es conveniente observarlo al menos una vez al mes, y lubricarlo con productos adecuados a sus características. Las inspecciones visuales prácticamente no cuestan dinero (estas inspecciones estarán incluidas en unas gamas en las que tendremos que observar otros equipos cercanos, por lo que no significará que tengamos que destinar recursos expresamente para esa función).

Esta inspección nos permitirá detectar averías de manera precoz, y su resolución generalmente será más barata cuanto antes detectemos el problema.

La lubricación siempre es rentable. Aunque sí representa un costo (lubricante y la mano de obra de aplicarlo), en general es tan bajo que está sobradamente justificado, ya que una avería por una falta de lubricación implicará siempre un gasto mayor que la aplicación del lubricante correspondiente.

Hecha esta puntualización, pasamos a definir los diversos modelos de mantenimiento posibles.

2.5.1.1 Modelo correctivo: Este modelo es el más básico, e incluye, además de las inspecciones visuales y la lubricación mencionadas anteriormente, la reparación de averías que surjan. Es aplicable a equipos con el más bajo nivel de criticidad, cuyas averías no suponen ningún problema, ni económico ni técnico. En este tipo de equipos no es rentable dedicar mayores recursos ni esfuerzos.

2.5.1.2 Modelo Condicional: Incluye las actividades del modelo anterior, y además, la realización de una serie de pruebas o ensayos que condicionarán una actuación posterior. Si tras las pruebas descubrimos una anomalía, programaremos una intervención; si por el contrario, todo es correcto, no actuaremos sobre el equipo. Este modelo de mantenimiento es válido en aquellos equipos de poco uso, o equipos que a pesar de ser importantes en el sistema productivo y probabilidad de falla es de baja.

2.5.1.3 Modelo Sistemático: Este modelo incluye un conjunto de tareas que realizaremos sin importar cuál es la condición del equipo; realizaremos, además, algunas mediciones y pruebas para decidir si realizamos otras tareas de mayor envergadura; y por último, resolveremos las averías que surjan. Es un modelo de gran aplicación en equipos de disponibilidad media, de cierta importancia en el sistema productivo y cuyas averías causan algunos trastornos. Es importante señalar que un equipo sujeto a un modelo de mantenimiento sistemático no tiene por qué tener todas sus tareas con una periodicidad fija. Simplemente, un equipo con este modelo de mantenimiento puede tener tareas sistemáticas, que se realicen sin importar el tiempo que lleva funcionando o el estado de los elementos sobre los que se trabaja. Es la principal diferencia con los

dos modelos anteriores, en los que para realizar una tarea debe presentarse algún síntoma de falla.

PASOS DEL MODELO SISTEMATICO

- Inspecciones visuales
- Lubricación
- Mantenimiento Preventivo Sistemático
- Mantenimiento Condicional
- Reparación de averías

2.5.1.4 Modelo de alta disponibilidad: Es el modelo más exigente y exhaustivo de todos. Se aplica en aquellos equipos que bajo ningún concepto pueden sufrir una avería o un mal funcionamiento. Son equipos a los que se exige, además, unos niveles de disponibilidad altísimos, por encima del 90%. La razón de un nivel tan alto de disponibilidad (por encima del 90%) generalmente se da por el alto costo en producción que tiene una avería. Con una exigencia tan alta no hay tiempo para el mantenimiento que requiera parada del equipo (correctivo, preventivo, sistemático).

Para mantener estos equipos es necesario emplear técnicas de mantenimiento predictivo que nos permitan conocer el estado del equipo con él en marcha y a paradas programadas, que supondrán una revisión general completa con una frecuencia generalmente anual o superior. En esta revisión se sustituyen en general, todas aquellas piezas sometidas a desgaste o con probabilidad de falla a lo largo del año con piezas inferiores de vida de dos años. Estas revisiones se preparan con gran antelación, y no tiene por qué ser exactamente iguales año tras año. Como quiera que en este modelo no se incluya el mantenimiento correctivo, es decir, el objetivo que se busca en este equipo es cero averías en general no hay tiempo para subsanar convenientemente las incidencias que ocurren.

PASOS DEL MODELO DE ALTA DISPONIBILIDAD

- Inspecciones Visuales
- Lubricación
- Reparación de Averías
- Mantenimiento Condicional
- Mantenimiento Sistemático
- Puesta a cero en fecha periódica y determinada

2.6 DETERMINACIÓN DE FALLAS FUNCIONALES Y FALLAS TÉCNICAS

Se define como falla funcional aquella falla que impide al equipo o al sistema analizado cumplir su función. Así, si analizamos el sistema de lubricación de un compresor, la falla funcional podría ser: “El sistema no lubrica”

Para determinar una falla funcional, no tenemos más que determinar la función que cumple y define la falla como la anti función, como el no cumplimiento de su función.

Otros ejemplos:

La falla funcional de una bomba será que no bombea; la falla funcional de un sistema de refrigeración será que no consigue enfriar.

Una falla técnica es aquella que, no impidiendo al equipo que cumpla su función, supone un funcionamiento anormal de éste.

Así, volviendo a los ejemplos anteriores, fallas técnicas de un sistema de lubricación podrían ser:

- Fuga de aceite.
- Temperatura de aceite muy alta.
- Presencia de agua en el aceite.

Estas fallas, aunque de una importancia menor que las fallas funcionales, suponen funcionamientos anormales que pueden suponer una degradación acelerada del equipo y acabar convirtiéndose en fallas funcionales

La fuente de información para determinar las fallas y los modos de falla que puede presentar un equipo son diversos. Entre las principales podemos citar las siguientes:

2.6.1 Histórico de averías: El histórico de averías es una fuente de información valiosísima a la hora de realizar un plan realmente efectivo. El estudio del comportamiento de una instalación, equipo, sistema o elemento a través de los documentos en los que se registran las averías e incidencias que pueda haber sufrido en el pasado nos aporta una información esencial para la identificación de fallas en este caso ya tenemos una base de datos actual de la planta de procesamiento de crudo, que nos permite inferir el comportamiento de gran parte de la Instrumentación instalada en la planta de gas.

- También la utilización de manuales de los fabricantes nos dan una guía para desarrollo de este estudio de averías que pueden ser ocurrir a los equipos

- El estudio de los partes de trabajo, de averías, etc. Agrupando los partes de trabajo por equipos es posible deducir las incidencias que han afectado a la máquina en un periodo determinado.
- Cambio de repuesto. A través del sistema de información de la planta también se puede deducir el comportamiento de parte de la instrumentación, como la frecuencia de cambio de estos elementos
- Diarios de incidencias. El personal a turnos utiliza en ocasiones diarios en los que refleja los incidentes sufridos como medio para comunicárselos al turno siguiente. Del estudio de estos diarios también es posible obtener información sobre averías e incidentes en los equipos.
- Personal de mantenimiento. Siempre es conveniente conversar con cada uno de los miembros que componen la plantilla para que den su opinión sobre los incidentes más habituales y las formas de evitarlos. Esta consulta ayudara, además, a que el personal de mantenimiento, que después será el que lleve a cabo el plan. Para este plan se tomo el punto de vista del personal de mantenimiento que de lo contrario sería una dificultad para su puesta en marcha.
- Personal de producción. Se hablo de igual forma con los operadores quienes en relación diaria con estos elementos de campo nos dieron un punto de vista diferente del técnico de mantenimiento y esto es útil para el desarrollo de las rutinas de mantenimiento visual y lubricación de componentes de los equipos.
- Documentación del equipo. La documentación del equipo suele contener un apartado en el que se detallan las fallas más habituales y su forma de proceder. Esta información es importante y relevante en el caso de equipos de los cuales no se tiene histórico en nuestro sistema de información CMMS.

2.6.2 Clasificación de las fallas: Será muy importante estudiar las consecuencias que tiene cada uno de las fallas que se han determinado. Según esas consecuencias, decidiremos si la falla debe ser evitada (cuando las consecuencias de la falla sean inadmisibles) o tan solo deben buscarse formas de amortiguar sus efectos, de manera que éstos, en caso de producirse, sean mínimos. Por tanto, existen dos categorías posibles:

- Fallas a evitar.
- Fallas a amortiguar.

Evitar una falla es mucho más costoso, en general, que amortiguar o minimizar sus efectos, por lo que la primera calificación debe reservarse únicamente a aquellas fallas cuyas consecuencias derivan en un muy alto costo. En general, podemos decir que las fallas funcionales en equipos cuyo modelo de mantenimiento es el de Alta Disponibilidad o el Sistemático, deben ser evitados; en cambio, las fallas técnicas en estos mismos equipos no es necesario que sean evitadas, sino tan solo debe tratarse de buscar formas de amortiguar sus efectos.

2.6.3 Formas de actuación ante una falla:

Equipos con modelo de mantenimiento de Alta Disponibilidad

- Fallas funcionales: A EVITAR
- Fallas técnicas: A AMORTIGUAR

Equipos con modelo de mantenimiento Sistemático

- Fallas funcionales: A EVITAR
- Fallas técnicas: A AMORTIGUAR

Equipos con modelo de mantenimiento condicional

- Fallas funcionales: A AMORTIGUAR
- Fallas técnicas: A AMORTIGUAR

Equipos con modelo de mantenimiento Correctivo

- No se estudian

En los equipos cuyo modelo es el Condicional, tanto las fallas funcionales como las técnicas deberían ser tratadas como fallas a amortiguar. Evitar los efectos de una falla implica, casi siempre, evitar que la falla se produzca. Amortiguar sus efectos no implica que no deba producirse, sino que sus efectos sean mínimos. Para ello, en la mayor parte de los casos basta con buscar formas de detectarlo a tiempo, antes de que tenga incidencia en producción o implique un alto coste de reparación. En otros casos, implicará prever cómo actuar si se produce: tener equipos duplicados, preparar procedimientos de actuación en caso de falla, estudiar medidas provisionales (anular un determinado detector, por ejemplo), etc.

2.6.4 Determinación de los modos de falla: Una vez determinadas las fallas que puede presentar un equipo, un sistema funcional de un equipo o un elemento (dependiendo de que hayamos tomado como referencia para establecer el plan de mantenimiento) deben estudiarse los modos de falla. Podemos definir los modos de falla como las circunstancias que acompañan una falla concreta. Volviendo al ejemplo anterior, analicemos la falla funcional «El sistema no lubrica». Los modos de falla pueden ser los siguientes:

- El sistema no lubrica por no tener aceite en el depósito.

- El sistema no lubrica por obstrucción en un algún conducto.
- El sistema no lubrica porque la bomba de lubricación no funciona.
- El sistema no lubrica porque los filtros están obstruidos.

Cada falla, funcional o técnica, puede presentar, como vemos, múltiples modos de falla. Es muy importante determinar todos los modos de falla posibles, pues solo así es posible realizar un análisis completo y exhaustivo.

2.6.5 Determinación de medidas preventivas: Determinados los modos de falla de cada uno de los equipos, sistemas o elementos que componen la planta que se analiza, el siguiente paso es determinar las medidas preventivas que permiten, bien evitarla falla, bien minimizar sus efectos. Las medidas preventivas que se pueden tomar son de cuatro tipos:

Tareas de mantenimiento

Son los trabajos que podemos realizar para cumplir el objetivo de evitar la falla o minimizar sus efectos. Las tareas de mantenimiento pueden, a su vez, ser de los siguientes tipos:

Tipo 1: Inspecciones visuales. Las inspecciones visuales siempre son rentables. Sea cual sea el modelo de mantenimiento aplicable, las inspecciones visuales suponen un costo muy bajo, por lo que parece interesante echar un vistazo a todos los equipos de la planta en alguna ocasión.

Tipo 2: Lubricación. Igual que en el caso anterior, las tareas de lubricación, por su bajo costo, siempre son rentables.

Tipo 3: Verificaciones del correcto funcionamiento realizados con instrumentos propios del equipo (verificaciones on-line). Esta tarea consiste en la toma de datos de una serie de parámetros de los que dispone el equipo para verificar su funcionamiento, son por ejemplo, la verificación de alarmas, la toma de datos, presión, temperatura, vibraciones, etc. Si en esta ven anomalías, proceder en consecuencia. Por ello es importante, en primer lugar, fijar con exactitud los rangos que sean vistos como normales para cada uno de los puntos que se trata de verificar, fuera de los cuales se precisará una intervención en el equipo. También será necesario detallar cómo se debe actuar en caso de que la medida en cuestión este fuera del rango normal.

Se pretende, con este tipo de tareas, determinar si el equipo cumple con unas especificaciones prefijadas, pero para esta determinación es necesario desplazar determinados instrumentos o herramientas especiales.

Una vez determinado los modos de falla posibles en un ítem, es necesario determinar qué tareas de mantenimiento podrían evitar o minimizar los efectos de

una falla. Es conveniente estudiar todos los tipos de tareas y establecer todas las tareas posibles. Determinado el modelo de mantenimiento de un ítem, es posible seleccionar que tareas son posibles. Si el modelo es Correctivo, solo serán posibles tareas del tipo 1 y 2, e incluso en determinados casos del tipo 3.

3. PROPUESTA

Realizar un estudio de Mantenimiento para la Fase I del proyecto de la Planta de Gas de Cupiagua con el fin de obtener una estrategia de mantenimiento para todos los equipos que se están instalando: rotativo, líneas de proceso, equipos de proceso, válvulas de seguridad y alivio de presión (PSVs), y los equipos de instrumentos y control, basados en la integración de las metodologías de los modelos RCM y RBI.

3.1 OBJETIVOS

El reto que se nos presenta es que a la fecha no se tiene un Plan de mantenimiento terminado, nosotros como aspirantes a especialistas en Gerencia de mantenimiento hacemos parte del Grupo que está liderando la estrategia del mantenimiento, contamos con el apoyo de personal directo de Ecopetrol y con el soporte de empresas contratistas en la parte de los estudios de equipo estático, y nuestro objetivo, es el de entregar a la Organización una estrategia de Mantenimiento que asegure una continuidad, disponibilidad y confiabilidad en la operación, garantizando una vida del activo sostenible en su ciclo de vida, y considerando ampliamente las políticas ambientalmente responsables.

Es por eso que hemos estado adelantando trabajos para definir la correspondiente estrategia de mantenimiento, adoptando un modelo que se adapte a las condiciones de la nueva planta de Gas Cupiagua, pero, sin dejar de lado los principales apartes de la filosofía de mantenimiento del sistema actual.

3.2 PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM

Se ha partido de la elaboración de la lista de equipos, se han codificado, y se ha analizado el Modelo de Mantenimiento que mejor se ajusta a cada equipo. El Plan de Mantenimiento es un documento que contiene el conjunto de tareas de mantenimiento programado que debemos realizar en la planta para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido. Es un documento vivo, pues sufre de continuas modificaciones, fruto del análisis de las incidencias que se van produciendo en la planta y del análisis de los diversos indicadores de gestión.

La elaboración del Plan de Mantenimiento atraviesa una serie de fases. Las primeras son la descomposición de la planta en áreas, elaboración de la lista de equipos, descomposición de cada uno de ellos en sistemas y elementos, codificación, y asignación del modelo de mantenimiento que mejor se adapta a las características del equipo y su función en el sistema productivo. Una vez este trabajo esté finalizado, estamos en disposición de comenzar a elaborar las tareas del Plan de Mantenimiento.

La técnica propuesta presenta algunas diferencias, no muy grandes, con el RCM industrial, siempre tendiendo a simplificarla y hacerla más fácilmente comprensible y aplicable. Tras analizar la criticidad de los equipos de la planta y el modelo de mantenimiento que mejor se adapte a las características del equipo, las siguientes fases son éstas:

- Determinación de las fallas funcionales y técnicas de los sistemas que componen el equipo.
- Determinación de los modos de falla, tanto funcional como técnica.
- Estudio de las consecuencias de una falla: clasificación de fallas en fallas a evitar y fallas a amortiguar.
- Determinación de medidas preventivas que eviten o amortigüen los efectos de las fallas.
- Selección de las tareas de mantenimiento que se ajustan al modelo de mantenimiento determinado para cada sistema.
- Determinación de las frecuencias óptimas para cada tarea. Agrupación de las tareas en rutas de mantenimiento, y elaboración del plan inicial de mantenimiento. Puesta en marcha de las rutas y correcciones al plan inicial.
- Redacción de procedimientos de realización de las tareas o plan de mantenimiento.

Hay que recordar que un buen Plan de Mantenimiento por sí solo no reduce a cero las averías. Un buen mantenimiento comienza en el momento del diseño del equipo y desde luego, en la decisión de compra. Un equipo en una instalación mal diseñada, por muy bien atendida que esté, siempre tendrá más probabilidad de falla que en un sistema con un diseño robusto.

Un uso cuidadoso por parte del personal encargado de utilizarlos reducen enormemente el número de incidencias. El Plan de Mantenimiento no es más que el tercer eslabón en la cadena que conduce a una alta disponibilidad al mínimo costo. El Plan de Mantenimiento debe ser, entre otras cosas, realizable. Si elaboramos una lista de tareas enorme y exhaustiva, las agrupamos de forma poco práctica o intentamos documentar cada aspecto relacionado con su realización, por pequeño que sea, conseguiremos un Plan de Mantenimiento que será más teórico que práctico, y que probablemente, no se lleve a cabo.

3.2.1 Listado y codificación de equipos: Para efectividad de implementación de la estrategia de mantenimiento de la PGC se ha realizado un listado de equipos basada en estructura en árbol, en esta se indican las relaciones de dependencia con los restantes equipos.

Cada equipo a su vez, está dividido en una serie de sistemas funcionales que se ocupan de una misión dentro de él. Los sistemas, a su vez, se descomponen en elementos (por ejemplo una bomba de lubricación), mientras que los componentes son partes más pequeñas de los elementos, y son las partes que habitualmente se sustituyen en una reparación.

Tabla 3. Codificación de equipos.

U. PRODUCTIVA	No EQUIPO	DESCRIPCION1
ECOPETROL	GNO	_GERENCIA NORORIENTE ECOPETROL
CUPIAGUA	CPF-CUP	_CPF CUPIAGUA
TOR-COM	C-1000	_CERRO MIL
GNO	TOR-COM	_TORRES DE COMUNICACIONES
GNO	CUPIAGUA	_CUPIAGUA OIL PRODUCTION FIELD
TOR-COM	T-CPFCUP	_TORRE DE COMUNICACIONES CPF CUPIAGUA
CUPIAGUA	WP-CUPIAGUA	_WELL PADS CUPIAGUA
CUPIAGUA	CPF-CUPIAGUA	_CUPIAGUA CENTRAL PRODUCTION FACILITIES
CPF-CUPIAGUA	P99-AMBIENTAL	_AREA AMBIENTAL DE CUPIAGUA
T-CPFCUP	T-CPFCUP-ST	_SISTEMA DE TIERRA
T-CPFCUP	T-CPFCUP-TORRE	_ESTRUCTURA TORRE AUTOSOPORTADA
T-CPFCUP	T-CPFCUP-PAR	_PARARRAYO
T-CPFCUP	T-CPFCUP-LOBST	_LUCES DE OBSTRUCCION
WP-CUPIAGUA	CUPWPQ	_CUPIAGUA WELL PAD Q
WP-CUPIAGUA	CUPWPU	_CUPIAGUA WELL PAD U
WP-CUPIAGUA	CUPWPXA	_CUPIAGUA WELL PAD XA
WP-CUPIAGUA	CUPWPXH	_CUPIAGUA WELL PAD XH
WP-CUPIAGUA	CUPWPXW	_CUPIAGUA WELL PAD XW
WP-CUPIAGUA	CUPWPXZ	_CUPIAGUA WELL PAD XZ
WP-CUPIAGUA	CUPWPYB	_CUPIAGUA WELL PAD YB
WP-CUPIAGUA	CUPWPC	_CUPIAGUA WELL PAD C
WP-CUPIAGUA	CUPWPXU	_CUPIAGUA WELL PAD XU
WP-CUPIAGUA	CUPCWPWPYT-9	_WELL YT-9 WELL PAD (CUPIAGUA YT-9)

3.2.2 Codificación de los equipos: Se ha identificado cada uno de los equipos con un código único, esto con el objetivo de facilitar su localización, su referencia en órdenes de trabajo, el código asignado en principio esta referenciado a la información entregada por la ingeniería del proyecto, en especial la referenciada en los planos P&ID de la planta, lo cual va a permitir la elaboración de registros históricos de fallas e intervenciones, elaborar el cálculo de indicadores referidos a áreas, equipos, sistemas, elementos, etc., y permitirá seguramente el control de costos.

El sistema de codificación implementado en la PGC es un sistema significativo o inteligente, en el que el código asignado aporta valiosa información sobre el equipo al que nos referimos: tipo de equipo, área en el que está ubicada, familia a la que pertenece, e información adicional que se incorpora al código. La información que contiene el código de cada equipo es la siguiente:

- Planta a la que pertenece.
- Área al que pertenece dentro de la planta.
- Tipo de equipo.

Los elementos que forman parte de un equipo deben contener información adicional¹⁵:

- Tipo de elemento.
- Equipo al que pertenecen.
- Dentro de ese equipo, sistema donde están incluidos
- Familias a las que pertenece el elemento

3.2.3 Criticidad de equipos: El objetivo es identificar la criticidad operacional de equipos, repuestos y materiales para analizar, evaluar los efectos de fallas o disponibilidad de estos en la continuidad operacional o capacidad de producción.

Se inicia con la Preparación Entrega listado general de equipos al analista y finaliza con la elaboración del informe de criticidad.

¹⁵Ver Anexo M codificación equipos CPF Cupiagua.

3.2.3.1 Responsabilidades:

ANALISTA: Es la persona de inventarios con la capacidad de realizar el análisis de criticidad.

PERSONAL DEL AREA TÉCNICA: Corroborar la existencia de la discrepancia cualitativa del material. La disciplina del personal debe ser acorde al material a clasificar.

DESCRIPCIÓN Y ACTIVIDADES

Tabla 4. Relación de actividades y responsables para la evaluación de la criticidad.

No.	RESPONSABLE	ACTIVIDAD
1	PERSONAL AREA TECNICA	Preparación Entrega listado general de equipos al analista
2	ANALISTA – PERSONAL AREA TECNICA	Definen la estructura de sistemas, subsistemas y equipos de los subsistemas
3	ANALISTA	Divide los ítems de materiales en subgrupos
4	ANALISTA – PERSONAL AREA TECNICA	Efectúan análisis de criticidad con base en el listado general de equipos y la estructura de sistemas.
5	ANALISTA	Evalúa si los repuestos tienen aplicación general. En caso negativo sigue actividad No. 7
6	PERSONAL AREA TECNICA	Define la criticidad ligada a cada subgrupo tomando en consideración la localización donde el subgrupo más crítico es usado. Sigue actividad No. 8
7	ANALISTA – PERSONAL AREA TECNICA	Relaciona los subgrupos de materiales con el sistema
8	ANALISTA - PERSONAL AREA TECNICA	Aplica la criticidad del sistema a los materiales del subgrupo
9	ANALISTA – PERSONAL AREA TECNICA	Revisa la criticidad ítem por ítem
10	ANALISTA	Elabora Informe de criticidad

Para evaluar la criticidad de los equipos de la planta de gas de Cupiagua se hicieron cuatro sesiones de reunión con un grupo multidisciplinar. En estas reuniones se definieron las directrices generales para evaluar los rangos de criticidad (i.e. crítico, esencial y propósito general) de los equipos de planta y también se mostró la metodología que se utilizó para este ejercicio.

3.3 METODOLOGÍA ABC

La metodología se conoce como modelo ABC y tiene dos partes principales: primero un componente matemático con una ecuación tipo potencia que depende de tres coeficientes; A, B y C. Segundo, un componente subjetivo, los coeficientes varían de 1 a 5 según una matriz de selección que tiene en cuenta la importancia del equipo en el sistema (A), la confiabilidad inherente del equipo (B) y el impacto o capacidad del equipo en el sistema (C). La selección de cada un valor para cada parámetro debe hacerse con un equipo multidisciplinario.

DIRECTRICES

Para el análisis de criticidad se utiliza la norma ISO 14224

Primero se evalúan 3 coeficientes, dependiendo de la siguiente caracterización.

3.3.1 Coeficiente A: Importancia del sistema.

Tabla 5. Evaluación de criterio A. Importancia del sistema.

CRITERIO	Valor
Puede causar riesgos para la seguridad, violación ambiental o descertificación de la empresa.	1
Puede causar impactos económicos negativos significativos y pérdidas de producción.	2
Puede reducir las ratas de producción, calidad de la producción o algún impacto negativo.	3
Puede causar incrementos o demandas sobre personal de producción, pero no impacta sobre la seguridad, el medio ambiente o parte económica.	4
No tiene importancia relacionada con la seguridad, medio ambiente o pérdidas económicas, no incrementa demandas sobre personal de operación.	5

3.3.2 Coeficiente B: Confiabilidad inherente al equipo

CONFIABILIDAD INHERENTE AL EQUIPO

Tabla 6. Evaluación del criterio B. Confiabilidad inherente al equipo.

CRITERIO	Valor
Extremadamente confiable, normalmente partes que no están en movimiento, servicio limpio (Ejemplo: Partes eléctricas y electrónicas)	1
Muy confiable, pocas partes en movimiento, escaso servicio sucio.	2
Normalmente confiable, partes de mas desgaste y movimiento. Servicio más severo.	3
Algunas veces no confiable. Sistema complejo, servicio muy sucio, equipo fuertemente cargado.	4
Nada confiable.	5

3.3.3 Coeficiente C: impacto del equipo en el sistema

Tabla 7. Evaluación criterio C. Impacto del equipo en el sistema.

CRITERIO	Valor
Causa que el sistema se apague o pare.	1
Causa reducciones por largo tiempo en el rendimiento del sistema. Reparación o tiempo de reemplazo significativo. No hay un equipo de respaldo similar instalado.	2
Causa reducciones por corto tiempo en el rendimiento del sistema. Puede ser reparado rápidamente. Existe un equipo de respaldo similar instalado.	3
Puede operarse por bypass o en marcha manual. Pocas pérdidas de rendimiento en el sistema. Esta en servicio intermitente.	4
No tiene efecto sobre el rendimiento del sistema	5

3.4 ANALISIS Y DEFINICION DE CRITICIDAD DE EQUIPOS POR SISTEMA

Luego se aplican en la siguiente fórmula:

Donde

- CE= Categoría del equipo
- A = Importancia del Equipo en el sistema
- B = Confiabilidad inherente del equipo
- C = Impacto del equipo en el sistema

Con el resultado obtenido se obtiene la clasificación utilizando la siguiente tabla.

Tabla 8. Interpretación de resultados de criticidad.

CE (Categoría del Equipo)	CRITICIDAD
10 – 6	Crítico
5.9 – 4	Esencial
3.9 - 0	Propósito General

Los resultados obtenidos de este se pueden utilizar para complementar análisis de ABC o para establecer niveles mínimos de inventario:

A) Equipos críticos. Son aquellos equipos cuya parada o mal funcionamiento afecta significativamente a los resultados de la empresa.

B) Equipos importantes. Son aquellos equipos cuya parada, avería o mal funcionamiento afecta a la empresa, pero las consecuencias son asumibles.

C) Equipos prescindibles. Son aquellos con una incidencia escasa en los resultados. Como mucho, supondrán una pequeña incomodidad, algún pequeño cambio de escasa trascendencia, o un pequeño costo adicional.

Opcionalmente, algunas empresas prefieren incluir una categoría más: los equipos altamente críticos. Se pretende con la introducción de esta nueva categoría

distinguir entre dos tipos de equipos críticos distintos: equipos más críticos y equipos menos críticos. Veamos, en segundo lugar, que criterios podemos utilizar para clasificar cada uno de los equipos en alguna de las categorías anteriores. Debemos considerar la influencia que una anomalía tiene en cuatro aspectos: producción, calidad, mantenimiento y seguridad.

3.4.1 Definición criticidad de equipos de la especialidad instrumentación. Los equipos presentados en esta sección del documento correspondientes a la disciplina instrumentación, se encuentran en los sistemas propios de la planta de gas y en algunos sistemas existentes del CPF que cumplen con alguna función dentro del proceso de producción de gas, cabe aclarar que en los sistemas existentes únicamente se evaluaron los instrumentos nuevos que fueron incluidos para este proyecto.

Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos de la especialidad instrumentación: Con base en las conclusiones obtenidas a partir de las reuniones realizadas se tiene las siguientes directrices:

- Toda instrumentación relacionada con el Sistema de F & G se generarían como críticos.
- Válvulas SDV'S principales son críticas, las que son bypass de estas son esenciales.
- Las válvulas BDV'S se evaluaría de acuerdo al nivel de shut down y ejercicio ABC.
- Toda instrumentación relacionada con lazos que generen trip con niveles de shut down 1 y 2 son críticos, los de nivel tres se evaluaría por medio del ejercicio ABC.
- Los equipos del sistema de protección contra incendios son críticos.
- La instrumentación asociada a la protección del turbocompresor es crítica.
- El sistema de moto-compresor es esencial. En este punto se hizo énfasis en que las repercusiones principales de este sistema atacan temas económicos y ambientales más no de proceso.
- Los equipos SCE son críticos.
- La instrumentación asociada a la protección del turbocompresor es crítica.

- Las válvulas manuales límites de batería y trabajen a presiones mayores 150 psi son esenciales al igual a las que estén asociadas a instrumentación de nivel, las demás serán de propósito general.
- Los elementos como TE, TC presentes en los sistemas compresor gas ácido y compresor gas ventas son elementos de propósito ya que estos solo pueden ser intervenidos en parada y cuando van a falla.
- Los switch de posición (ZS) son componentes de equipos por esta razón fueron generados como esenciales o de propósito general de acuerdo al ejercicio de criticidad ABC.

EL RESULTADO GENERAL DE CRITICIDAD DE EQUIPOS DE INSTRUMENTACIÓN SE PRESENTA EN EL ANEXO K

3.4.2 Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos eléctricos:

Con base en las conclusiones obtenidas a partir de las reuniones realizadas se tiene las siguientes directrices:

- El sistema turbocompresor de gas ventas es crítico ya que de no prestar su función, se reduce la especificación del gas producido en la planta de gas, por ende sus equipos auxiliares.
- Del sistema de lubricación del turbocompresor de gas ventas: La bomba de emergencia es crítica y las bombas principal y auxiliar son esenciales.
- Los motores y alimentadores de los equipos que requieran de suministro eléctrico para funcionar tendrán la misma criticidad de los equipos directamente acoplados.
- El sistema de moto-compresor de gas ácido es esencial. En este punto se hizo énfasis en que las repercusiones principales de este sistema atacan temas económicos y ambientales más no de proceso, por ende sus equipos auxiliares.
- Se considera que el generador de emergencia es un equipo crítico debido a la necesidad de poder garantizar su entrada en operación al momento que se le requiera.
- Solo las UPS que no tengan equipo en stand-by, quedaran como criticas, las otras quedaran como esenciales.

- Los bancos de baterías son críticos, por la única alimentación que debe estar disponible en todo momento, en especial en condiciones de black-out total.
- Las alimentaciones únicas hacia las barras de esenciales quedaran como esenciales.
- Las dobles alimentaciones quedaran como propósito general, por tener tanto alimentador principal como de respaldo.

EL RESULTADO GENERAL DE CRITICIDAD DE EQUIPOS ELECTRICOS SE PRESENTA EN EL ANEXO I

3.4.3 Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos de la especialidad mecánica. Se evaluarán en su totalidad los equipos correspondientes a la disciplina mecánica de la planta de gas Cupiagua, distribuidos de la siguiente manera:

- F FILTROS
- HE INTERCAMBIADORES
- HM MONITORES HIDRANTES
- HV VALVULAS MANUALES
- K COMPRESORES
- KR CAJAS DE ENGRANAJES
- MEM PATIN DE MEMBRANAS
- P BOMBAS
- PSE DISCOS DE RUPTURA
- PSV VALVULAS DE ALIVIO
- Q QUEMADORES
- RO PLATINAS DE ORIFICIO
- TB TURBINAS

Con base en las conclusiones obtenidas a partir de las reuniones realizadas se tiene las siguientes directrices:

- Todas la PSV son equipos críticos debido a que su falla genera impacto a la seguridad de las personas y el proceso.
- Los indicadores de variables del proceso que no tienen ninguna acción sobre el mismo y cuya función es únicamente de indicación son instrumentos de propósito general.
- El sistema turbocompresor de gas ventas es crítico ya que de no prestar su función, se reduce la especificación del gas producido en la planta de gas.

- Del sistema de lubricación del turbocompresor de gas ventas: La bomba de emergencia es crítica y las bombas principal y auxiliar son esenciales.
- Los equipos del sistema de protección contra incendios y de detección temprana de gas y fuego son críticos.
- La instrumentación asociada a la protección (que generen parada) del turbocompresor de gas ventas es crítica.
- Las SDVs de límite de batería (entrada del sistema Joule Thompson y salida del sistema de gas ventas) son críticos y las demás SDV's se analizarán por separado.
- Los instrumentos que generen parada son críticos. Los instrumentos que generen alarmas son esenciales.
- El sistema de moto-compresor de gas ácido es esencial. En este punto se hizo énfasis en que las repercusiones principales de este sistema atacan temas económicos y ambientales más no de proceso.
- Las válvulas manuales (HV) son esenciales si cumplen las siguientes condiciones:
 - soportan presiones mayores a 150 psig, están asociadas a equipos críticos y están asociadas con variables de nivel como indicadores o transmisores de nivel. La razón para esto es que los instrumentos de nivel se aíslan directamente con estas válvulas y en cambio otros sensores como los de presión tienen su propio manifold para esta tarea.
 - Aísla los procesos principales en los sistemas de planta de gas. Por ejemplo, entrada y salida de Joule Thompson.

De forma general se tiene que para todos los equipos mecánicos de planta de gas el 7.2% de equipos son críticos, el 14.4% esenciales y el 78.4% de propósito general.

EL RESULTADO GENERAL DE CRITICIDAD DE EQUIPOS MECANICOS SE PRESENTA EN EL ANEXO J

3.4.4 Directrices generales para evaluar la criticidad de equipos desde el punto de vista de integridad. Se evaluarán en su totalidad los equipos estáticos de la planta de gas Cupiagua, distribuidos de la siguiente manera:

- CT TORRE DE COLUMNA (CONTACTORA)
- FH HERVIDORES/CALENTADORES (REBOILER)
- HE INTERCAMBIADORES
- TK TANQUES
- V RECIPIENTES (VESSELS)

Estos equipos son evaluados para todos los sistemas involucrados en la planta de gas (PGC). Esto es, sistemas nuevos y existentes

Con base en las conclusiones obtenidas a partir de las reuniones realizadas se concluye que aplican para el caso de integridad aplican las mismas directrices establecidas en la especialidad mecánica descrita en el numeral anterior, adicionalmente para este caso se tiene en cuenta el resultado del estudio RBI que se describe posteriormente en este documento.

A continuación se muestra el resultado de la evaluación de rangos de criticidad para los equipos en cada uno de los sistemas relacionados con la disciplina mecánica:

- 09-closed drains
- 14-joule Thompson
- 25-gas acido
- 27-gas ventas
- 51-MEG inyección/regeneración
- 55-inyeccion químico
- 60-fuel gas
- 85-diesel fuel

Según el estudio RBI ninguno de los equipos mencionados anteriormente tienen un nivel de riesgo (general y económico) tipo medio-alto o alto.

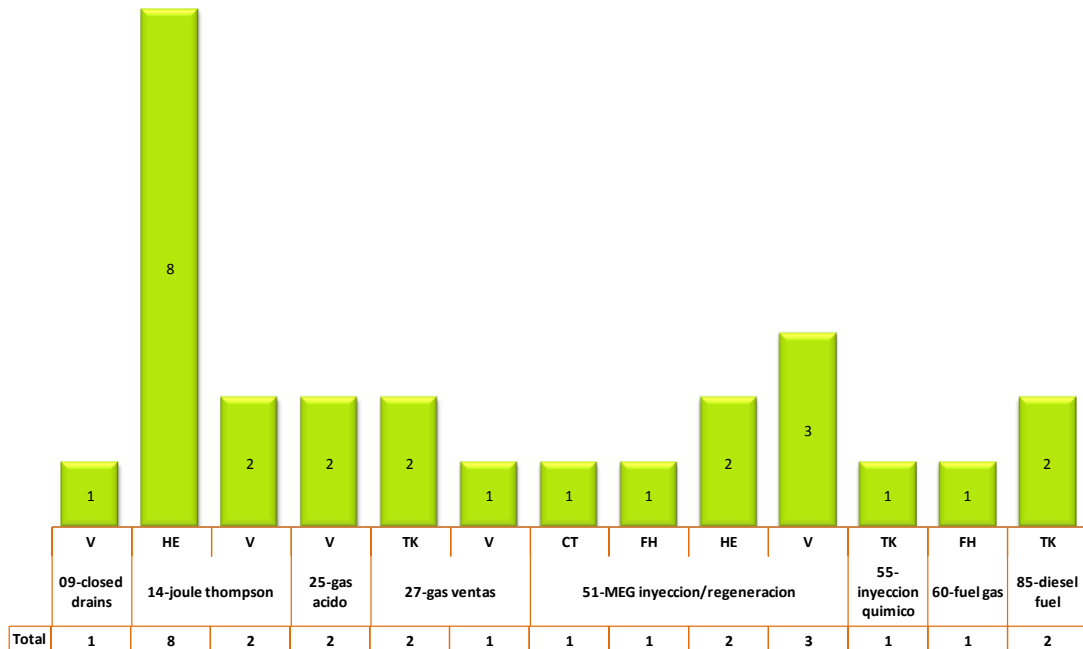
Teniendo en cuenta esta clasificación se consideró que el nivel de importancia para estos equipos, y según la metodología ABC, es producir alguna pérdida y reducir la producción ya que el riesgo a la seguridad de las personas, el medio ambiente o la imagen de la empresa es mitigado por la clasificación del estudio RBI.

Los equipos son muy confiables y en forma práctica se asignó el nivel muy confiable o altamente confiable dependiendo si el trabajo al cual está sometido el equipo es normal o liviano, respectivamente.

Se evaluaron para cada uno de los equipos los tipos de impacto que se podrían generar en el sistema:

- Parada del sistema
- Disminución considerable de su capacidad y con tiempo significativo de reparación del equipo
- Afecta medianamente la capacidad del sistema porque tiene equipo de stand by.
- Menor impacto porque el equipo no se requiere todo el tiempo y se puede operar de forma manual.

Figura 9. Tipos de equipos estáticos por sistemas



Todos los equipos que se muestran en la figura 9 son esenciales según la metodología ABC para evaluación de rangos de criticidad. Estos equipos también tienen nivel de riesgo medio según el estudio RBI. Por lo tanto, la totalidad de los equipos estáticos de PGC son esenciales.

3.4.5 Resultados aplicación método FMECA: Esta metodología se aplica para definir las actividades de mantenimiento a falla, preventivo y predictivo que mitiguen los modos y efectos de falla para los equipos de planta de gas, evitando eventos inesperados de los mismos y permitiendo que todos cumplan con la función para la cual fueron diseñados.

En esta ocasión por tratarse de equipos nuevos se definieron las actividades de mantenimiento según las recomendaciones del fabricante.

Las actividades se agrupan en mtto preventivo (PV), mtto correctivo (CO) y mtto predictivo o de inspección (PD). Esto aplica en los casos en los que el manual del fabricante indica alguna actividad en cualquiera los tres tipos de mantenimiento.

El resultado de este trabajo es un documento en el cual se definen las actividades de mantenimiento, su duración, la cantidad de personas necesaria para cada tarea y los modos/efectos de falla asociados. A partir de este ejercicio se pueden definir las horas hombre (HH) necesaria para el mantenimiento de los equipos y estimar la cantidad de personas requeridas.

El trabajo se dividió en las siguientes partes:

- Definición de actividades según recomendaciones del fabricante.
- Definición de actividades mediante reuniones sistemáticas con especialistas y autoridades técnicas.
- Asociación de modos y efectos de falla, según la norma ISO14224, para cada actividad.
- Recomendación de: tiempo de duración de trabajo efectivo sobre el equipo y perfil técnico por especialidad por una persona competente y con experiencia en este tema.
- Repuestos y costos según listado de repuestos a 2 años suministrado por el líder del proyecto.
- Repuestos según otras fuentes: documentación del proyecto y correos directos del fabricante

Las horas hombre se proyectan al primer año de operación

3.4.5.1 Documentación utilizada: Se usaron los manuales de los equipos en la versión más actual entregada por la gestión de documentos del proyecto (VQ ingeniería) en noviembre de 2011. Los listados de repuestos para arranque y para dos años de operación entregados el líder del proyecto. Finalmente, los instructivos de mantenimiento a cargo del ingeniero de máquinas rotativas asignado al proyecto.

Los resultados se dividen en dos secciones:

- Documento FMECA
- Horas hombre y cantidad de personas para el mantenimiento

Primero se explica a manera de tutorial, como se organiza el archivo de FMECA. Luego se explican los detalles para el cálculo de las HH y personas requeridas.

Documento FMECA.

El documento consta de dos pestañas principales: 1) Índice y 2) FMECA PGC

La pestaña de Índice permite filtrar los equipos por sistema, tipo de equipo o P&ID. El índice tiene un vínculo de acceso a las actividades de mantenimiento en la pestaña FMECA PGC.

La pestaña FMECA PGC: es el núcleo de la información de las actividades de mantenimiento. La sábana de actividades esta codificada por colores para que sea más sencillo usar la información del documento. Las áreas de interés son las siguientes:

- Tipo de equipo: cada color diferencia el tipo de equipo (por filas), por ejemplo: bombas (rosado) y turbina (verde)
- Modos y efectos de falla: columnas de color blanco. Consta de: Función, tipo, tag equipo, marca, modo de falla, mecanismo de falla, causas de falla, parte, método de detección de la falla. Esta información se toma de la norma ISO 14224 y el datasheet del equipo.
- Mantenimiento preventivo: columnas de color naranja. Consta de: Mtto preventivo descripción, actividades de mtto preventivo, duración tarea, frecuencia, gente por especialidad según la tarea, cantidad de personas, repuestos necesarios para tarea, costo de repuestos necesarios, herramientas y equipos a usar
- Mantenimiento correctivo: columnas de color azul. Consta de: Mtto correctivo descripción, actividades mtto correctivo, duración tarea, gente por especialidad según la tarea, repuestos necesarios para tarea y part number
- Mantenimiento predictivo: columnas de color verde. Consta de: Mtto inspección descripción, actividades mtto de inspección, duración tarea, frecuencia, especialidad, gente por especialidad según la tarea y equipos utilizados para el mtto

Figura 10. Índice de presentación de actividades de mantenimiento.

FMECA (Análisis de efectos y modos de falla)						
ESTRATEGIA DE MTTTO PARA LA PLANTA DE GAS CUIPIAGUA 2011						
Fecha	Código	Elaborado			Versión	
05/02/2012		Ivan Cábulo			1	
CONVENCIONES:		N/A	NO APLICA			
	\$ ND	REPUESTO NO SE ENCONTRÓ EN LISTADO DE REPUESTOS A 2 AÑOS				
	*PEN	NO SE TIENE PARTE-NÚMERO EN DOCUMENTACIÓN				
PARA TODOS LOS EQUIPOS SE PRESENTAN LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO (MTTO) DIVIDIDAS EN TRES TIPOS: MTTTO PREVENTIVO, MTTTO CORRECTIVO, MTTTO INSPECCION						
	PV	PREVENTIVO				
	CO	CORRECTIVO				
	PD	PREDICTIVO				
*NOTA: PARA LOS CASOS EN QUE APLIQUE, ES DECIR, LOS CASOS EN LOS QUE EL MANUAL DEL FABRICANTE ESPECIFIQUE CADA TIPO						
Sistema GNO	Tif	Equipo	ACTIVIDADES MTTTO	Criticidad	Descripción	LANO (P)
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, CONTIGUO A M03CIP-5101 (MEG)	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, CONTIGUO A M05CIP-5595 (NY, QUM)	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, FRENTE A MOTOR GAS ACIDO KM-2501	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, FRENTE A UNIDAD JOULE THOMPSON	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, CONTIGUO A HE-2502	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, CONTIGUO A UNIDAD DE PRETRATAMIENTO ME-2401B	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, POSTERIOR A HE-2701	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, CONTIGUO A V-2701	CGP-F-SG-P
75-Firewater			CLIC ACA	CR - CRITICO	HIDRANTE MONITOR, ANTERIOR A HE-2701	CGP-F-SG-P
25-gas acido			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA PSV, GAS A TEA DE BAJA	CGP-F-SG-P
25-gas acido			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA PSV, GAS A TEA DE BAJA	CGP-F-SG-P
25-gas acido			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA PSV, GAS A TEA DE BAJA	CGP-F-SG-P
25-gas acido			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA PSV, GAS A TEA DE BAJA	CGP-F-SG-P
25-gas acido			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA PSV, BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE XP3500A	6029EM-C01
25-gas acido			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA PSV, BOMBA PRINCIPAL DE ACEITE XP3500B	6029EM-C01
55-inyeccion qui			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALV. ALVIO - DESCARGA P-5553	1241-ME055
55-inyeccion qui			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALV. ALVIO - DESCARGA P-5554	1241-ME055
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P
14-joule thompsc			CLIC ACA	CR - CRITICO	VALVULA DE ALVIO, TEA FRIA	CGP-F-SG-P

Figura 11. Sábana de actividades FMECA PGC.

3.4.5.2 Horas hombre para el mantenimiento: A partir de la información del documento FMECA se pueden obtener las horas hombre sobre la máquina (HH o hands on) para el mantenimiento de la planta.

Para calcular las HH, se utiliza el siguiente procedimiento:

- Se identifica cada actividad (para todos los equipos) como una rutina de mantenimiento periódico (MDD) o una rutina de mantenimiento mayor (MPP).
- Para cada MDD se tiene en cuenta la duración y la cantidad de persona requeridas de la actividad. La multiplicación de estos campos da como resultado la HH para una actividad en un equipo.
- Se suman las HH y se multiplican por la cantidad de equipos a los que se le realiza el mantenimiento. Por ejemplo una bomba de inyección de químico y su respaldo, cada bomba tiene varias actividades con diferente duración y cantidad de personas.
- Para proyectar las horas de mto en un año de operación, se tiene en cuenta la frecuencia de la actividad y de esta forma el número de veces que se repite en un año. Esto no aplica para mantenimientos del tipo correctivo.
- Las HH para los MPP se contabilizan de forma separada.
- Se presentan por separado las HH asociadas con las rutinas de operadores (OPER).

Las HH totales tienen en cuenta todas estas consideraciones y se resumen en la siguiente tabla para todos los equipos.

Tabla 9. HH de mantenimiento de la PGC: área mecánica.

	MDD 1ER AÑO (HH)			MPP (HH)	INSPECC OPER (HH/AÑO)
	PV	PD	TOTAL	MTTO MAYOR	
MEC	7107	1307	8414	4710	2985

Consideraciones Especiales del FMECA

Del documento “FMECA EqELEC” algunas actividades se definieron dentro del CMMS Ellipse en cuanto a:

- Actividades que corresponden a Operadores de Proceso.
- No se incluirán dentro de los formatos de cargue al CMMS Ellipse.
- Actividades que corresponden a Mtto Preventivo Eléctrico.

Para los interruptores de potencia del área eléctrica, existen algunas actividades preventivas que se llevan a cabo por el número de operaciones (cierre / apertura), y otras por número de disparos (por corto circuito). El número de maniobras que se realizan (ya sea por disparo u operaciones) en este tipo de interruptores no logra ser mayor de 20 veces en un año; es decir, requieren de acciones preventivas al menos cada 50 años. Por ello no quedan contempladas dentro de la estrategia de mtto.

Actividades que requieren de recurso externo.

Existen algunas actividades por inspección que requieren de especialistas externos para desarrollarse.

Dentro del archivo “FMECA EqELEC” se definió en la columna “GENTE POR ESPECIALIDAD SEGÚN LA TAREA” como *ELE (especialista eléctrico), a fin de identificarlas con facilidad.

3.5 ESTUDIO RBI (RISK BASED INSPECTION) PARA LAS LÍNEAS Y EQUIPOS DE PROCESO DE LA PLANTA DE GAS CUIPAGUA FASE I

3.5.1 Objetivos Generales: Vamos a presentar un Caso que hemos desarrollado en CPF de Cuiagua con la participación de las Autoridades Técnicas de Ecopetrol, especialistas de todas las disciplinas, quienes aportaron en este ejercicio su experiencia y conocimiento, personal Aliado que colabora en nuestra operación; TECNICONROL, C.I.C(Corporación para la Investigación de la Corrosión), en el suministro del Software y cálculo de las velocidades de corrosión, respectivamente, quienes hicieron parte de este ejercicio como consultores y suministraron programas tecnológicos para los cálculos de Riesgo Cuantitativo; TIPIEL, como diseñador de la Planta de Gas.

En este resultado lo que vamos a mostrar es la metodología, por lo que estaremos haciendo referencia a algunos apartes de todo el resultado del mismo, el cual consiste en el desarrollo de un estudio RBI (Risk Based Inspection) nivel cuantitativo, para las líneas y equipos de proceso de la planta de gas Cuiagua Fase I, de acuerdo a los lineamientos establecidos en la norma API 581-2008

De acuerdo a la metodología incluida en el API 581-2008, los pasos a desarrollar serán los siguientes:

- Recopilar y analizar la información técnica emitida en la ingeniería de detalle de la planta de gas Cupiagua Fase I, aplicable en la metodología RBI para las líneas, equipos de proceso.
- Generar información en campo (línea base de espesores e inspección visual de líneas y equipos de proceso) y verificar la información contenida en la ingeniería de detalle de la planta de gas Cupiagua Fase I.
- Segmentar la planta en “Grupos de Inventario” (IG) de acuerdo a la ubicación de las válvulas de “shutdown” consideradas en el diseño de la misma.
- Segmentar la planta en “Circuitos de Corrosión” (CC) de acuerdo a las propiedades de los materiales, condiciones operacionales y corrosividad de los fluidos de proceso.
- Determinar los factores de daño susceptibles en los subsistemas de la planta, de acuerdo a los lineamientos establecidos en la norma API-581-2008.
- Determinar los mecanismos de corrosión susceptibles en cada uno de los circuitos de corrosión definidos.
- Determinar las velocidades de corrosión para cada uno de los circuitos de corrosión establecidos.
- Evaluar el nivel de riesgo cuantitativo de las líneas, equipos de proceso que integran la planta, con base en la determinación de la probabilidad y consecuencia de falla, mediante el uso del software especializado “ORBIT ONSHORE-DNV”.

3.5.2 Alcance. El estudio RBI (Risk Based Inspection) desarrollado en la planta de gas Cupiagua Fase I, aplica para:

- Líneas y equipos de proceso (incluye paquetes de regeneración de glicol y adulzamiento).
- Líneas de servicios auxiliares (utilitarios): red de aire, nitrógeno y fuel gas.

A continuación se relacionan las líneas y equipos excluidos del presente estudio RBI:

- Sistema contra incendios: La red de gas contra incendios fue construida en acero al carbono y su trazado final fue definido durante la construcción de la planta. Es importante señalar que a pesar de que el tipo de fluido del sistema contra incendios, no impacta en el nivel de riesgo de dicho sistema, en virtud del bajo nivel de consecuencias en el eventual caso de presentarse una falla (fuga o ruptura), dicho sistema si es considerado crítico para la operación; no obstante, dicho análisis no se encuentran enmarcado dentro de la filosofía RBI. Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda para dicho sistema llevar a cabo un estudio de corrosividad y susceptibilidad a fenómenos de biocorrosión e incrustaciones; de igual manera se recomienda implementar una estrategia para el control de la amenaza corrosión externa.
- Paquete de inyección de químicos.
- Sistema de instrumentación y control.
- Teas.
- PSV's, incluida en el Estudio RCM de este mismo Documento.

3.5.3 Descripción de la metodología desarrollada:

3.5.3.1 Objetivos

- Establecer el nivel de riesgo en las líneas, equipos de proceso Mediante la implementación de la metodología RBI cuantitativo definida en la norma API 581-2008 "Risk Based Inspection", para la Planta de Gas de Cupiagua.
- Definir un plan de inspección mecánica para la administración del nivel de riesgo en cada uno de los equipos, evaluados mediante la metodología RBI, de tal manera que obtengamos la estrategia de Integridad para la nueva planta de Gas de Cupiagua, con aplicación a (5) años.

3.5.3.2 Determinación de Sistemas a trabajar

- Joule Thompson
- Sweeting Unit (Unidad de Endulzamiento).
- FlaresSystems, (Teas)
- Sales Gas Compression, (Compresor de Gas Ventas).
- MEG (Unidad de Mono-etanol-Glicol).
- Acid Gas, (Gas ácido).
- Sales Gas Meter, (Sistema de Medición de Gas).
- Chemical Injection, (Inyección de Químicos).
- Reinyección Media Presión.
- Servicios Utilitarios.

3.5.4 Metodología desarrollada en el trabajo: La metodología de evaluación implementada incluye un análisis integral de información, basado en procedimientos cuantitativos, cuya finalidad es evaluar el nivel de riesgo de los equipos estáticos de la planta y establecer un plan de inspección jerarquizado de dichos equipos.

Para realizar los cálculos de probabilidad y consecuencias de falla se utilizó el software especializado denominado “ORBIT ONSHORE”, el cual fue desarrollado por Det Norske Veritas (DNV) siguiendo los lineamientos establecidos en API RP-581. “Risk-based Inspection Technology, Second Edition, September 2008”. En la Figura 12 se describen las fases desarrolladas dentro de la metodología RBI cuantitativo para la planta de gas Cupiagua:

Figura 12. Metodología desarrollada para el análisis del RBI ESTÁTICO.



3.5.5. Consideraciones para el desarrollo del estudio RBI: A continuación se relacionan las principales consideraciones contempladas en el presente estudio:

- Debido a que la planta de gas Cupiagua fase I se encontraba en construcción durante el desarrollo del estudio RBI, se emplearon datos teóricos obtenidos por simulación y modelos predictivos para la determinación de las velocidades de corrosión.
- Los análisis para la determinación de las velocidades de corrosión, consideraron la inyección de inhibidor de corrosión en la planta de gas Cupiagua Fase I, con una eficiencia de mínimo 90%.
- Los datos de entradas relacionados con condiciones operaciones de la planta, materiales de construcción, datos de ingeniería, data sheet de equipos, longitudes, diámetros de equipos, entre otros fueron adoptados de la Ingeniería emitida por Tipiel.
- Las líneas y equipos de proceso considerados en el presente estudio, corresponden a los relacionados en los P&ID's de la ingeniería de detalle emitida por Tipiel.
- Con el objeto de establecer de manera preliminar los segmentos susceptibles a Fatiga, se calculó el factor de daño relacionado con dicha amenaza, para aquellas tuberías adyacentes a: compresores, válvulas de control y válvula joule Thompson.
- Los valores de los factores de daño calculados fueron aplicados a la probabilidad de falla genérica de cada componente, con una magnitud igual al calculado de acuerdo a la norma API 581-2008; sin embargo, aquellos factores cuyo resultado fue menor o igual a 1, no fueron aproximados a 1, tal como lo sugiere la norma API 581-2008. La consideración anterior se fundamenta en que el presente estudio se efectuó para una planta nueva, por consiguiente, se consideró conservativo llevar a cabo dicha aproximación si se tiene en cuenta que al aproximar los factores de daño menores de 1 hasta un valor de 1, se asumiría que las líneas y equipos de procesos de la planta de gas Cupiagua Fase I, tienen una probabilidad de falla similar a las estadísticas de la industria a nivel mundial, lo cual no es comparable con una planta nueva.

Para el desarrollo del trabajo se debe tener en cuenta:

LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

- Recolección de información: La información requerida para llevar a cabo el estudio de Inspección Basada en Riesgo, tiene la finalidad de conocer con mayor relevancia las áreas de Operación, Mantenimiento y Seguridad de la instalación, y que servirán para alimentar la base de datos requerida para aplicar la metodología API RBI, así como establecer los criterios necesarios para la evaluación del nivel de riesgo de los equipos estáticos de la instalación. Esta Actividad se compone de:
- Revisión y Actualización de planos: En esta fase del estudio se ejecuta una revisión de los planos con Rev. As-built de la facilidad, con el objeto de identificar las modificaciones dentro de la instalación producto del proceso del manejo del cambio. Adicionalmente, se incluye la revisión de ampliaciones de planta con la instalación de nuevo equipo o componentes de tipo estático, de esta forma se actualiza el inventario de equipos estático y tuberías de proceso, que forman parte de la instalación y que no se encuentran incluidos en el análisis de RBI ejecutado en años anteriores.
- Toda la información que se recolecta corresponde a la desarrollada por TIPIEL, S.A.⁵⁰, durante el desarrollo de la ingeniería para la Planta de Gas de Cupiagua, así como toda la tecnología del proceso, que incluye información de los equipos, recomendaciones de los proveedores, el conocimiento y análisis que se hicieron sobre las propiedades físicas y peligros de las materias peligrosas que se manejarían; el paquete tecnológico correspondiente a las interconexiones de la planta existente con esta nueva planta.
- Inventario en planos/isométricos modificados: El objeto de esta fase es realizar el inventario de los componentes nuevos de ampliaciones y/o actualización de las modificaciones dadas por el manejo del cambio sobre planos e isometría, durante esta actividad se realizara un desglose detallado de las líneas de tuberías y equipos de proceso revisando sobre planos cada uno de los sistemas nuevo o modificados y sus respectivos componentes y accesorios, tales como: válvulas, piernas muertas, puntos de inyección de químicos, uniones socket Weld y roscadas, puntos de monitoreo y control de corrosión, juntas bridadas, etc.
- Inventario en campo de componentes nuevos o modificados: Mediante la información recopilada e integrada sobre planos e isométricos del punto anterior, se procede a una verificación en campo de la información de P&ID, condiciones operacionales y geometría de cada uno de los sistemas.

- Recolección registros y de históricos: Mediante la recolección de registros e históricos de inspección, monitoreo y control de corrosión y de mantenimiento es posible validar los mecanismos de daño identificados.
- Recolección información de inspección para el trabajo realizado: Se realizó el levantamiento de la línea base de inspección mediante la toma de información de medición de espesores.

A partir de la revisión de la ingeniería, diagramas de proceso (PFDs) y diagramas de Instrumentación y tubería (P&ID) emitidos por Tipiel*, se encontró que para el RBI de la planta de gas Cupiagua Fase I se consideraron 1124 componentes estáticos.

En el archivo Excel “RESUMEN DE RESULTADOS RBI PLANTA DE GAS CUPIAGUAFASE I.xls” complementario al presente documento se puede apreciar el inventario de equipo estático considerado en el presente estudio, se presenta como Anexo A.

Con la información ya clasificada, actualizada se ordena la información por Unidades de Proceso y por componentes, dándole la identificación según los tags definidos en la ingeniería, y tal cual se presenta en el Anexo A, en la Hoja de Trabajo: “Unidades de Proceso”.

3.5.6 Definición de grupos de inventarios (inventory groups: ig) y factores de daño a calcular.

3.5.6.1 Grupos de inventarios

Generalidades

La definición de los grupos de inventarios en un estudio RBI, se lleva a cabo para establecer la masa de fluido disponible a ser liberado en caso de una fuga o falla de una determinada sección de la planta. Cada grupo de inventario se compone de líneas y equipos de procesos de secciones de la planta, delimitados por dispositivos de aislamiento, que permitan aislar el fluido contenido en dichos componentes.

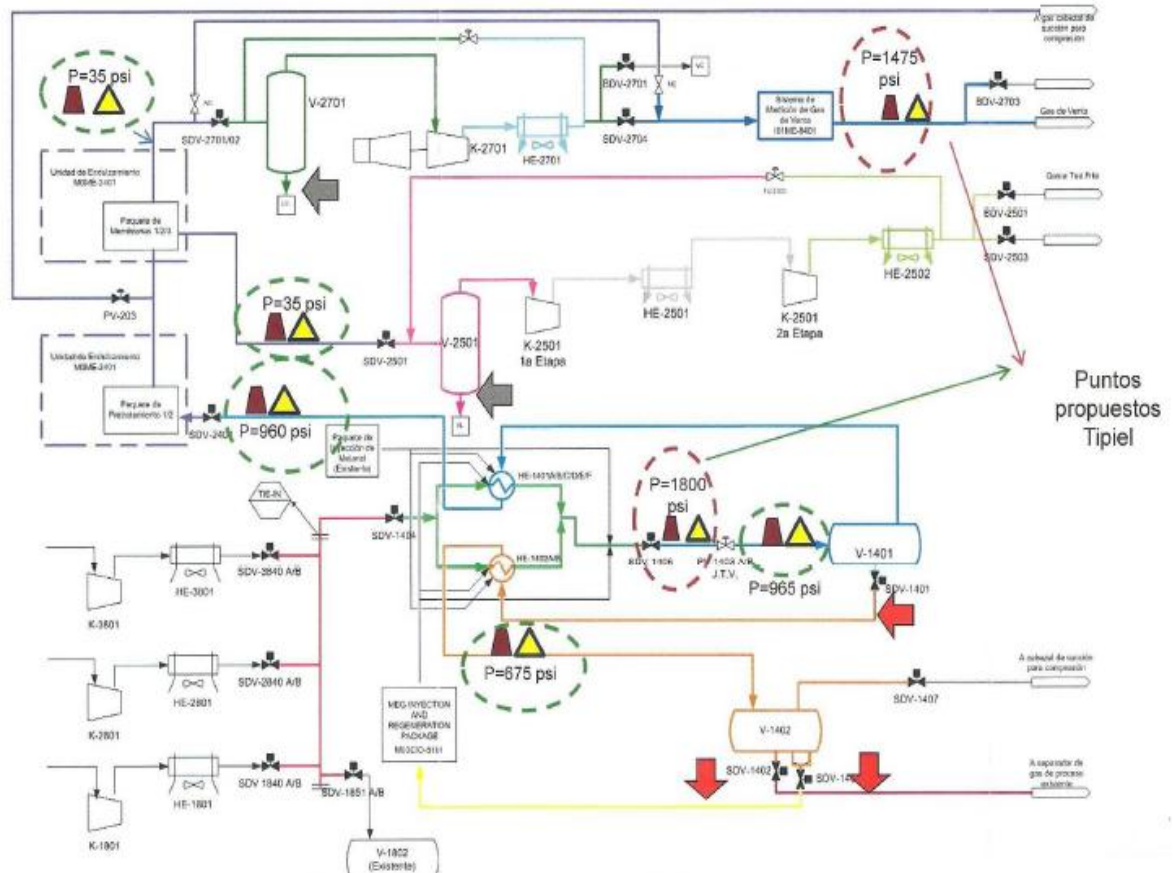
Cantidad y ubicación de grupos de inventarios

Tomando como referencia las válvulas de seccionamiento y shut down operadas remotamente se determinaron los grupos de inventarios del sistema de gas de proceso y condensados, de igual forma, considerando válvulas de corte manual, se identificaron los grupos de inventarios para los sistemas utilitarios.

En el archivo, Anexo A en Excel “RESUMEN DE RESULTADOS RBI PLANTA DE GAS CUPIAGUAFASE I.xls” complementario al presente documento se puede apreciar la segmentación de la planta por grupos de inventarios para el sistema de gas de proceso y condensados, observar la Hoja de Trabajo: “Grupos de Inventario, Sistemas de Proceso” y en la gráfica que se adiciona a este párrafo. Se puede observar que se tomaron los Grupos de inventarios por colores.

DEFINICIÓN GRUPOS DE INVENTARIOS

Figura 13. Puntos de monitoreo de FQ y Velocidad de Corrosión.



3.5.6.2 Definición de factores de daño a evaluar

De acuerdo a lo establecido en la norma API 581 “Risk-based Inspection Technology, Second Edition, September 2008”, durante el desarrollo de la metodología de inspección basada en riesgos, se requiere analizar la susceptibilidad a presentarse 21 factores de daño, clasificados en las siguientes 7 categorías:

- A. Adelgazamiento (Thinning)
- B. Daño en recubrimientos internos (Component Linings)
- C. Daño externo (External Damage)
- D. Stress Corrosion Cracking
- E. Ataque por Hidrógeno a alta temperatura (HTHA)
- F. Fatiga mecánica (Mechanical fatigue)
- G. Fractura frágil (Brittle fracture)

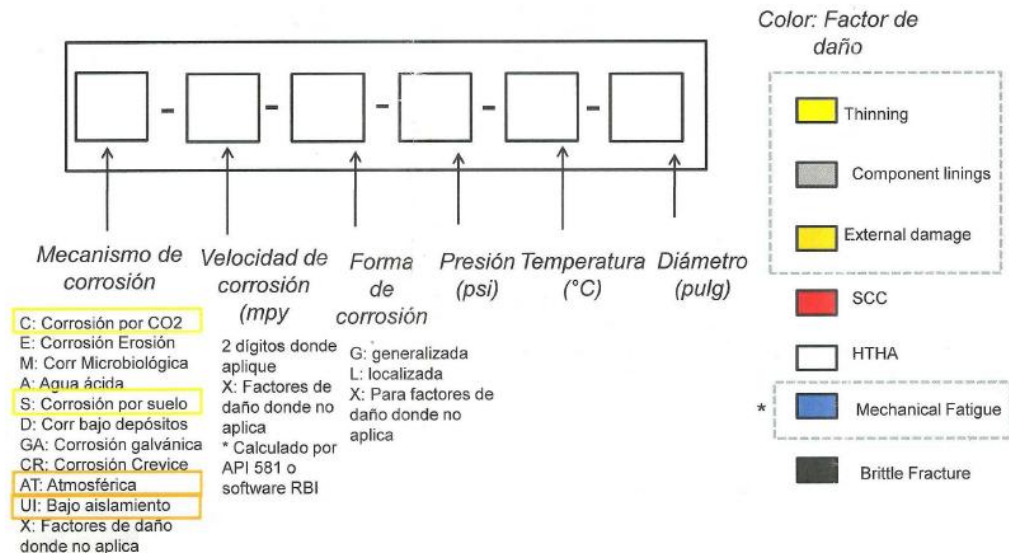
Con el objeto de establecer los factores de daño a calcular, se analizó cada uno de los 21 factores de daño considerados en la norma API 581 y clasificados según las categorías mencionadas. A cada uno de ellos se les aplicó los criterios de evaluación definidos en dicho estándar, para definir la susceptibilidad y por consiguiente desarrollar los respectivos cálculos.

Después de llevarse a cabo el respectivo análisis se determinó que de acuerdo a los materiales de construcción de la planta, especificaciones de los fluidos y condiciones operacionales, los siguientes factores de daño son susceptibles a presentarse en la planta de gas Cupiagua Fase I:

- Adelgazamiento (Thinning).
- Daño externo (External Damage).
- Fatiga.

Es importante señalar que debido a que la planta no inició su operación durante la realización de este trabajo, no se contó con información que permitiera concluir si una determinada línea de proceso sería susceptible a fatiga, por consiguiente, con el objeto de establecer de manera preliminar los segmentos susceptibles a dicho fenómeno se calculó este factor de daño para aquellas tuberías adyacentes a: compresores, válvulas de control y válvula Joule Thompson. En el ANEXO B se presenta el análisis para la definición de los factores de daño a calcular.

Figura 14. Codificación de mecanismos de daño.



3.5.6.3 Definición de circuitos de corrosión, mecanismos de daño, y velocidades de corrosión:

- Definición de circuitos de corrosión: Un circuito de corrosión es un grupo de equipos o partes del mismo que están expuestos al mismo ambiente externo o interno (presión, temperatura, tipo fluido, etc.) y fabricados con el mismo material, y que tendrán el mismo mecanismo potencial de degradación.

En cada circuito de corrosión la degradación de los componentes puede ser en la superficie interna o externa. La velocidad o tasa de degradación de éstos dependen de la combinación de los siguientes factores:

- Material de construcción.
- Condiciones operativas del equipo (para la degradación interna).
- Las condiciones del medio ambiente (para la degradación externa).
- Medidas de protección.
- Presión de operación
- Velocidad del fluido.
- Piernas muertas.
- Puntos de inyección.

Para cada circuito de corrosión es necesario identificar los mecanismos de daños activos, para ello es necesario revisar cuales potencialmente puede activarse en el circuito, para ello es necesario evaluar características físicas y químicas que

involucran: material de fabricación, condiciones del proceso (tipo de fluido, temperatura, etc.), las condiciones ambientales externas. Adicionalmente se deben analizar e integrar registros e históricos de inspección, monitoreo y control de corrosión y de mantenimiento. La identificación de los mecanismos de daño se hizo bajo el estándar API RP-571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.

En el archivo Excel, Anexo A, "RESUMEN DE RESULTADOS RBI PLANTA DE GAS CUPIAGUAFASE I.xls" complementario al presente documento se puede apreciar la segmentación de la planta por circuitos de corrosión para el sistema de gas de proceso y condensados.

- Mecanismos de daño estudiados: Según los factores de daño considerados en 3.5.6.2 se hace el análisis de cada uno de ellos a continuación.

Para el factor de daño adelgazamiento (thinning): se definieron los mecanismos de corrosión que se relacionan a continuación:

Corrosión por CO₂: El gas de proceso contiene concentraciones de CO₂ que pueden alcanzar una concentración molar del 23% en algunas corrientes de proceso, la anterior condición, las altas presiones de operación y la posible presencia de agua libre en sistema, pueden favorecer la solubilidad del CO₂ en el agua, la disminución del pH y como consecuencia, existe la susceptibilidad a fenómenos de corrosión por CO₂.

Corrosión por suelo: Algunos de los sistemas de tubería de proceso (particularmente los sistemas de drenaje cerrado) se construyeron enterrados dentro de las instalaciones de la planta de gas Cupiagua. La anterior condición posibilita fenómenos de corrosión por suelo, la cual estará definida por la calidad del recubrimiento y la corrosividad del suelo. Es importante señalar que las líneas enterradas no dispondrán de sistemas de protección catódica como mecanismo de mitigación de la corrosión por suelo, complementario al sistema de recubrimientos.

Corrosión por Glicol: Las líneas y equipos de proceso fabricados en acero al carbón o pueden ser susceptibles a fenómenos de corrosión, en sistemas de inyección y regeneración de glicol. El grado de corrosividad de dichos sistemas está definido por la posible degradación del glicol por efecto de la temperatura, la cual conlleva a la formación de ácidos corrosivos tales como: ácido glicólico, ácido glioxálico, ácido fórmico, ácido carbónico y ácido oxálico.

Para el factor de daño externo, external damage, se definieron los mecanismos de corrosión que se relacionan a continuación:

Corrosión atmosférica: Un gran porcentaje de las líneas de proceso de la planta de gas Cupiagua se instalaron sobre soportes pipe rack dentro de las instalaciones; teniendo en cuenta lo anterior, las condiciones atmosféricas, la posible condensación de agua en la superficie del acero y la degradación del recubrimiento pueden favorecer fenómenos de corrosión atmosférica en las tuberías y equipos de proceso de la planta.

Corrosión bajo aislamiento (CUI): La presencia de aislamiento térmico y de protección personal en un gran porcentaje de los sistemas de proceso de la planta, favorece posibles fenómenos de corrosión bajo aislamiento. Los fenómenos de corrosión bajo aislamiento se originan por la filtración de agua por las juntas de unión del aislamiento y/o la condensación de agua en el espacio anular existente entre la tubería y el aislamiento térmico.

NOTA: Los mecanismos de corrosión fueron definidos por El Grupo de Trabajo de Autoridades Técnicas de Ecopetrol y el Consultor Tecnicontrol, y revisados en el taller de mecanismos de daño, que se llevó a cabo en Cupiagua el día 22 de Noviembre del 2011.

Ver Tabla 4.2 del API RBI 580-2008, página 2-18.

- Velocidades de corrosión: Teniendo en cuenta que al momento de realizar el presente estudio, la planta de gas Cupiagua se encontraba en proceso de construcción, y por consiguiente no existía n registros de monitoreo de corrosión, las velocidades de corrosión para cada uno de los mecanismos de daño establecidos, se determinaron de la siguiente manera:

Corrosión por CO₂: Las velocidades de corrosión por CO₂ se determinaron teóricamente mediante un modelo de predicción por simulación. Inicialmente se llevó a cabo una revisión de los principales modelos de predicción de corrosión por CO₂ reportados en la literatura: De Waard 93, De Waard 95 y Norsok, sin embargo debido a las bajas temperaturas de operación de algunas de las corrientes de proceso, se concluyó que dichos modelos no eran aplicables.

Finalmente se seleccionó el modelo desarrollado por C.I.C (Corporación para la Investigación de la Corrosión)¹⁶, el cual se ajustó a la mayoría de condiciones operacionales de la planta de gas Cupiagua Fase I.

¹⁶ Aliado de ECOPETROL, S.A. en la Operación de Cupiagua y desarrollador del modelo aplicado para el cálculo de la velocidad de la corrosión.

El modelo de corrosión fue aplicado a las corrientes de proceso definidas por Tipiel¹⁷ en la ingeniería de la planta, y cuyas características fueron consolidadas en el documento CGP/F-SG-P1-PRP-00-002-1/2 “Heat and Material Balances”.

Además de las corrientes establecidas en la ingeniería, se segmentó el proceso de la planta en un mayor número de corrientes, teniendo en cuenta cambios en la presión y temperatura de operación de algunos sistemas. Para las nuevas corrientes se ponderó el valor de velocidad de corrosión teniendo como referencia el valor de velocidad de corrosión por CO₂ obtenido por simulación en las corrientes ubicadas aguas arriba y aguas debajo de la corriente de interés.

En el ANEXO C se presenta el consolidado de velocidades de corrosión por CO₂, obtenidas por simulación y la descripción del modelo C.I.C⁵¹ empleado.

Corrosión por suelo: Para definir las velocidades de corrosión por suelo se aplicó la metodología teórica propuesta en la norma API 581-2008. La metodología consideró los siguientes cinco (5) parámetros: tipo de suelo, resistividad eléctrica del suelo, temperatura del sistema, efectividad de sistemas de protección catódica y efectividad del recubrimiento.

En el ANEXO D se presenta la metodología empleada para la determinación de la velocidad de corrosión por suelo y resultados obtenidos.

Corrosión por glicol: De acuerdo a la información suministrada por el fabricante del paquete de regeneración de glicol (FLARGENT), la mayoría de las líneas y equipos de proceso fueron construidas en acero al carbono; teniendo en cuenta lo anterior, en el presente estudio se consideró de forma conservativa que se presentará corrosión por los productos de degradación del glicol.

Para la determinación de la velocidad de corrosión del acero al carbono por efecto de los productos de degradación del glicol, se adoptó la metodología descrita en el capítulo 2.B.10 “Acid Sour Water Corrosión” de la norma API 581-2008 el cual está fundamentado principalmente en el efecto del pH y la temperatura en la velocidad de corrosión en sistemas que contienen H₂S.

Es importante señalar que el proceso de la planta de Gas Cupiagua Fase I no existe presencia de H₂S, por consiguiente la metodología para la determinación de la velocidad de corrosión por glicol a partir del modelo “Acid Sour Water Corrosion” puede presentar ligeras desviaciones; sin embargo considerando que en la

¹⁷ Firma que desarrolló la Ingeniería para la Planta de Gas de Cupiagua de Ecopetrol.

literatura no existen investigaciones o modelos teóricos para la determinación de velocidad de corrosión por glicol, puede considerarse el modelo adoptado como aceptable para efectos del RBI cuantitativo desarrollado, debido a que el modelo adoptado considera apropiadamente el efecto del pH en la velocidad de corrosión, el cual es el factor de mayor importancia en los sistemas de regeneración de glicol, en el eventual caso de presentarse degradación del glicol, y como consecuencia la formación de ácidos orgánicos.

En el ANEXO E se presenta la metodología empleada para la determinación de la Velocidad de corrosión por glicol.

Corrosión en sistemas utilitarios: Además de los fluidos de proceso, en la planta de gas Cupiagua existen sistemas utilitarios: aire de instrumentos, nitrógeno, fuel gas, diesel fuel, lubeoil, entre otros. Teniendo en cuenta la naturaleza de los fluidos, se puede concluir que la corrosividad de dichos sistemas es baja; por otra parte, debido a que no se dispone de registros de campo que indiquen las velocidades de corrosión reales de dichos sistemas, en el presente estudio se adoptaron valores teóricos basados en el juicio de los especialistas en corrosión del Grupo de trabajo.

En el ANEXO F se presenta los valores de velocidades de corrosión adoptados para los sistemas utilitarios.

3.5.7 Evaluación del Riesgo: En forma general, en la planta de gas Cupiagua Fase I se identificaron los siguientes sistemas de proceso: 1) Conexión (tie-in) a la descarga de los compresores existentes en la planta Cupiagua (tren II de reinyección de gas), 2) Ajuste del punto de rocío y separación de hidrocarburos pesados en una unidad Joule Thompson, 3) Eliminación del contenido de CO₂ hasta especificaciones RUT en una unidad de endulzamiento por sistema de membranas, y 4) Sistema de compresión y medición.

Con base en lo anterior y de acuerdo a la revisión de la información de Ingeniería existente, se determinó que el número de equipos estáticos a analizar en la instalación está conformado por 1124 componentes conformados por líneas y equipos de proceso; de igual manera, se consideraron 35 válvulas de seguridad y alivio de presión (PSV's).

Teniendo en cuenta la ubicación de los dispositivos de aislamiento (válvulas de corte) dentro de la planta, se determinaron los grupos de inventarios (IG), los cuales corresponden a la masa de fluido disponible a ser liberado en caso de una fuga o falla de una determinada sección de la planta. Cada grupo de inventario se compone de líneas y equipos de procesos de secciones de la planta, delimitados por dispositivos de aislamiento, que permitan aislar el fluido contenido en dichos componentes.

De acuerdo a las propiedades de los materiales, condiciones operacionales y corrosividad de los fluidos de proceso, se segmentó la planta en “Circuitos de Corrosión” (CC).

Después de analizarse el proceso de la planta, levantar y organizar la información requerida para el análisis RBI, definir el inventario de líneas, equipos de proceso y PSVs y segmentar la planta por grupos de inventarios y circuitos de corrosión, se procedió con el análisis de riesgo cuantitativo, siguiendo los lineamientos establecidos en la norma API 581 y empleando el software especializado “ORBIT ONSHORE-DNV”.

De acuerdo a los resultados del análisis RBI cuantitativo, se determinó que los diez (10) equipos relacionados en la Tabla Anexa, aportan los mayores niveles de riesgo de la planta, el cual equivale el 45.68% del riesgo total.

Tabla 10. Las líneas y/o equipos con mayor nivel de riesgo calculado.

TOP por nivel de Riesgo	Unidad de proceso	TAG Equipo/Línea	Diámetro (pulgadas)	Longitud (ft)	Riesgo (Dolares/año)	% de contribución al riesgo Total
1	JOULE THOMPSON	16-PG-14088-K2AL-VA	16	379,99	\$ 3.737,540	11,23
2	SWEETENING UNIT	16-PG-24010-D2A1-VA	16	1640,42	\$ 3.102,445	9,32
3	JOULE THOMPSON	16-PG-14003-E2A1-VA	16	227,36	\$ 2.603,835	7,82
4	SALES GAS COMPRESSOR SYSTEM	16-SG-27025-E2A1-PP	16	260,43	\$ 1.205,525	3,62
5	JOULE THOMPSON	10-PG-14054-B2A1-FY	10	119,75	\$ 956,454	2,87
6	JOULE THOMPSON	16-PG-14015-D2A1-EC	16	313,65	\$ 888,241	2,67
7	SALES GAS METERING SYSTEM	16-SG-27021-E2A1-VA	16	192,06	\$ 784,696	2,36
8	SALES GAS COMPRESSOR SYSTEM	16-PG-27008-D2A1-VA	16	131,89	\$ 743,195	2,23
9	JOULE THOMPSON	2-PG-14090-K2AL-VA	2	1640,42	\$ 676,179	2,03
10	SWEETENING UNIT	18-PG-24009-D2A1-EC	18	190,62	\$ 511,898	1,54

FUENTE: Estudio RBI 581-2008.

El nivel de riesgo de los equipos relacionados anteriormente, obedece al volumen de producción que manejan, de igual manera, de acuerdo a la filosofía de operación de la planta, una falla en dichos componentes impactaría directamente sobre la producción total de la instalación.

Al realizar un análisis global del aporte de cada componente evaluado, al nivel de riesgo total de la planta, se determinó que aproximadamente el 16% de los equipos estáticos de la planta (líneas y equipos de procesos) contribuyen con el 80% del riesgo total anual, de la planta de gas Cupiagua Fase I. (Ver grafica 15).

Para el desarrollo de una evaluación de Inspección Basada en Riesgo (IBR), es posible apoyarse en el uso de herramientas informáticas especializadas en la aplicación de la metodología de API RBI.

Para este caso se utilizó la herramienta denominada ORBIT DNV ambas soportadas en el estándar API RP 581-2008, a un nivel cuantitativo.

Este tipo de análisis involucra una metodología sistemática, consistente y documentada, basada en sí misma en los resultados de inspecciones y registros de monitoreo previos.

Este método involucra el uso de bases de datos para realizar los cálculos del nivel de riesgo y los programas de inspección, lo cual implica una gran colecta de información en la evaluación inicial, sin embargo, esto a su vez implica un gran ahorro de trabajo en evaluaciones futuras. Para la evaluación de riesgos API RBI y actualización del nivel de riesgo se plantean las siguientes actividades:

3.5.8 Resultados del estudio RBI para equipo estático: En el archivo Excel, Anexo A, “RESUMEN DE RESULTADOS RBI PLANTA DE GAS CUIAGUAFASE I.xls” complementario al presente documento se puede apreciar la principal información de la línea y/o equipo evaluado, la probabilidad de falla, la consecuencia de falla y el nivel de riesgo asociado a cada componente.

A continuación se presentan las gráficas de tendencias de los principales resultados obtenidos partir de la valoración de riesgos cuantitativo:

La figura 15 representa la tendencia de un diagrama tipo “pareto” en el cual se encontró que aproximadamente el 16% de las líneas y equipos estáticos de la planta de gas Cupiagua fase I, representan el 80% del riesgo total de la planta. El comportamiento anterior implica invertir los recursos de inspección de una manera jerarquizada, para asegurar la integridad mecánica de dichos componentes.

Al ubicar las líneas y equipos de proceso evaluados en la matriz de riesgo API-581, se encontró la distribución descrita en Figura 16. En dicha gráfica se evidencia que la mayoría de los componentes evaluados se encuentran ubicados en la categoría de probabilidad de falla más baja. En términos de consecuencias se encontró que los equipos evaluados se encuentran distribuidos en las categorías de consecuencia A hasta D.

En términos porcentuales se encontró que el 62% de los equipos evaluados se encuentran en un nivel de riesgo medio; el 38% restante, se encuentran ubicados en la categoría de riesgos bajo, tal como se aprecia en Figura 15.

Figura 15. Porcentaje de distribución de riesgo respecto a la cantidad de equipo.

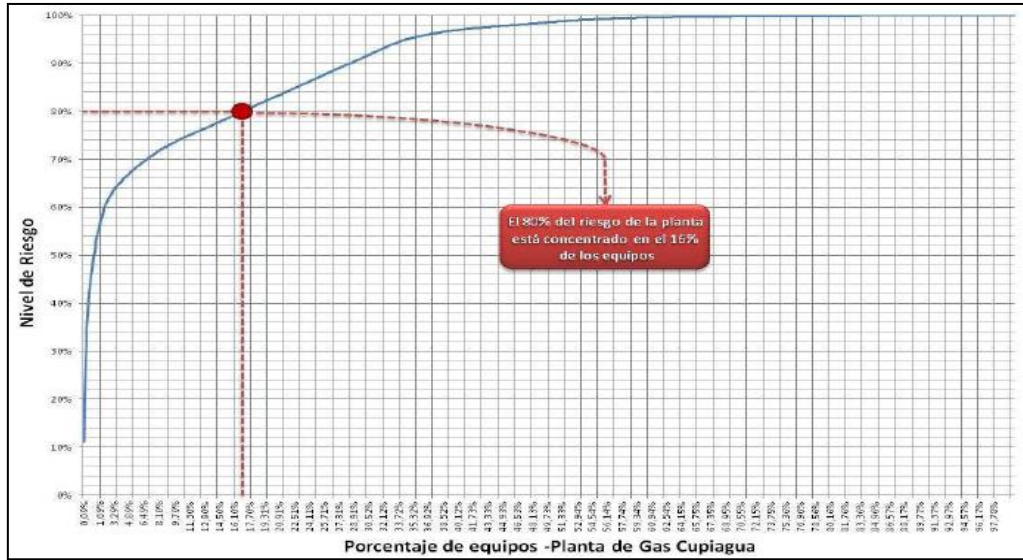
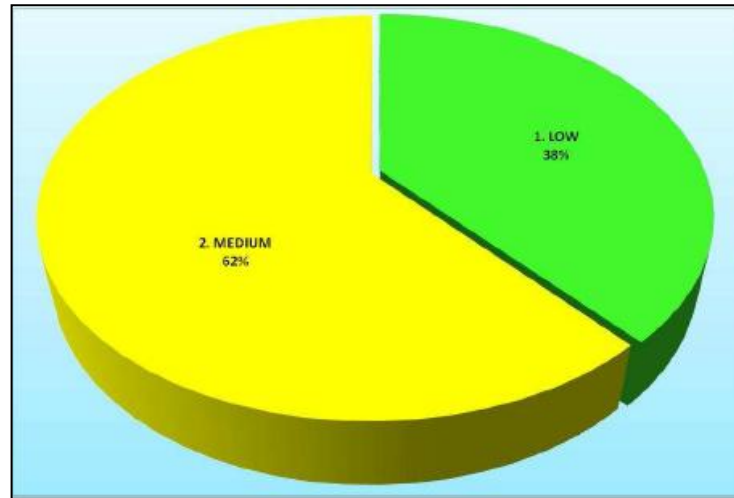


Figura 16. Matriz de distribución del riesgo.

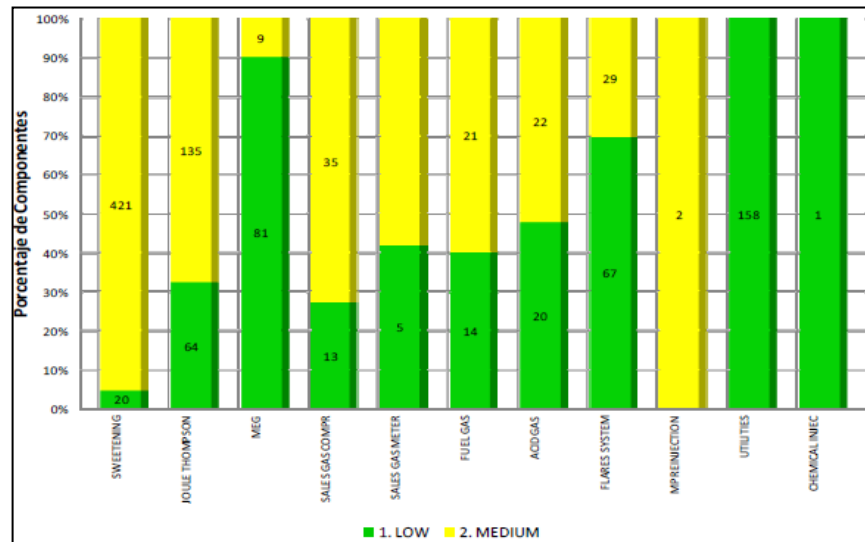
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
2	1	0	1	12	0
1	202	240	295	373	0
	A	B	C	D	E

Figura 17. Porcentaje de distribución de riesgo por categorías.



La Figura 16 permite visualizar la cantidad de líneas y equipos de procesos en cada unidad de proceso de la planta, de acuerdo a las categorías de riesgos calculadas (riesgo medio y riesgo bajo).

Figura 18. Cant.De equipos por categoría de riesgo en subsistemas evaluados.

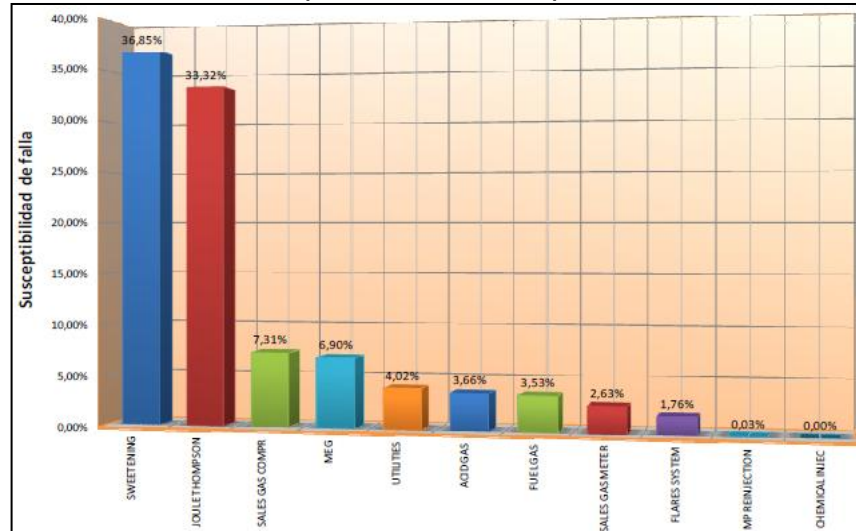


Proceso de la planta, a la susceptibilidad de falla total de la planta, se encontró la distribución ilustrada en Figura 19.

Los resultados indicaron que Los sistemas de aduzamiento, Joule Thompson y Sales Gas Compresor corresponden a los de mayor susceptibilidad de falla, con un 36,85%, 33,32% y 7,31%, respectivamente. Es importante señalar que en

dichos sistemas se concentran las líneas de proceso, que aportan la mayor longitud del total de las líneas de la planta.

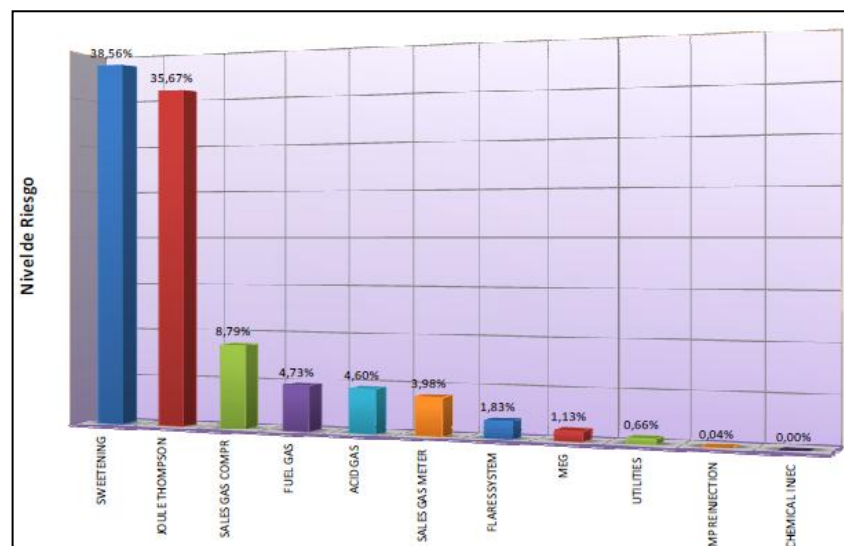
Figura 19. Distribución de susceptibilidad de falla por subsistemas.



Al relacionar las probabilidades de falla y las consecuencias de falla de cada componente evaluado, se obtuvo el perfil de riesgos por subsistema presentado en la Figura 20.

En términos generales se encontró que los sistemas de endulzamiento, Joule Thompson y Sales Gas Compressor corresponden a los de mayor nivel de riesgo, con un 38,56%, 35,67% y 8,79%, respectivamente.

Figura 20. Distribución del nivel de riesgo por subsistemas.



El análisis de probabilidad de falla indicó que las probabilidades de falla de los componentes evaluados son bajas, lo cual es consistente para una planta de proceso nueva. En la Figura 21 se puede apreciar que aproximadamente el 37% de los equipos evaluados presentan probabilidades de falla superiores a $1 \text{ E-}05$ eventos /año, no obstante, ningún componente de dicho porcentaje presentan probabilidades de falla que superen $1 \text{ E-}03$ eventos /año. Los equipos restantes presentan probabilidades de fallas inferiores a dichos valor.

Las probabilidades de falla están directamente relacionadas con el factor de daño calculado para cada componente. Conceptualmente el factor de daño corresponde a un coeficiente que se calcula de acuerdo a los lineamientos establecidos en la norma API 581-2008 y determina la cantidad de veces que debe ser modificada la probabilidad de falla genérica de cada componente estático, reportada en dicho estándar. Para el presente estudio se encontró que solo el 7,75% de los equipos evaluados presentan factores de daño superiores a 1. El perfil del factor de daño puede apreciarse en la Figura 22.

Figura 21. Distribución de distribución de la probabilidad de falla.

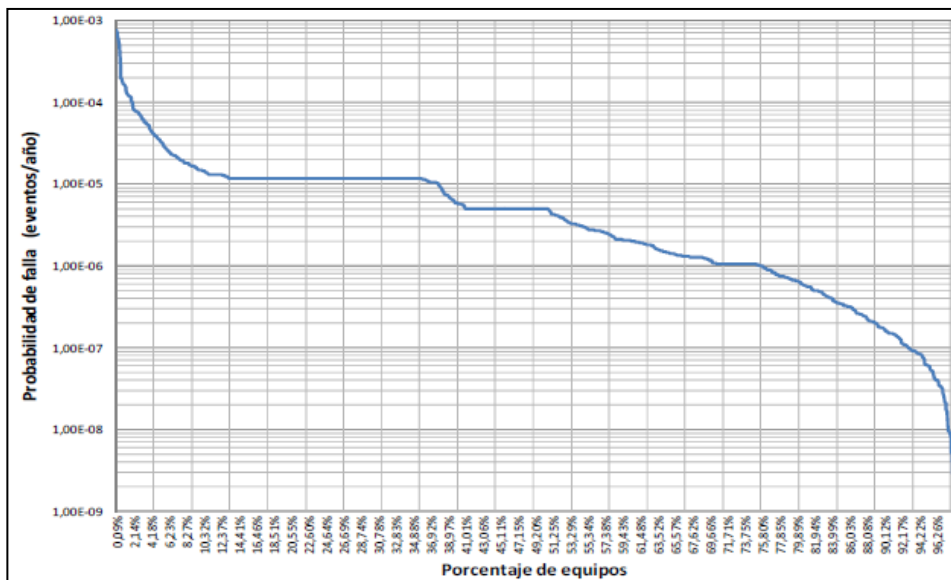
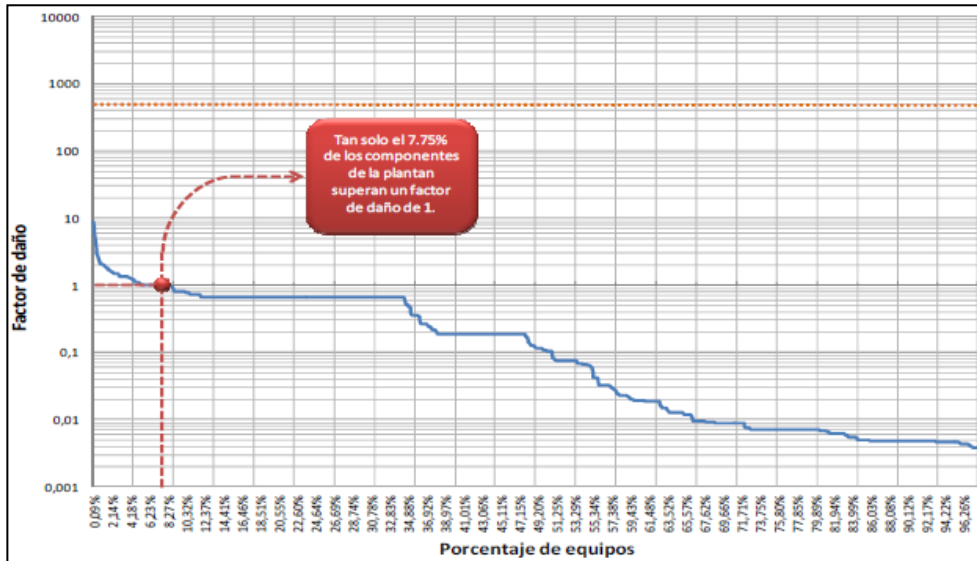
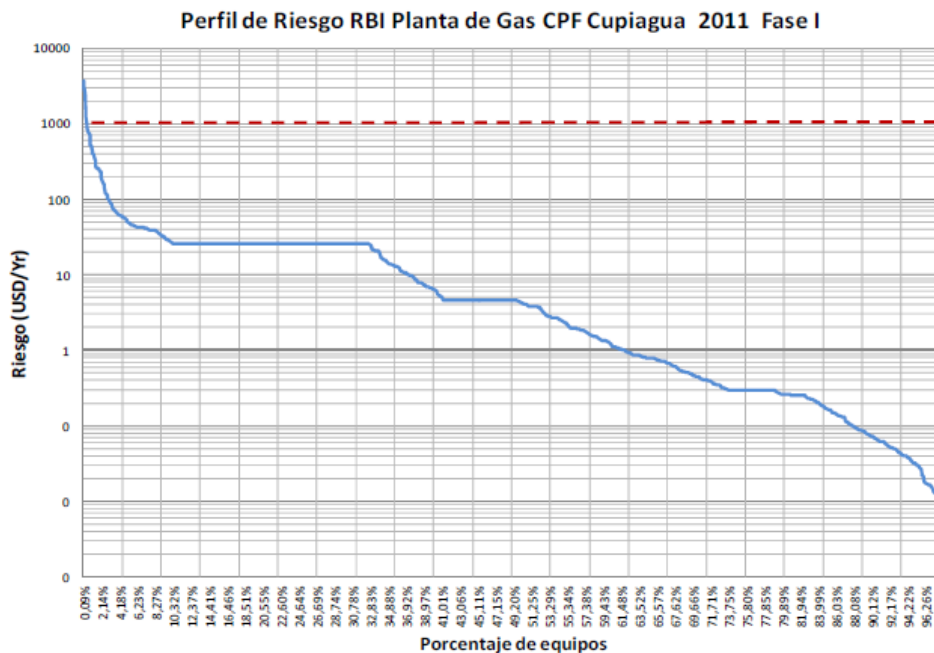


Figura 22. Perfil de distribución del factor de daño.



La Figura 23 representa el perfil de riesgo financiero del total de componentes evaluados en el presente estudio. Tal como se puede apreciar, al establecer como target de riesgo un valor de 1000 U\$D/año, se encontró que solo un porcentaje de equipos muy bajo, supera dicho umbral, lo cual es consistente para una planta de proceso nueva.

Figura 23. Perfil de distribución del riesgo financiero.



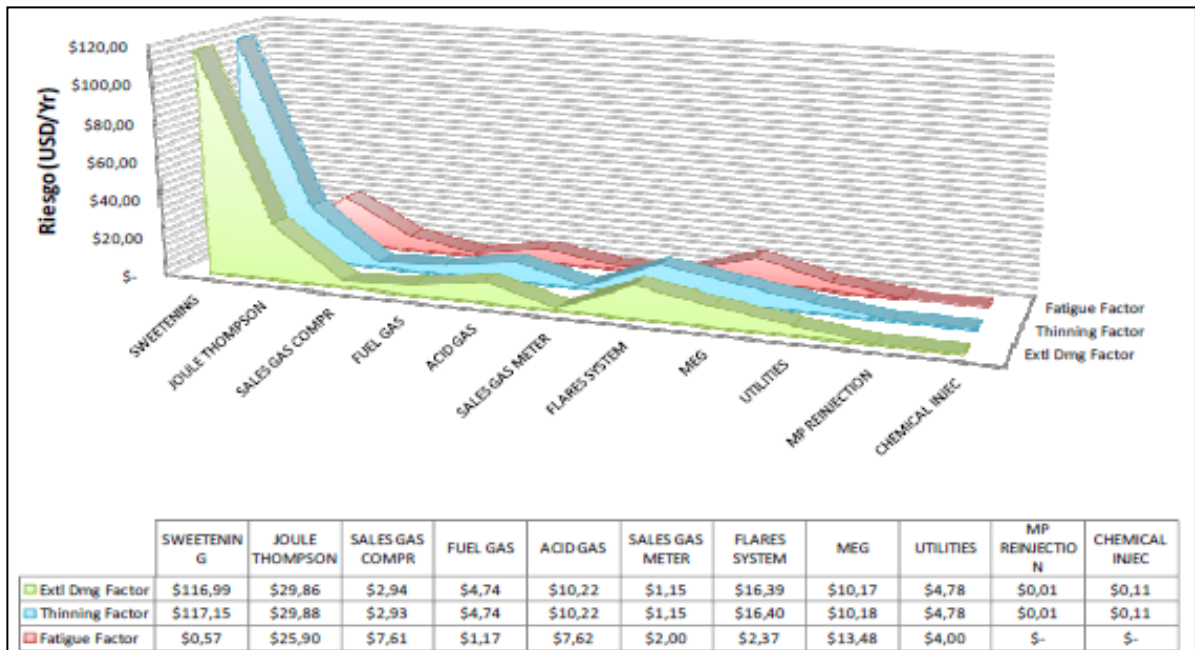
En Figura 22 se puede apreciar el aporte aproximado de cada factor de daño evaluado (thinning, external damage, fatigue), al nivel de riesgo total de cada subsistema de proceso de la planta.

Con el objeto de establecer el beneficio que se obtendría al implementar el plan de inspección recomendado en el presente estudio, en términos de la disminución del nivel de riesgo, se llevó a cabo una proyección del riesgo futuro con inspección y sin inspección, tal como se aprecia en la Figura 23.

La proyección de riesgos indica que al no implementar el plan de inspección, el riesgo futuro se incrementaría en una proporción de 3 a 1 aproximadamente, con respecto al riesgo actual.

Por otra parte, al implementar el plan de inspección mecánica, no se evidencia una disminución significativa del nivel de riesgo actual, dicho comportamiento es consistente para el caso de la planta de gas Cupiagua, por tratarse de una planta nueva.

Figura 24. Perfil de distribución del riesgo financiero por factores de daño.



Las Figuras 24 y 25 resumen el plan de inspección recomendado (inspección interna y externa) para cada uno de los equipos en cada subsistema de planta. En dichas gráficas se presenta la cantidad de equipos a inspeccionar en cada subsistema y la técnica de inspección recomendada.

En la Figura 26 se presentan los costos aproximados del plan de inspección recomendado para un periodo de 5 años. Como se puede apreciar en dicho gráfico, la mayor inversión en términos económicos se presentaría en el tercer año del plan de inspección (año 2015).

En la Figura 27 se presenta el porcentaje de equipos a inspeccionar en cada uno de los años del plan de inspección, para cada categoría de riesgo calculado.

Figura 25. Análisis del beneficio de implementación del plan de inspección.

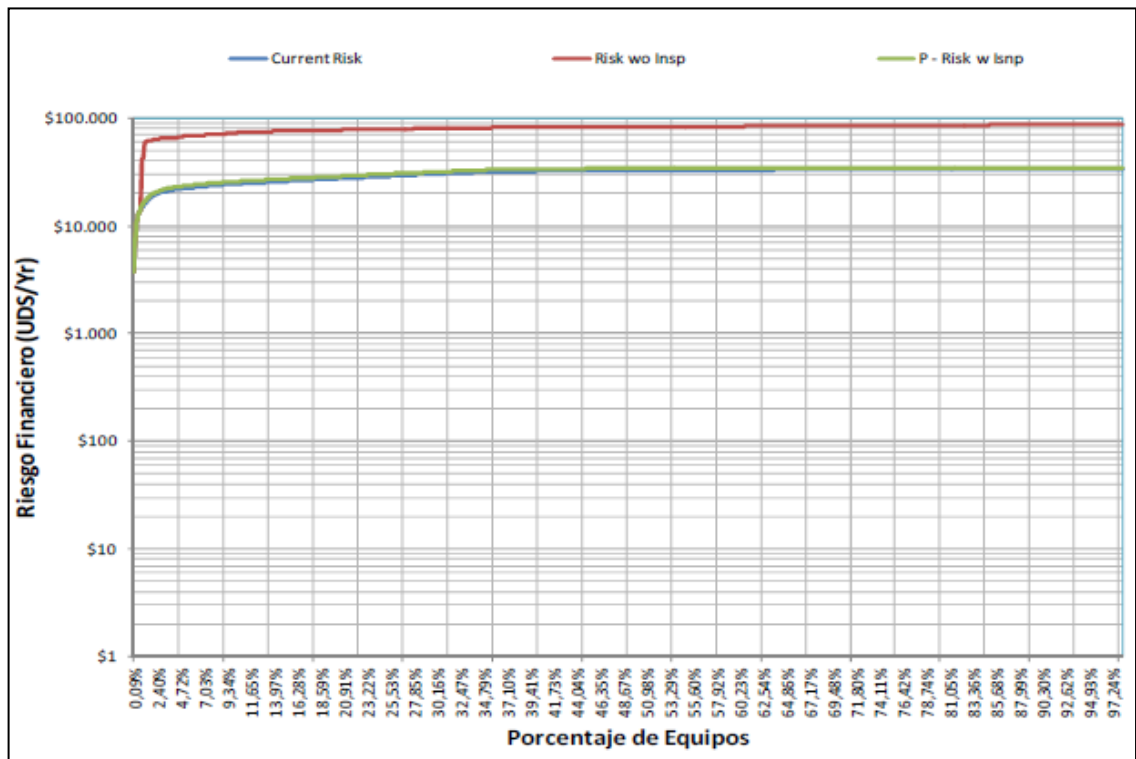


Figura 26. Cantidad de equipos a inspeccionar por técnica de inspección para daño externo.

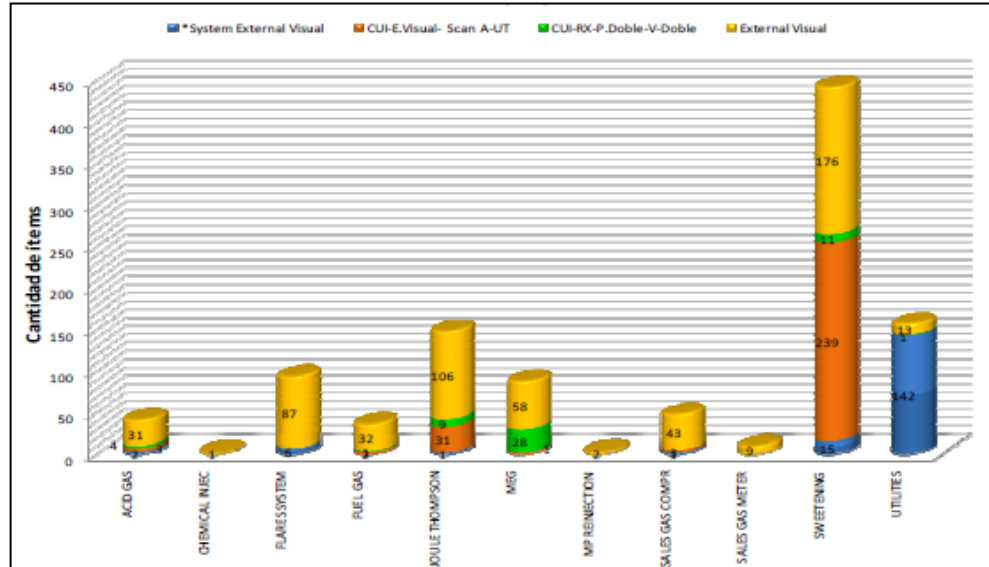


Figura 27. Cantidad de equipos a inspeccionar por técnica de inspección para daño interno.

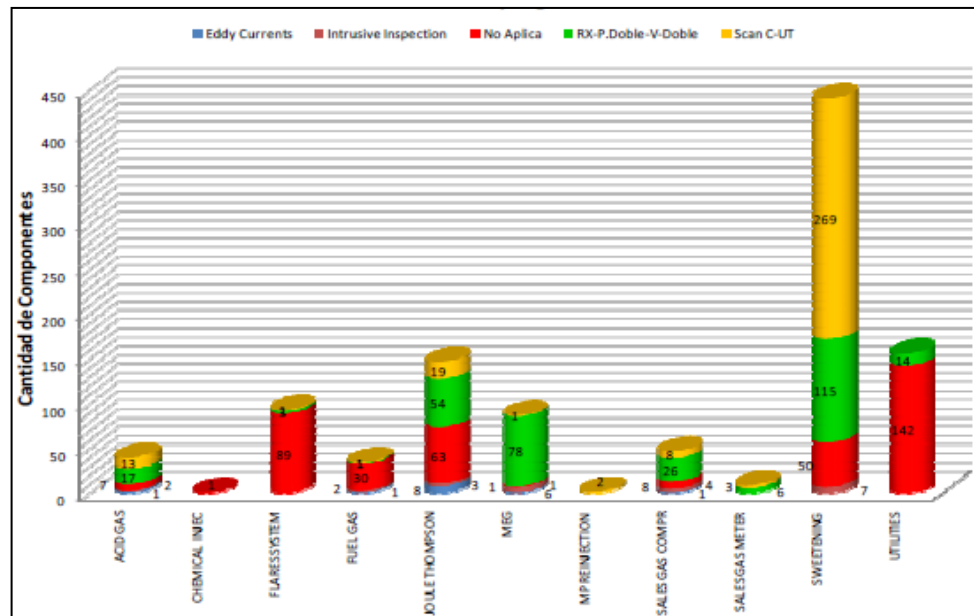


Figura 28. Costos de inspección por tipo de inspección (interna - externa).

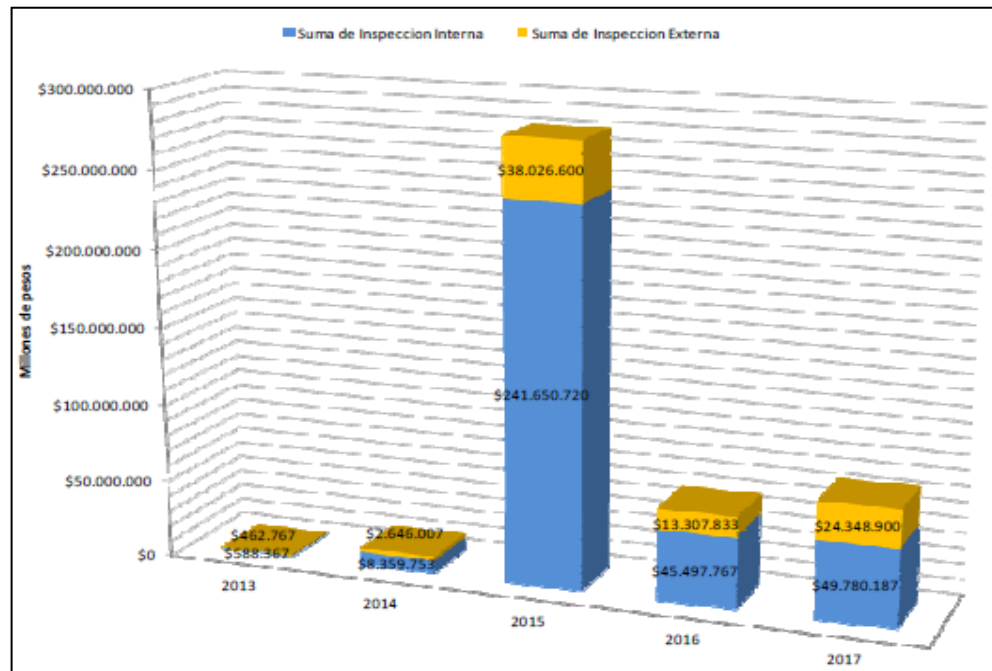
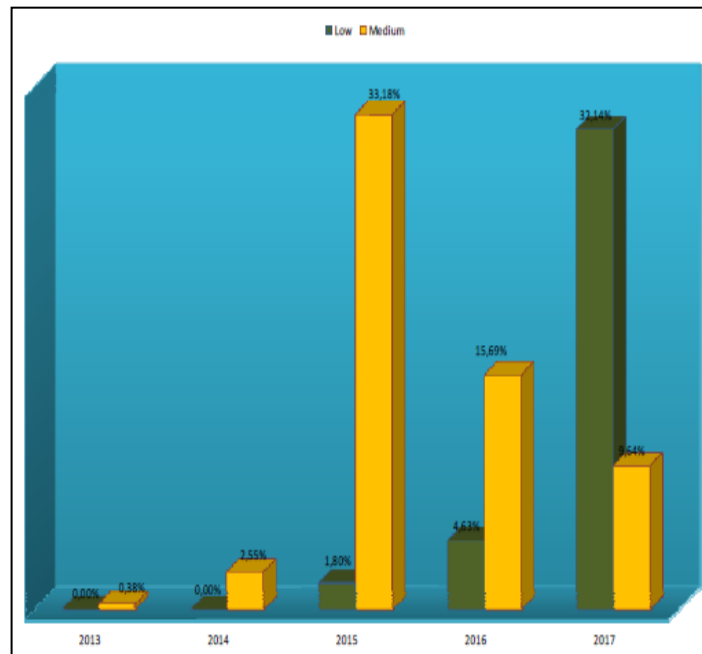


Figura 29. Distribución del porcentaje de equipos inspeccionados durante la vigencia del plan.



4. ESTRATEGIA DE LA PROPUESTA

Aquí se trata de la metodología para hacer viable la propuesta. Se presentaran los Planes de Ejecución. Análisis Gerencial, recursos, y potenciales humanos salud ocupacional, impacto, pero no como títulos independientes, sino interrelacionados.

4.1 RESULTADOS RCM

En este punto la estrategia planteada para la ejecución de los planes de mantenimiento se basa en los resultados obtenidos en los ejercicios de FMECA, en particular se limita a la aplicación del ejercicio desarrollado por cada una de las especialidades, eléctrica, mecánica e instrumentación.

El resultado se presenta por cada especialidad:

Anexo N FMECA ESPECIALIDAD INSTRUMENTACION,

Anexo O FMECA ESPECIALIDAD ELECTRICA

Anexo P FMECA ESPECIALIDAD MECANICA

De acuerdo con la información generada se calcula y se obtiene la siguiente información

- 1 supervisor por disciplina
- 12 Técnicos nivel 1
- 1 coordinador
- 1 planeador para todas las disciplinas

Pero realizando sinergias con la estrategia de mantenimiento de la actual planta de procesamiento de crudo se redujo el personal a

- 6 técnicos nivel 1

La parte de supervisión y las autoridades técnicas continúan siendo las mismas que se tiene actualmente

4.2 RESULTADOS RBI.

4.2.1 Plan de inspección para líneas y equipos de proceso: Este Plan es el resultado primero de la corrida realizada para este RBI, a los resultados de las inspecciones realizadas por nuestro personal técnico, a las consideraciones tomadas ya que no existe línea base para este equipo.

En el archivo Excel “RESUMEN DE RESULTADOS RBI PLANTA DE GAS CUPIAGUA FASE I.xls” complementario al presente documento se describe el plan de inspección de las líneas y equipos de proceso considerados en el presente estudio.

En el plan de inspección se consideraron tres (3) tipos de inspección con su respectivo spot de inspección:

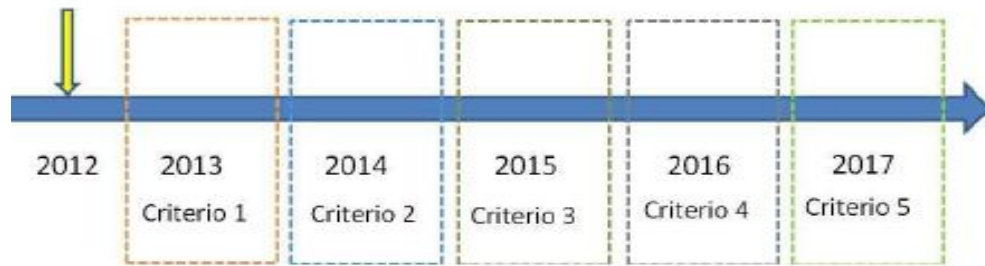
- Inspección tipo screen: La inspección tipo screen hace referencia a una inspección visual o mediante ensayos no destructivos que se recomienda realizar en la mayoría de los componente evaluados, antes de llevar a cabo una inspección detallada (interna o externa).
- Este tipo de inspección permitirá determinar preliminarmente la posible existencia de pérdidas de metal y definir de los puntos o zonas más apropiadas para llevar a cabo la inspección detallada.
- Inspección Interna: Tiene como objetivo inspeccionar de forma detallada un determinado componente estático con el objeto de identificar adelgazamiento (thinning) en su superficie interior. La inspección interna puede realizarse mediante ensayos no destructivos o mediante inspección intrusiva.
- Inspección Externa: Tiene como objetivo inspeccionar de forma detallada un determinado componente estático con el objeto de identificar adelgazamiento (thinning) en su parte exterior, como consecuencia de fenómenos de corrosión atmosférica y/o CUI (corrosión bajo aislamiento).

El año de inspección de cada componente evaluado se definió de acuerdo a los cinco (5) criterios que se describen a continuación:

1. Año 1 (2013): Líneas y/o equipos con nivel de riesgo mayor a 1000 dólares/año.
2. Año 2 (2014): Líneas y/o equipos con nivel de riesgo entre 100 y 1000 dólares/año.
3. Año 3 (2015): Líneas y/o equipos con nivel de riesgo entre 10 y 100 dólares/año.
4. Año 4 (2016): Líneas y/o equipos con nivel de riesgo entre 1 y 10 dólares/año.
5. Año 5 (2017): Líneas y/o equipos con nivel de riesgo entre 0 y 1 dólares/año.

Considerando como fecha de inicio de operación de la planta de gas Cupiagua Fase 1 el año 2012, los criterios definidos anteriormente se pueden representar gráficamente tal como se aprecia en la figura 3.

Figura 30. Distribución del plan de inspección de acuerdo al nivel de riesgo.



Además de la distribución del plan de inspección para cinco (5) años de acuerdo a rangos de niveles de riesgo, se estableció que las líneas y/o equipos cuyo material de fabricación es de acero inoxidable, su plan de inspección se ejecutaría en el año 2017. La anterior consideración se fundamenta en que el fenómeno de adelgazamiento (thinning) en dichos componentes es poco probable durante su operación, lo cual posibilita proyectar su inspección hasta el quinto (5to) año del plan de inspección.

Complementario a los criterios establecidos anteriormente, se recomienda tener en cuenta la siguiente consideración al implementar el plan de inspección:

Para los recipientes a presión de la planta de gas Cupiagua Fase I, considerados en el presente estudio, se recomienda orientar el plan de inspección de la siguiente manera:

1. Llevar a cabo inicialmente la inspección tipo “screen”, en el año programado en el plan de inspección propuesto en el siguiente documento.
2. En el eventual caso de identificarse anomalías durante la inspección tipo “screen” del ítem 1, se recomienda de manera preventiva incrementar el spot de inspección y ampliar el alcance de la inspección tipo “screen”.
3. Si después de ejecutarse la inspección tipo “screen” de acuerdo a lo establecido en los ítems 1 o 2, se determina mediante ensayos no destructivos, pérdidas de metal que indiquen una velocidad de corrosión generalizada superior a 5 mpy, se recomienda programar una inspección intrusiva con carácter prioritario, en el componente inspeccionado; por el contrario, si la velocidad de corrosión calculada en la inspección “screen” sugerida en los ítems 1 y 2 es inferior a 5 mpy, se recomienda llevar a cabo la inspección intrusiva en la primera parada de planta programada, la cual se estima se realizaría en el quinto año del plan de inspección definido en el presente documento (año 2017).

El criterio de velocidad de corrosión de 5 mpy para establecer el requerimiento de

Inspección intrusiva fue adoptada del numeral 6.5.2.1b del código API 510-2006 "Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration".

5. CONCLUSIONES

- Basado en la herramienta RCM se logra conseguir una estrategia acorde con las necesidades, utilizando el mejor tipo de mantenimiento que se surge del análisis de FMECA, la selección de equipos críticos, etc.
- Esto hace que definitivamente trabajemos en un mantenimiento dinámico que se debe ir ajustando con el pasar del tiempo, ajustes que pueden ser en frecuencia, tiempo de técnico sobre el equipo o incluso cambio de estrategia si es necesario.
- En Cupiagua como se mencionó anteriormente se tiene una facilidad de procesamiento de crudo, por esta razón se realizó un ajuste en el mantenimiento normal de la planta para ingresar en el mismo, toda la estrategia de mantenimiento de la Nueva planta de Gas, esta labor fue muy interesante pues se pudo utilizar sinergias entre las dos estrategias para disminuir el número de horas hombre en conjunto, de esta forma se necesitaban 12 técnicos adicionales para el mantenimiento de la nueva planta pero con una buena transición y utilizando el recurso actual más eficientemente se logró reducir a 6 técnicos.
- Los resultados arrojados por la nueva estrategia se mantendrán monitoreando continuamente con los indicadores ya mencionados anteriormente para así realizar ajustes en donde sea necesario para mejorar el mantenimiento de la planta.
- Definitivamente hacer parte del desarrollo de una estrategia de mantenimiento, hace que conozcamos mucho más los equipos pues parte del trabajo es el conocimiento de los equipos, sus modos de falla, sus ciclos de vida y repuestos necesarios para sus mantenimientos.
- Dentro del programa de Gestión de Activos y Gestión de Mantenimiento, la metodología que presenta el API RBI en los estándares que se tomaron como base para el estudio desarrollado y que se encuentran adjuntos en los Anexos G y H, es una herramienta poderosa dentro de la Estrategia de Mantenimiento para administrar los equipos que pueden impactar las personas, el medio ambiente y los activos, manteniendo controlado su riesgo mediante un programa de mantenimiento efectivo que es el que se ha propuesto con nuestro trabajo, de esta manera la Estrategia de Integridad Mecánica, es el Complemento de la Estrategia de Confiabilidad del resto del equipo de la operación. Con lo anterior se tendrá controlado toda la gama de posibilidades de los impactos de los equipos tanto en Integridad como en confiabilidad,

porque ambas se complementan y se ayudan, ya que el programa de mantenimiento por confiabilidad se aplicará a los equipos críticos que se identifiquen dentro de la estrategia de integridad.

- El API RBI es usada para administrar el riesgo general de la una planta encausando los esfuerzos de inspección sobre los equipos de procesos con el más alto riesgo, de esta manera se está optimizando los costos del mantenimiento. Para las Planta donde se aplica el estudio se puede observar que un gran porcentaje del total del riesgo estará concentrado en un pequeño porcentaje de los ítems de los equipos. Esos componentes de riesgo de alto potencial pueden requerir mucha más atención, a través de un plan de inspección detallado. El costo del esfuerzo de inspección incrementado en los ítems de alto riesgo, reduce esfuerzos de inspección excesiva en las áreas identificadas por tener bajo riesgo.
- En el Plan de Proyecto de Monografía que presentamos en Mayo del 2012, hicimos una declaración que mediante nuestro estudio exploraríamos y analizaríamos la diferencia entre cuando aplicar un nivel de riesgo cuantitativo y cualitativo.
- Creemos que los documentos soportes de nuestro estudio hemos cumplimos el objetivo ya que realmente para desarrollar este ejercicio hicimos muchas consultas, estudiamos muchos artículos, estándares específicos en el tema como fue el API 580-2009, y el API 581-2008. Además, el haber tenido la oportunidad de planear y realizar el trabajo, nos llevó a conocer realmente el estándar, ya que pasamos de la teoría como tal, al desarrollo práctico, donde se materializó esta propuesta.
- Hubiéramos querido haber realizado más desarrollo para incluir en este trabajo la parte cualitativa, pero realmente no quedó espacio para los mismos.
- Pero a pesar de lo anterior podremos concluir a la luz de los estándares arriba citados, que cualquier metodología que se utilice puede ser válida para el desarrollo de un programa de RBI, obviamente para la anterior afirmación aplica las consideraciones de la complejidad del Sistema que se vaya a desarrollar. Un análisis Cuantitativo requiere el suministro de mayor información, requiere de mayor conocimiento del tema, y los resultados esperados son los de mayor precisión, y tiene aplicación más eficiente para facilidades con un número considerable de activos.
- Como indica el API 580-2009, página 17, sección 6.3, la selección de la metodología depende de múltiples variables tales como: a) Objetivo del estudio. b) Número de facilidades e ítems de los equipos de estudio. c) Fuentes disponibles. d) Valorar el tamaño del tiempo. e) Complejidad de las facilidades y

los procesos. f) Naturaleza y calidad de la información disponible. g) La cantidad de discriminación del riesgo necesitado.

- El trabajo que presentamos, dado que se trata de equipos nuevos y que de los mismos no se tiene información suficiente de su comportamiento, sino la que suministraron los proveedores del equipo o los fabricantes, la que presenta el paquete tecnológico, requerirá de observación y tomar este estudio como una línea base para ir recolectando la información y correr la misma para detectar rápidamente las desviaciones modificando las frecuencias de mantenimiento en el Programa de Confiabilidad y de Inspecciones en el Programa de Integridad.
- En cuanto a la información recolectada como complemento dentro de la Gestión de Activos, los estudios presentados incluyen base de datos montada en el paquete tecnológico que administra la Estrategia de Mantenimiento tanto de Confiabilidad como de Integridad tales como inventarios, características técnicas de cada equipo, según recomendaciones de los fabricantes, planos de todas las disciplinas, etc. Se incluye también los listados de repuestos recomendados para los primeros años de operación del activo.
- El estudio incluye, como propuesta en el Anexo L, un listado de indicadores que nos ayudarán en la Gestión del Mantenimiento para controlar cómo se ejecuta la Estrategia y cómo es el comportamiento de la misma y para hacer el análisis de mejoramiento continuo de la estrategia y del Sistema.

BIBLIOGRAFIA

AMENDOLA, Luís José. [ON line] “Modelos Mixtos de confiabilidad”. Publicado por Datastream). Also Available internet <URL:<http://www.mantenimientomundial.com>>.

CÁCERES, Beatriz. (2004). “Como Incrementar la Competitividad Mediante Estrategias para Gerenciar Mantenimiento”. VI Congreso Internacional de Mantenimiento. ACIEM. Bogotá. Colombia.

DURÁN, José Bernardo. (2000). Qué es Confiabilidad Operacional? Revista Club Mantenimiento. Año 1. N° 2. Septiembre 2000. Also Available internet <URL:http://club_mantener@sinectis.com.ar>

ECOPETROL S.A. Administración de seguridad de procesos ECP-DHS-G019. Pie de cuesta, Santander del sur. 2007, 19 p

ECOPETROL S.A. Cálculo de Velocidades de Corrosión, para Planta de Gas Cupiagua, con el Soporte de la Corporación para la Corrosión, C.I.C, [Software] Noviembre 2011.

ECOPETROL S.A. Instructivo para la aplicación de la metodología RBI. ECP-ICP-GCM-I-02. Pie de cuesta, Santander del sur. 2007, 19 p

ECOPETROL S.A. Política Integral.

GARCIA V. Oliverio. “Gestión Integral de Mantenimiento Basado en Confiabilidad” [ON line]. Also Available internet URL:<http://confiabilidad.net/articulos/gestion-integral-de-mantenimiento-basada-en-confiabilidad>.

GUTTMANN, H., SWAIN, A. (1983). “Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications”. [ON line].NUREG / CR-1278, SAND 80 - 0200, Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories.

HUERTA, Rosendo. (2004). “Curso Confiabilidad Operacional: Uso de Técnicas y Herramientas de Aplicación”. Seminario CustomerCare, Datastream. Bogotá. Colombia. Febrero de 2004.

MATHER, Daryl. (2002). “CMMS: A Timesaving Implementation Process”. [ON line].Klaron SA de CV. CRC Press.Also Available internet <URL:<http://www.Klaron.net>>

MORA G. Alberto, Capitulo. En: Mantenimiento Industrial Efectivo. P.307, 249, 250, 328.

ORTIZ, Eduardo. Filosofía del RCM [Diapositivas].

PICO, Diana. y JIMENEZ, Fredy. Reporte de cambios Operacionales. Cupiagua. 2010. P. 3.

RELIABILITY AND RISK MANAGEMENT S.A. [ON line]. Maracaibo Venezuela. : [Junio 12]. Inspección Basada en Riesgo, (API 580-581). Also Available internet <URL: [http:// www.rellarklisk.com](http://www.rellarklisk.com).>

- API (America Petroleum Institute.) API RP 580, API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection. Segunda Edición. Noviembre 2009.
- API (America Petroleum Institute.) API RP 581, API Risk-Based Inspection Technology.
- API (America Petroleum Institute.) API RP 579, API recommended practice. Primera edición. Enero 2000.

REYES D., Gabriela. MUÑOZ A., Miguel. OSUNA A., María. [ON line]. Also Available internet <URL: <http://www.interempresas.net/Quimica/Articulos/14311-Aplicacion-de-la-metodologia-de-inspeccion-basada-en-el-riesgo-en-instalaciones-de-proceso.htm>.>

RITZ, Luis Mario. Pan American Energy LLC. SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO. [On line] Also Available internet URL: http://http://webcache.googleusercontent.com/search?hl=es&q=cache:DZj-37V3fGcJ:http://web.austral.edu.ar/descargas/facultad-ingenieria/sistema_inspeccion_basada_riesgo.pdf%2Bapi+581+en+espa%C3%B1ol&gbv=2&gs_l=hp.1.1.0i3j0i30i7.13687.27172.0.30469.15.10.3.2.3.0.250.1860.2-8.8.0...0.0.uYeoqjjwqjo&ct=clnk.

SOLARI, Mario. Capítulo 2. Parte I. “DesignPrinciples”, “Handbook of Mechanical.

SOTUYO B., Santiago. (2001). “OIM: Optimización integral de Mantenimiento”. Ellmann, Sueiro S. A. [ON line]. (2002) Also Available internet <URL: <http://www.ellmann.net>, www.confiableidad.net>

TOTTEN G. Ed, DesignBasedon Material Composition.