

**EVALUACION PARA OPTIMIZAR LA ESTRATEGIA ACTUAL DE
MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE GAS EN LA
REFINERIA DE BARRANCABERMEJA – SANTANDER**

RODRIGO ANTONIO PEREZ VEGA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE GAS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACION PARA OPTIMIZAR LA ESTRATEGIA ACTUAL DE
MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE GAS EN LA
REFINERIA DE BARRANCABERMEJA – SANTANDER**

RODRIGO ANTONIO PEREZ VEGA

Monografía para obtener el título de Especialista en Ingeniería de Gas

DIRECTOR

ING. JULIO CÉSAR VARGAS TERÁN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DE GAS
BUCARAMANGA**

2011

Agradezco especialmente a todas las personas que de una u otra forma colaboraron a la elaboración de este documento, ya sea por su apoyo moral o la participación directa en él.

Doy las gracias al Ingeniero Juan Manuel Ortiz Afanador quien me supo guiar como Asesor de la Monografía con su conocimiento y gran experiencia.

También manifiesto mi gratitud al Ingeniero Juan Carlos Vargas Terán como Director de la Monografía, ya que sin la colaboración de él, no hubiera sido posible la elaboración de este documento.

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander UIS, especialmente a los docentes de la Escuela de Ingeniería de Gas que participaron de mi formación académica.

Por último, deseo dar de manera muy especial las gracias a mi familia que creyó en todo momento y por la incondicional ayuda y paciencia de mi esposa para realizar este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCION.....	13
1. DESCRIPCION DE LA EMPRESA.....	15
1.1. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	15
1.2. REFINACIÓN	17
1.3. DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO EN GRB	19
2. MARCOS CONCEPTUALES	23
2.1. MARCO TEORICO.....	28
2.2. MARCO HISTORICO	48
2.2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS GASES.	48
2.2.1.1. GASES IDEALES	48
2.2.1.2. GASES REALES	49
2.3. MARCO AMBIENTAL.....	50
2.3.1. AUDITORÍAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL	51
2.4. MARCO NORMATIVO, JURIDICO Ó LEGAL	51
2.4.1. NORMATIVIDAD APLICABLE A MEDIDORES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	52
2.4.2. LEY SOX.....	53
2.4.3. Ley COSO	54
2.4.4. APLICACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LA LEY SOX EN LA OPERACIÓN DE LA REFINERÍA. ..	55
3. SITUACION ACTUAL.....	56
3.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	56
3.2. PLAN DE OPTIMIZACION VIGENTE EN GRB.....	57
3.2.1. MEDIDORES VOLUMETRICOS.....	57
3.2.2. CONDICIONES DE OPERACIÓN	57
3.2.2.1. Calidad del gas.	57
3.2.2.2. Presión, Temperatura y dirección del flujo.....	58
3.2.2.3. Requerimientos del medidor	58
3.2.2.4. Transductores Ultrasónicos	60
3.2.2.5. Aseguramiento Metrológico	65
3.2.2.6. Calibración	66
3.3. PERSONAL	68

3.3.1. TRABAJO EN EQUIPO.	68
3.3.1.1. ACCIONES DEL PERSONAL DE OPERACIONES PARA CONTRIBUIR AL MANTENIMIENTO	69
3.3.2. PRINCIPALES ROLES DEL PERSONAL.....	70
3.3.3. SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.....	72
3.3.4. ELEMENTOS DE MEDICION DE MANTENIMIENTO.....	73
3.3.4.1. Las Herramientas necesarias para apoyar el Programa de Mantenimiento	76
3.4. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	77
3.4.1. EL CONTEXTO OPERACIONAL.....	78
3.4.2. CALIBRACIONES Y VERIFICACIONES DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE GAS.....	78
3.4.3. FUNCIONES	81
3.4.3.1. FALLA FUNCIONAL.....	81
3.4.3.2. MODOS DE FALLA.....	81
3.4.4. DIFERENCIA ENTRE FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA	82
3.4.5. FALLAS OCULTAS.....	82
3.4.6. TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	83
3.4.6.1. MANTENIMIENTO PREDICTIVO O A CONDICION	83
3.4.6.2. EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	84
3.4.6.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO O TRABAJO A FALLA	84
3.4.6.4. EL MANTENIMIENTO DETECTIVO O DE BÚSQUEDA DE FALLAS.....	85
3.4.7. SELECCIÓN DE MANTENIMIENTO ADECUADO	85
3.4.7.1. FRECUENCIA DE TAREAS A CONDICION (MANTENIMIENTO PREDICTIVO).....	86
3.4.7.2. FRECUENCIA DE TAREAS DE CÍCLICAS (MANTENIMIENTO PREVENTIVO).....	86
3.4.7.3. FRECUENCIA DE TAREAS DETECTIVAS (BUSQUEDA DE FALLAS).....	86
3.4.8. PROBABILIDAD DE FALLA EN FUNCION DEL TIEMPO.....	87
3.4.9. CALCULO DE DISPONIBILIDAD.....	88
3.4.9.1. DISPONIBILIDAD OPERACIONAL (AO):	88
3.4.9.2. DISPONIBILIDAD INTRÍNSECA (AI):.....	88
3.4.10. CALCULO DE CONFIABILIDAD	89
4. OBJETIVOS.....	90
4.1. OBJETIVO GENERAL.....	90
4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	90
5. ALCANCE.	92

6.	DESARROLLO DE LA EVALUACION Y OPTIMIZACIÓN	94
6.1.	LISTADO DE INSTRUMENTOS (TAG DE EQUIPOS) ASOCIADOS AL SISTEMA DE MEDICION DE LAS UNIDADES DE GRB	94
6.2.	IDENTIFICACION DE EQUIPOS REGULADOS POR LEY SOX DE LAS UNIDADES DE GRB .	103
6.3.	HISTORICOS DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMA DE MEDICION DE LAS UNIDADES DE GRB	104
6.4.	MODOS DE FALLA PREDOMINANTE DE LOS SISTEMA DE MEDICION DE LAS UNIDADES DE GRB	104
6.5.	PLANES DE RCM ACTUALIZADOS DE LAS UNIDADES EN GRB	106
6.6.	REVISAR Y OPTIMIZAR LAS FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS.	108
7.	RECOMENDACIONES.....	109
8.	CONCLUSIONES.....	110
	BIBLIOGRAFIA.....	112
	FUENTES ELÉCTRONICAS.....	113
	REFERENCIAS NORMATIVAS	114

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Características de los medidores de orificio de Flujo de Boquilla y Venturi.	38
Tabla 2.	Comparación Sensores de Flujo	39
Tabla 3.	Estructura de Alarmas	47
Tabla 4.	Frecuencia de Mantenimiento a sistemas de medición	80
Tabla 5.	Listado de inst. asociados al sistema de med. Cracking	95
Tabla 6.	Listado de inst. asociados al sistema de med. Refinación	97
Tabla 7.	Listado de inst. asociados al sistema de med. Petroqui.	99
Tabla 8.	Listado de inst. asociados al sistema de med. Servicios	101
Tabla 9.	Listado de inst. asociados al sistema de med. Materias P.	102
Tabla 10.	Listado de equipos regulados por Ley SOX en GRB	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Estructura Organizacional	16
Figura 2.	Gerencia refinería de Barrancabermeja	17
Figura 3.	Diagrama de proceso de la refinería	18
Figura 4.	Diagrama de flujo	20
Figura 5.	Matriz de evaluación RAM	22
Figura 6.	Sistema de Medición	23
Figura 7.	Técnicas de Medición de Flujo	25
Figura 8.	Diagrama de Bloques de un lazo de control	26
Figura 9.	Leyenda típica para diagramas de Lazos de Control	27
Figura 10.	Flujo Laminar	29
Figura 11.	Flujo Turbulento	30
Figura 12.	Rotación inducida por una curva de tubería	31
Figura 13.	Componentes de un sistema de medición Tipo Orificio	35
Figura 14.	Placa de Orificio o Elemento Primario	36
Figura 15.	Venturi	37
Figura 16.	Perspectiva de Medidor Tipo Turbina	39
Figura 17.	Placa de Orificio o Elemento Primario	40
Figura 18.	Medidor Mecánico tipo Turbina	41
Figura 19.	Efecto Doppler	42
Figura 20.	Medidor Ultrasónico	43
Figura 21.	Medidor Tipo Coriolis	46
Figura 22.	Sistema General con Medidor de Flujo Másico	46
Figura 23.	Creadores de la Ley SOX	54
Figura 24	Estructura de la Ley COSO	55
Figura 25	Organigrama de la estructura de Mantenimiento	70
Figura 26	Curva de probabilidad de falla	87
Figura 27	Características metrológicas utilizadas en GRB	93
Figura 28	Historial de Mto. En elipse para los sistemas de med.	104
Figura 29	Modos de falla consolidados en Elipse para SDM. 1	105
Figura 30	Modos de falla consolidados en Elipse para SDM. 2	106

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACION PARA OPTIMIZAR LA ESTRATEGIA ACTUAL DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE GAS EN LA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA – SANTANDER*

AUTOR: RODRIGO ANTONIO PÉREZ VEGA**

PALABRAS CLAVES:

Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), Sistema de Medición, TMEF, Tareas de mantenimiento, Confiabilidad.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo fundamental de la monografía es realizar la evaluación para optimizar la estrategia actual de mantenimiento de los sistemas de medición de gas en la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A.

La investigación toma como referencia el plan de mantenimiento actual, producto de la aplicación de la metodología RCM (mantenimiento centrado en confiabilidad)

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM es una metodología de análisis sistemático, objetivo y documentado, que puede ser aplicado a cualquier tipo de instalación industrial, útil para el desarrollo u optimización de un plan eficiente de mantenimiento.

Los sistemas de medición que enfoca este documento están relacionados con las platinas de orificio ya que son la población más alta de equipos de medición usados actualmente en Refinería

El sistema de medición de platina de orificio es adecuado para medir la velocidad de la mayoría de los gases, es por ello que se debe tener en cuenta los cambios en la densidad del flujo debido a las variaciones de presión y temperatura. Si se ignoran estos cambios en la densidad de flujo pueden causar errores significativos en la medición de gas.

Por esta razón se revisaron los históricos de las fallas, también se analizan cuales son los modos de fallas más recurrentes, se realizan mediciones de la disponibilidad, mantenibilidad, la tasa media entre fallas de la planta y el tiempo medio para reparar y así evaluar la efectividad de la estrategia actual de mantenimiento. También se expone en detalle cada fase del proceso de planeación, programación y optimización del mantenimiento implementado en la refinería de Barrancabermeja.

Igualmente, se proponen nuevas acciones de mantenimiento o se modifican las ya existentes con el fin de optimizar la confiabilidad de los sistemas de medición de la planta.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.
Director: Ing. Julio Cesar Vargas Terán.

SUMARY

TÍTULO: EVALUATION AND OPTIMIZATION OF CURRENT STRATEGY OF MAINTENANCE OF MEASUREMENT SYSTEMS PLANT OF BARRANCABERMEJA REFINERY.*

AUTOR: RODRIGO ANTONIO PÉREZ VEGA**

PALABRAS CLAVES:

Reliability-Centered Maintenance (RCM), Measurement systems, MTBF, maintenance task, Reliability.

DESCRIPTION:

The fundamental objective of this monograph is to review and optimize of current strategy of maintenance program for the measurement systems Gas of plants in Ecopetrol's Barrancabermeja refinery S.A.

The research takes as a reference the current maintenance plan based on the methodology application RCM (reliability centered maintenance).

The measurement systems analyzed by this study are related with the orifice plate because they are the highest population of measuring devices currently used in refinery.

The Orifice Plate Metering system is suitable for measuring the rate of flow of most gases. it is important to take account of changes in flowing density due to flowing pressure and temperature variations. If ignored these changes in flow density will cause significant measurement errors.

The Reliability Centered Maintenance RCM is a systematic analysis methodology, objective and documented which can be applied to any type of industrial plant, useful for the development or optimization of an efficient maintenance plan. Reliability Centered Maintenance (RCM) is an excellent methodology for developing cost-effective maintenance requirements that preserve system operational functions.

In addition, the history of failures were revised and the most frequent failure modes analyzed, measurements of availability were made as well as maintainability, the average time between failures of the plant and the average time to repair in order to evaluate the effectiveness of the current maintenance strategy. It also describes in detail each stage of the process of planning, programming and optimization of maintenance implemented in Barrancabermeja's Refinery

Similarly, it proposes new maintenance actions or modifications of the existing ones in order to improve the reliability of measurement systems Gas.

* Monograph

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.
Director: Ing. Julio Cesar Vargas Terán.

INTRODUCCION

Hoy en día las empresas desarrollan planes con el objetivo de disminuir costos operacionales y de mantenimiento para sobrevivir en un mundo más globalizado y competitivo, específicamente para la (GRB), Gerencia Refinería Barrancabermeja el objetivo principal es estar dentro del primer cuartil dentro de estudio realizado por Sólon (estudios de Benchmarking para las empresas de refinación), en todos los aspectos relacionados con rendimientos económicos, mantenimiento, Perdidas de Energía, entre otras, por ello es que el tema de mantenimiento incide directamente en la eficiencia y seguridad de las operaciones. Una planta bien mantenida será más fiable en todas las funciones que debe realizar. Es por esto que el mantenimiento de los equipos entre ellos los sistemas de medición de Gas, se ha convertido en un elemento clave para la generación de valor de la refinería.

Los sistemas de medición de Gas, pueden encontrarse en campos de producción, estaciones de transferencia de custodia, citygates, unidades de procesamiento de gas, refinerías, sistemas de transporte y en las instalaciones de los consumidores. El objetivo principal de las estaciones de medición de gas es llevar a cabo las mediciones seguras y confiables mediante el uso de equipos controlados y técnicas de medición reconocidas, las cuales pueden asegurar un nivel aceptable de incertidumbre de la medición.

Una medición confiable y exacta de flujo de gas natural exige un conjunto de actividades que involucran un entendimiento profundo del proceso de medición seguido por la adecuada selección, instalación, operación, mantenimiento e interpretación correcta de los resultados obtenidos.

Revisando en detalle el proceso de mantenimiento en los sistemas de medición, se puede decir que el éxito de las estrategias implementadas deben estar enfocadas bajo metodologías de anticipación con el fin de no realizar acciones correctivas, una de las principales metodologías es la del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) que es una metodología sistemática y analítica para determinar los requerimientos y planes de mantenimiento, asegurando las acciones más costo efectivo y preservando la función que cumplen los activos dentro de un proceso productivo.

Dentro de los nuevos proyectos por Ecopetrol, está la opción de desarrollar el suministro del mercado nacional con Gas No Convencional denominado Gas Shale, y la ampliación en el sistema de transporte en la línea Ballena – Barrancabermeja con una capacidad de 260 mpced, con base en esto la GRB debe estar actualizada en todos los sistemas de medición de gas con transferencia de custodia e internos entre unidades de la Refinería.

La presente Monografía toma como punto de partida el programa actual de mantenimiento de todos los sistemas de medición de Gas en la Refinería de Barrancabermeja y tiene como objetivo evaluar para optimizar la estrategia actual de mantenimiento con el fin de aumentar los indicadores de disponibilidad y confiabilidad que se tienen en la planta, mejorando los recursos de mantenimiento.

1. DESCRIPCION DE LA EMPRESA

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país, en el 2011 Ecopetrol obtuvo ventas por encima de los 12.4 billones de pesos, la segunda más alta en toda su historia y 42.5% por encima de las registradas en 2010; en los índices operacionales de Cargas a Refinerías obtuvo un crecimiento del 3.6% al cargar 307.7 (Kbdc) Miles de barriles día calendario. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 37 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

1.1. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

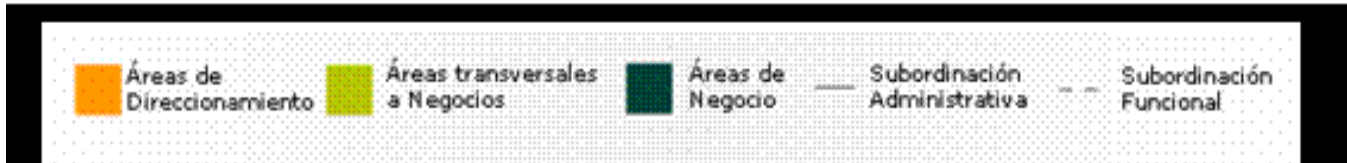
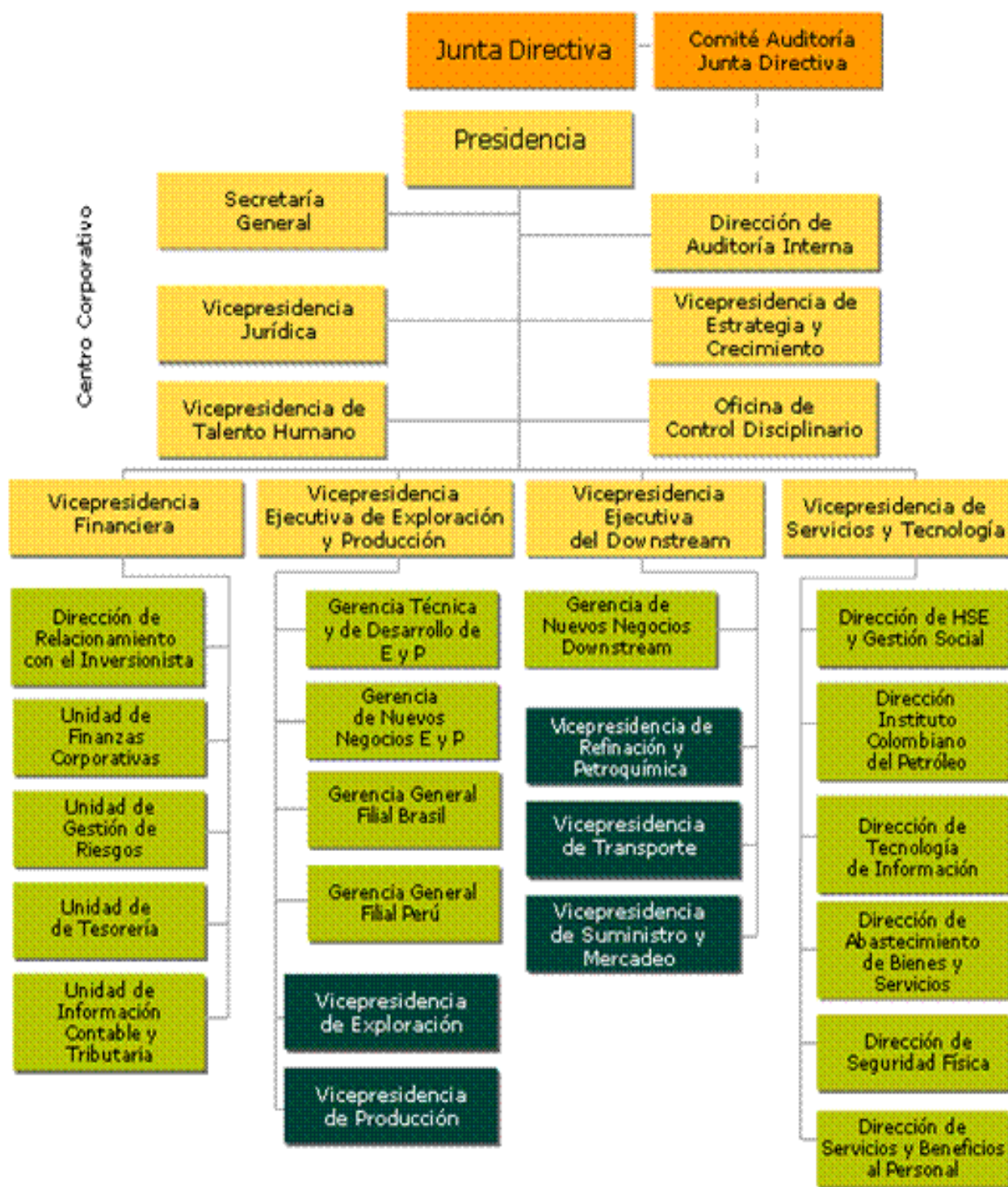
Esta dirigida por una junta directiva de la cual hace parte el Ministro de minas y energía, Ministro de Hacienda, Director de Planeación Nacional, Presidente Junta directiva y demás socios.

Actualmente, Ecopetrol se estructuró en 4 vicepresidencias, así:

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

Ecopetrol S.A. está dividido en dos grandes negocios; el Upstream y el Downstream, de este segundo negocio pertenece la Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica (VRP), esta vicepresidencia tiene a cargo las dos refinerías más grandes del país, la Refinería de Cartagena (GCR) y la Refinería de Barrancabermeja (GRB), el proyecto propuesto se realiza en la GRB.

Figura 1. Estructura Organizacional



Fuente: www.ecopetrol.com.co

1.2. REFINACIÓN

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

Estas dos refinerías suplen la producción nacional de combustibles que permite atender la demanda del país y la salida de productos de exportación.

Figura 2. Gerencia refinería de Barrancabermeja



Fuente: www.ecopetrol.com.co

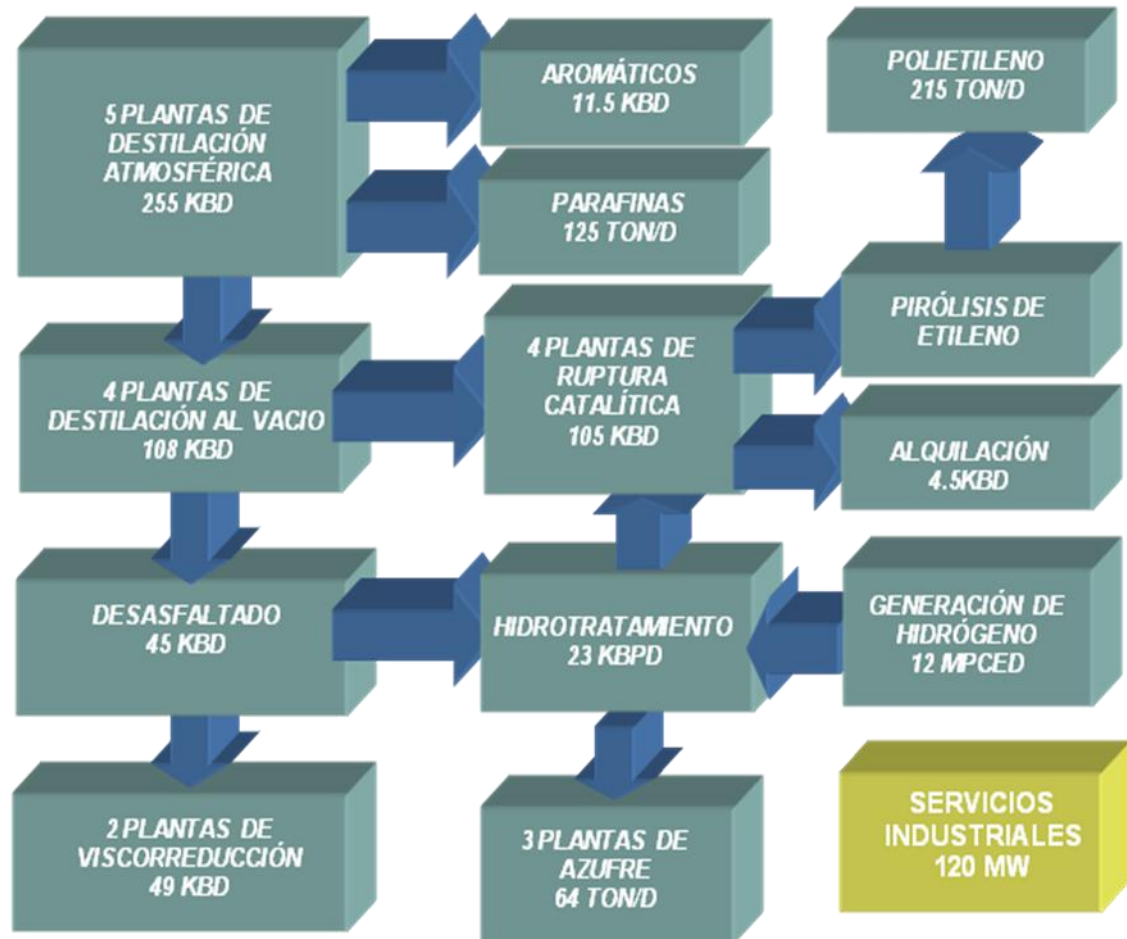
Ubicación: Barrancabermeja (Santander).

Negocio: Refinación de crudo y petroquímica.

Capacidad instalada: 250 kbpd.

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

Figura 3. Diagrama de proceso de la refinería



Fuente: Ecopetrol

La refinería de Barrancabermeja (GRB) posee 55 plantas de proceso, 5 de las cuales son las encargadas de recibir el crudo y realizar la destilación donde se obtienen los derivados primarios del crudo procesado, posee también las plantas de producción de gasolinas y procesos petroquímicos entre las cuales están: Etileno I, etileno II, parafinas, polietileno I y II, y aromáticos.

Existen varios sistemas de medición de la Refinería de Barrancabermeja, de las cuales los sistemas asociados a los circuitos de gas, están distribuidos dentro de las 55 plantas de proceso que componen la Refinería.

La población de los sistemas de medición asociados a circuitos de gas es de 157 instrumentos, de los cuales se tiene instrumentación para realizar medición a Sistemas de Calidad (manejo de productos terminados), Ley SOX, Transferencia de Custodia y balance entre plantas.

1.3. DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO EN GRB

La clave para una gestión efectiva de mantenimiento, control del volumen de trabajo, optimización y eficiencia de recursos, es el uso de una Metodología estándar de planeación, programación y optimización. Esta metodología abarca roles claves claramente definidos, el uso de un proceso estructurado de planeación, programación y optimización para las actividades de mantenimiento; mejora la comunicación e impulsa el compromiso de los operadores con los planes y costos del mantenimiento.

Es importante establecer una base de datos de los activos jerarquizada, con el fin de ir llevando la historia de los equipos. Esto es esencial para una planeación eficiente del mantenimiento y ayudará enormemente en el esfuerzo de confiabilidad.

A continuación se exponen los pasos de una metodología detallada del proceso de planeación, programación y optimización, la metodología describe en detalle los principales elementos del proceso de mantenimiento.

Una Metodología estándar de Planeación, Programación y Optimización deberá incluir, como mínimo:

Fuentes de Trabajo

Aceptación, rechazo o cancelación de las solicitudes de trabajo

Revisión de la Orden de Trabajo

Prioridad provisional y asignación de recursos

Planes de mantenimiento y reuniones de revisión

Realización del plan

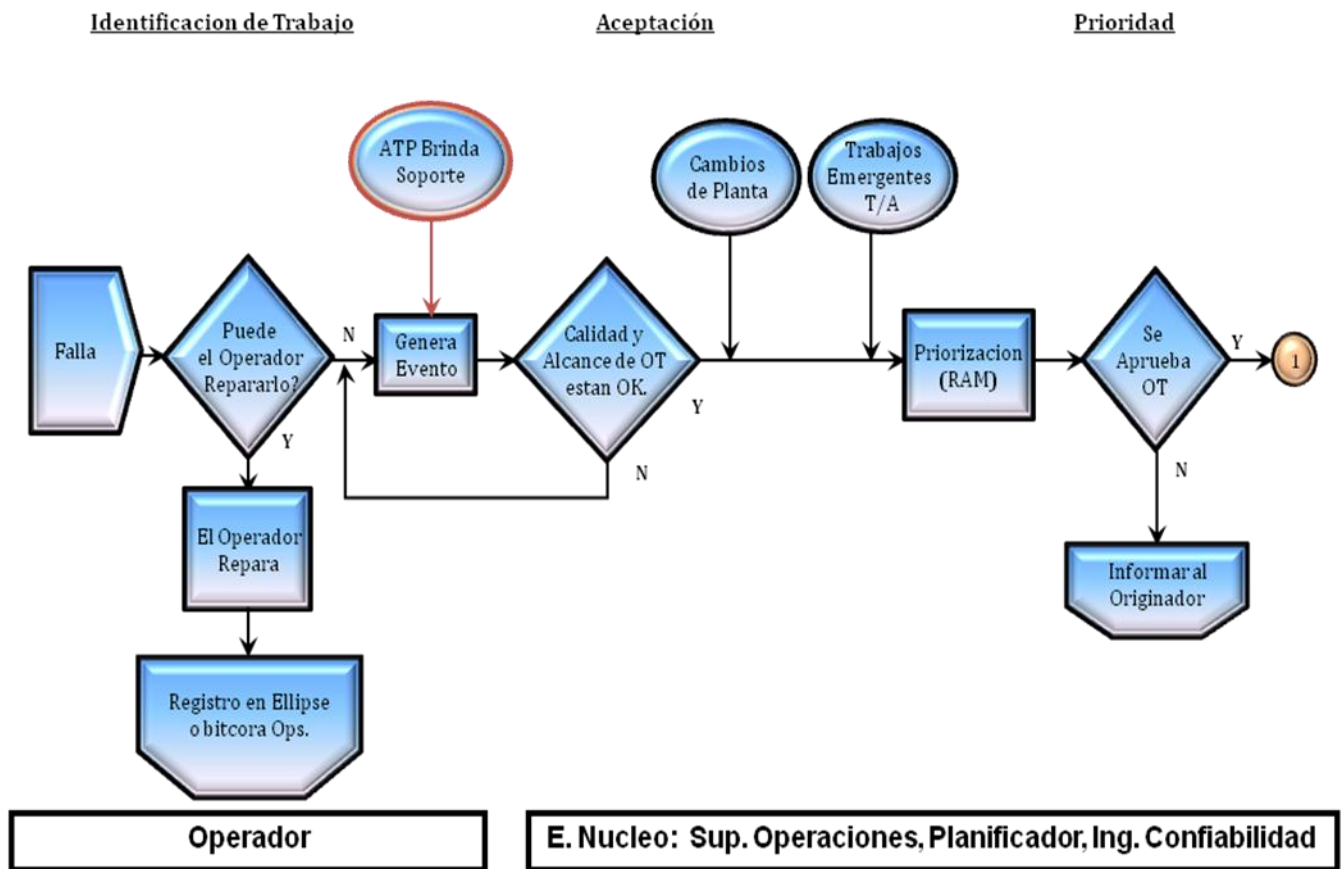
Cierre del trabajo

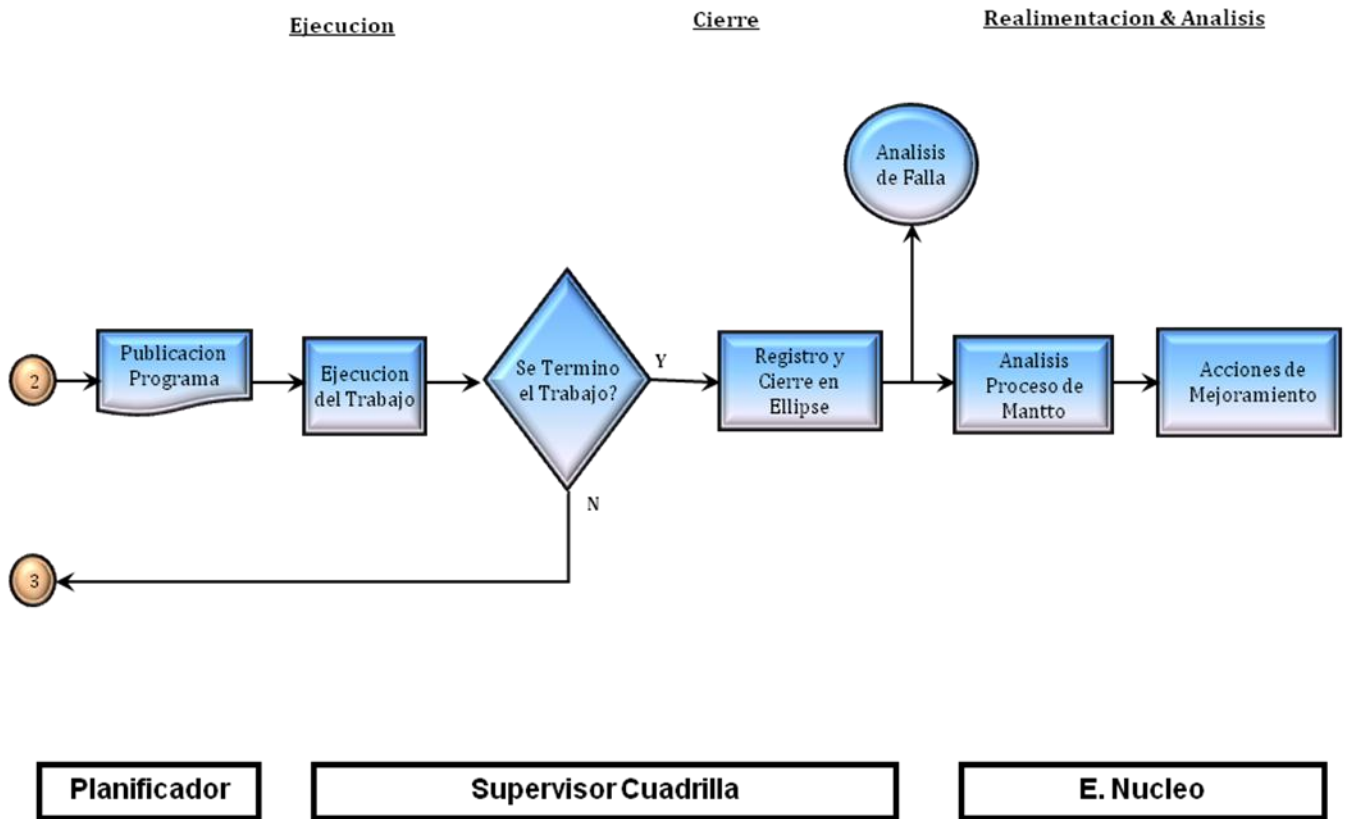
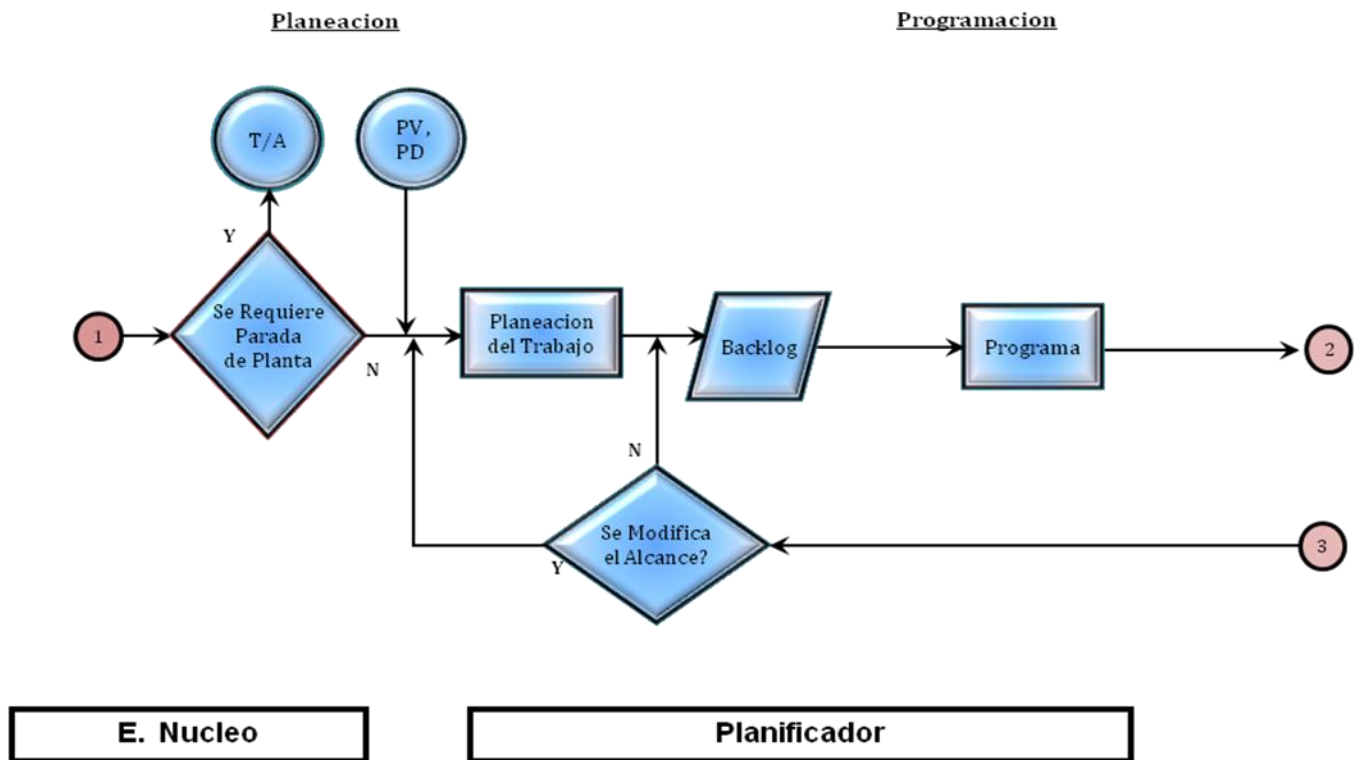
Definición de los roles

Reporte del desempeño

La metodología se representa en forma más simple en el siguiente diagrama de flujo:

Figura 4. Diagrama de flujo





Fuente: Ecopetrol

En Ecopetrol S.A se ha implementado como apoyo de toda la gestión del mantenimiento un Sistema Computarizado Integrado de Gestión de Mantenimiento: Ellipse.

El Ellipse permite la ejecución efectiva del flujo de trabajo de mantenimiento desde que se genera el trabajo hasta su finalización y cierre.

Todas las solicitudes para trabajos, ya sea que provengan de los Ingenieros de proceso, de los ingenieros de confiabilidad, de técnicos o de los operadores se deben ingresar al Ellipse.

El Planificador/Coordinador de Mantenimiento y el representante de operaciones deben cuestionar si se acepta o no una solicitud de trabajo. Una vez se ha aceptado una solicitud de trabajo se convierte en una orden de trabajo.

Una vez el Planificador/Coordinador de Mantenimiento y el representante de operaciones han aceptado la solicitud de trabajo se procede a realizar la priorización de las tareas de mantenimiento próximas a ejecutar. Para esto, se usa una matriz para que nos ayuda a priorizar de acuerdo al impacto y consecuencias que se puedan tener en los aspectos ambiental, personas, económicas o imagen de la empresa.

Figura 5. Matriz de evaluación RAM

MATERIALES DE EVALUACIÓN					PROBABILIDAD PARA ÓRDENES DE TRABAJO DE MANTENIMIENTO				
RIESGOS - RAM Versión 3.0					Actividades de Mantenimiento Programado (PV, PD)				
COMO EVALUAR EL RIESGO 1. Defina claramente el escenario a evaluar 2. Determine cual es la consecuencia potencial en las personas (de 0 a 5) 3. Determine para esa consecuencia en personas la probabilidad de ocurrencia en términos de frecuencia o de probabilidad de falla (de A hasta E) 4. Repita los pasos 2 y 3 para las consecuencias en Economía, Ambiente e Imagen 5. Determine cual es el riesgo mas crítico. 6. Interprete de acuerdo al cuadro en el reverso					Equipo fallaría después de 6 meses	Equipo fallaría entre 2 y 6 meses	Equipo fallaría entre 4 y 8 semanas	Equipo fallaría entre 2 y 4 semanas	Equipo fallaría en 2 semanas
					"Sistema sin equipo auxiliar" (Equipo Estático/Eléctrico/Instrumentos/Rotativo)				
					Equipo fallaría después de 6 meses	Equipo fallaría entre 2 y 6 meses	Equipo fallaría entre 4 y 8 semanas	Equipo fallaría entre 2 y 4 semanas	Equipo fallaría en 2 semanas
					"Sistema con equipo Auxiliar" (Equipo Rotativo, Intercambiadores, etc)				
					Equipo auxiliar fallaría después de 2 meses	Equipo auxiliar fallaría entre 1 y 2 meses	Equipo auxiliar fallaría entre 3 y 4 semanas	Equipo auxiliar fallaría entre 1 y 3 semanas	Equipo auxiliar fallaría en menos de 1 semana
CONSECUENCIAS POTENCIALES					PROBABILIDAD				
Personas	Económica (en dólares)	Ambiental	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en ECOPEPETROL	Sucede varias veces por año en Ecopetrol	Sucede varias veces por año en el distrito
Una o más fatalidades	Catastrófica > 10 Millones	Masivo	Internacional	5	A	B	C	D	E
Incapacidad permanente parcial o total	Grave 1-10 millones	Mayor	Nacional	4	M	M	H	H	VH
Incapacidad temp. > 1 día	Severo 100 mil - 1 millón	Localizado	Regional	3	L	M	M	H	H
Lesión menor no incapacidad	Importante 10 mil-100 mil	Menor	Local	2	N	L	M	M	H
Lesión leve primeros auxilios	Marginal < 10 mil	Leve	Interna	1	N	N	L	L	M
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	L

Fuente: Ecopetrol

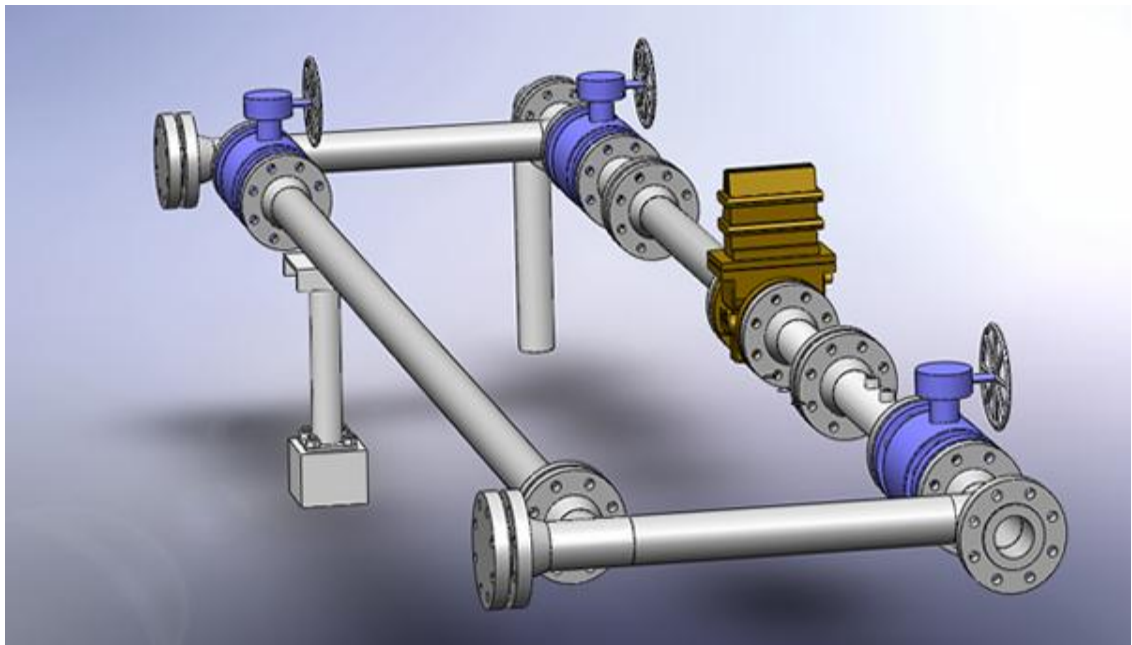
Después de hacer la priorización provisional del trabajo y de haber asignado los recursos, se consideran las prioridades del trabajo en forma colectiva, junto con todos los trabajos que se encuentran pendientes de realizar (back log). Luego se aplica la optimización de recursos y se publica y entrega el programa de mantenimiento al personal de ejecución.

El personal de ejecución deberá ejecutar el programa definido en los tiempos y de acuerdo con los estándares exigidos por la organización.

2. MARCOS CONCEPTUALES

Con lo visto en términos generales, tenemos la descripción general de cómo se efectúa el mantenimiento en la GRB, sin embargo, como vamos a tomar como punto de partida del mantenimiento de los sistemas de medición, es importante definir algunos conceptos básicos de los sistemas de medición utilizados en GRB.

Figura 6. Sistema de Medición



Fuente: CDT de GAS

Existen diferentes sistemas de medición utilizados en la Refinería entre unidades de proceso y de transferencia de custodia; como primera instancia se tiene la evaluación de la calidad del gas a través de muestreos de gases en línea y análisis cromatológico para determinar las propiedades fisicoquímicas.

Entre los diferentes sistemas de medición que se aplican en la Refinería, se encuentran:

- Sistemas basados en Platinas de Orificio
- Medidores Ultrasónicos.
- Medidores tipo Turbina
- Medidores Másicos tipo Coriolis

La inspección en sitio de los sistemas de medición de gas natural exige el uso de equipos apropiados y personal capacitado, los cuales deben asegurar el uso de una serie de procedimientos de inspección que facilita el entendimiento de la operación y los medios de verificación para determinar el grado de conformidad del sistema con los requerimientos definidos en las normas y estándares.

Para la medición de caudal de gas, se tiene instrumentos de medición másicos y caudalímetros con incertidumbres del 0,20% en la indicación del medidor de bajos caudales.

Para la medición de caudales medios se tiene la aplicación de medidores de flujo crítico como platinas de orificio con incertidumbre del 0.15% del caudal en referencia.

En algunas unidades se tiene la aplicación de Medidores Tipo Turbina que tienen un % de incertidumbre mayor al 15%

Figura 7. Técnicas de Medición de Flujo



Fuente: CDT de GAS

Uno de los principales factores que se tienen en los lazos de Control y en la medición de sistemas de gas, es el del control de fugas en los equipos. De acuerdo a las mediciones que se realizan con el recurso de mantenimiento, en la GRB se tenían más del 65% de pérdidas en los equipos de combustión, por lo que se dispuso de un equipo de trabajo de inspección y detección de fugas. La Figura 7 de diagrama de bloques, ilustra un proceso de un lazo de control automático simple.

Figura 8. Diagrama de Bloques de un Lazo de Control




























Un lazo de control es una combinación de instrumentos interconectados, dispuestos para controlar variables del proceso como la temperatura, el flujo, la presión o la densidad, entre otros. Normalmente, la variable del proceso que está siendo controlada, es medida (Medición) por uno de estos instrumentos, el cual envía una señal a un controlador. El controlador compara la medición con un punto de referencia SP (Setpoint) y envía una señal de salida (Decisión) a un elemento final de control (como una válvula), para alterar el proceso y corregir el error encontrado (Acción).

Existen diferentes tipos de Lazo con son:

- Control Automático Simple
- Control de Relación
- Control en Cascada
- Control de Secuencia en Lotes
- Control Manual
- Abierto / Cerrado

Figura 9. Leyenda típica para diagramas de Lazos de Control

Símbolo	Interpretación	Símbolo	Interpretación
	Instrumento montado localmente		Señal de proceso
	Instrumento montado en el panel local		Señal eléctrica
	Función DCS accesible para el operador		Señal neumática
	Instrumento en la estación de trabajo local		Señal hidráulica
	Identificación funcional del instrumento. Número de circuito o instrumento		Señal de ultrasonido
	Motor eléctrico		Señal DCS
	Motor hidráulico		Válvula de contracción
	Motor neumático		Válvula de bola
	Accionamiento de velocidad variable		Válvula de mariposa
	Accionamiento de variador de velocidad eléctrico		Válvula de compuerta
	Válvula de globo		Válvula con posicionador electroneumático
	Válvula de retención		Válvula de 3 vías
	Accionador de válvula solenoide		Válvula de 4 vías
	Accionador de válvula motorizada		

Fuente: CDT de GAS

2.1. MARCO TEORICO

2.1.1. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL GAS NATURAL

Las propiedades fisicoquímicas del gas natural pueden ser obtenidas directamente ya sea por mediciones en laboratorio o por predicción a partir de la composición química conocida del gas. En este caso, los cálculos están basados en las propiedades físicas de componentes individuales del gas y en las leyes físicas, frecuentemente conocidas como leyes de mezclas, las cuales relacionan las propiedades de los componentes a la de la mezcla de gas.

La gravedad específica de un gas está definida como la razón entre la densidad del gas y la densidad del aire seco, ambas medidas a la misma presión y temperatura.

El poder calorífico del gas es la energía liberada cuando se quema un volumen estándar de gas y se expresa en BTU/pie³ o Julios/m³. Debido a que lo que genera calor es el rompimiento de las uniones entre el carbono y el hidrógeno, mientras más átomos de carbono e hidrógeno haya en cada molécula, mayor será el poder calorífico del gas.

La viscosidad es definida como la resistencia interna al flujo, esta es debida a la fricción entre las moléculas del gas, por lo cual es necesario desarrollar una fuerza para mantener separadas las capas de moléculas; en la medida que la temperatura es incrementada, aumenta la energía cinética, un incremento de la presión causa un incremento de viscosidad del gas.

La temperatura de ignición de un gas es la temperatura más baja a la que sucede la combustión auto sostenida.

A la temperatura de ignición, el gas empieza a arder en una mezcla adecuada de gas y aire. Esta posibilidad de ignición tiene aplicaciones tanto en la seguridad como en su uso como combustible.

El factor de compresibilidad Z es un factor adimensional, independiente de la cantidad del gas y determinado por sus características, la temperatura y la presión, describe el comportamiento de mezclas de gases a presiones moderadas y altas.

La humedad relativa mide la cantidad de vapor de agua presente en una mezcla de gases.

2.1.2. FLUJO DE FLUIDOS

El flujo es la cantidad de fluido, expresada en masa o en volumen, que pasa por un punto o sección en la unidad de tiempo, expresado en unidades de volumen o de masa por unidad de tiempo (m^3/h o kg/h).

Podemos decir también que la tasa de flujo volumétrica de un fluido (m^3/s) es igual al producto de la velocidad media del fluido (m/s) por la sección transversal de la tubería (m^2).

A su vez, la tasa de flujo másica (kg/s) es igual al producto entre la tasa de flujo volumétrica (m^3/s) y la densidad del fluido (kg/m^3).

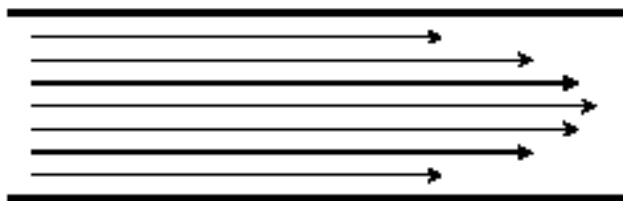
Como en la práctica es difícil llevar a cabo la medición directa de la densidad del fluido, se realizan mediciones de temperatura y de presión para la inferir a partir de éstas la densidad.

A partir de las tasas de flujo volumétrica o másica, es posible obtener su totalización, por medio de la integración a lo largo del tiempo de las tasas de flujo instantáneas medidas.

Un fluido puede fluir en una tubería básicamente bajo dos regímenes diferentes: flujo laminar o flujo turbulento.

El flujo laminar es denominado de esta forma porque todas las partículas del fluido se mueven en líneas rectas, paralelas al eje de la tubería, y de forma ordenada.

Figura 10. Flujo Laminar



Fuente: ECOPETROL

El régimen de flujo laminar o como muchas veces es llamado de flujo en líneas de corriente es gobernado por la ley de Newton de la viscosidad. Esta puede

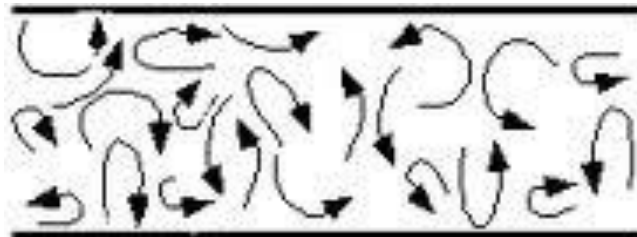
considerarse como el régimen de flujo donde toda la turbulencia es amortiguada por la acción de la viscosidad y teóricamente ocurre cuando el número de Reynolds es inferior a 2000.

El flujo en régimen laminar se caracteriza por un movimiento suave y continuo del fluido, con poca deformación. El régimen laminar puede obtenerse de varias formas: por medio de un fluido de baja densidad, un flujo de baja velocidad, a través de elementos de dimensiones pequeñas, o por medio de un fluido con alta viscosidad, tales como aceites y lubricantes.

El régimen de flujo turbulento ocurre para Números de Reynolds superiores a 2000. Sin embargo, muchas veces tales regímenes pueden continuar o iniciarse en Números de Reynolds más bajos que 2000.

En el flujo turbulento, el perfil de velocidades aguas abajo de un tramo recto y largo de tuberías es mucho más achatado que en régimen laminar y la velocidad en el centro es cerca de 1,2 veces la velocidad media, dependiendo de la rugosidad de la tubería. Bajo estas condiciones, se dice que el perfil está plenamente desarrollado o normal.

Figura 11. Flujo Turbulento



Fuente: ECOPETROL

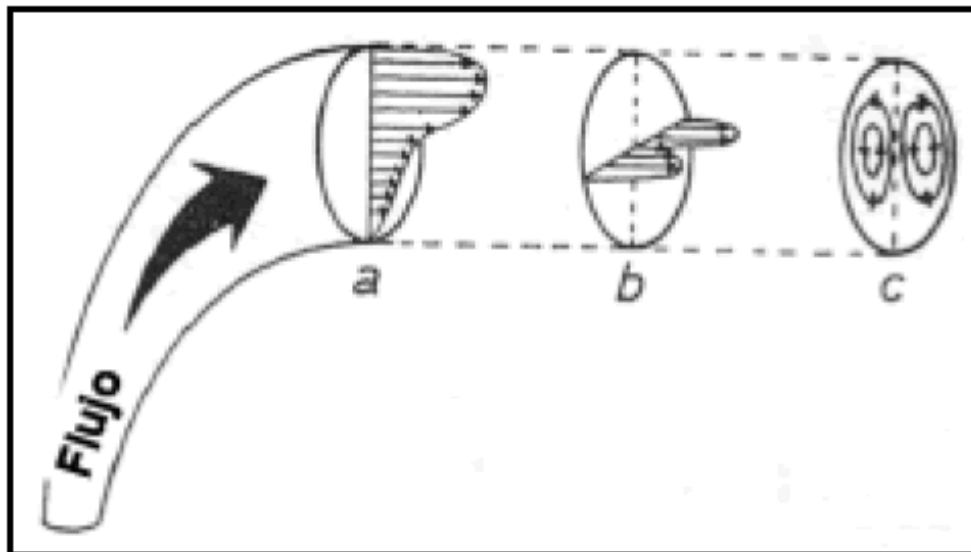
2.1.2.1. Asimetría del perfil de velocidades

En las aplicaciones prácticas, los circuitos de tuberías poseen cambios de dirección y de área de la sección transversal. En estos casos, el perfil de velocidades puede tornarse completamente distorsionado debido al paso del flujo a través de curvas, “tes”, reducciones, válvulas o los mismos medidores de flujo. Esta distorsión del perfil de velocidad es crítica en la operación de medidores de flujo que dependen de la perfecta simetría de flujo, como por ejemplo los medidores por diferencial de presión y los medidores tipo turbina. Además, una desviación en el perfil de velocidades de operación con relación al perfil utilizado en la calibración del medidor en laboratorio, podrá ocasionar errores de medición de difícil detección y cuantificación.

El grado de asimetría del perfil de velocidad de flujo depende de factores como el número de Reynolds, que lleva en consideración la velocidad y la viscosidad del fluido, y la rugosidad de la superficie interna de la tubería.

Curvas, codos, válvulas, etc., también pueden producir una perturbación en el flujo conocida como rotación. El patrón de flujo de un fluido al momento de dar una curva es complejo, esto origina un movimiento de rotación (A) en el flujo interno de la tubería recta aguas abajo de la curva, fijando un desplazamiento (B) del fluido que ocurre hacia delante.

Figura 12. Rotación inducida por una curva de tubería



Fuente: ECOPEPETROL

Por otra parte, el tipo de perturbación más severo en la mayoría de los medidores de flujo es el flujo rotacional en tres dimensiones, o swirl (remolino), producido por dos curvaturas adyacentes posicionadas en planos diferentes aguas arriba del medidor de flujo. Esta configuración hace que el flujo gire de forma helicoidal, haciendo que este efecto persista por largas distancias. Los efectos nocivos del swirl pueden atenuarse, de ser necesario, instalando los llamados rectificadores de flujo aguas arriba del medidor de flujo.

Para el flujo turbulento de un fluido incompresible, el efecto de la variación de la densidad en la expresión de la turbulencia es despreciable. Pero, este efecto debe ser considerado cuando la operación es con un fluido compresible. Un análisis del flujo turbulento de un fluido compresible requiere la correlación de las componentes de la velocidad, de la densidad y de la presión.

Los gases son fluidos compresibles, de esta forma las ecuaciones básicas de flujo deben considerar las variaciones en la densidad provocadas por la presión y por la temperatura.

Para los fluidos compresibles, como los gases y vapores, es necesario adicionar los términos térmicos a la ecuación de Bernoulli para obtener una ecuación que considere la energía total y no solamente la energía mecánica.

2.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LA MEDICIÓN

Desde el punto de vista de control de procesos, las variables más importantes para la operación de una Refinería son el flujo, presión y temperatura. Entre estas, la medición del flujo es esencial en todas las fases de manipulación de los fluidos. Está asociada al control de procesos productivos, como una garantía de la calidad y de la confiabilidad y desde el punto de vista comercial está directamente ligada a los aspectos de compraventa de productos.

Una medición confiable y exacta del flujo de un fluido exige un conjunto de actividades de ingeniería que involucran, en primer lugar, un entendimiento profundo del proceso a ser medido, después la selección del instrumento de medición, su instalación, la operación, el mantenimiento y la interpretación correcta de los resultados obtenidos.

Un sistema de medición de flujo debe considerarse globalmente como un conjunto integrado por el medidor, y los tramos de tubería aguas arriba y aguas abajo del mismo.

Este conjunto puede incluir además acondicionadores de flujo, reguladores del perfil de velocidad, disipadores de vórtices, filtros, tomas de presión etc.

Por más tecnológicamente avanzado que sea el sistema, si no es capaz de realizar mediciones exactas del flujo del fluido y si no se satisfacen diversas condiciones relacionadas con factores que influyen directamente en el proceso de medición, tales como la instalación, la calibración del medidor, los procedimientos de medición, el Mantenimiento de los equipos, los factores ambientales y los recursos humanos involucrados, entre otros, la medición no será confiable.

Así como los sistemas de medición de transferencia de custodia son considerados la caja registradora en la negociación de compraventa de y/o transporte de fluidos, los sistemas de medición de no transferencia de custodia tienen sus aplicaciones en unidades de proceso donde la medición es utilizada

como medio de control. La exactitud de la señal de medición no es tan importante como la habilidad de repetir la medición bajo las mismas condiciones. La repetibilidad de un sistema de no transferencia de custodia es importante para un buen control operacional de una unidad de proceso.

Para los sistemas de medición, la exactitud y la incertidumbre son dos conceptos importantes a tener en cuenta:

Exactitud: Se define como la diferencia entre el valor medido y el valor verdadero, se expresa en porcentaje. El problema de esta definición es que el valor indicado o medido es leído del medidor pero el valor verdadero no puede ser especificado, es decir, no se conoce como un valor real.

Incertidumbre: Desempeño de un medidor bajo condiciones de flujo que pueden ser evaluadas y que determinan la causa de la desviación de la exactitud. Estas causas pueden ser operacionales, interpretación humana, registros, instalaciones y características del fluido.

Las características a ser evaluadas cuando se disponen de varias alternativas técnicas de sistemas de medición son: exactitud, costos comparativos, repetibilidad, costos de mantenimiento, existencia de partes móviles, vida de servicio, rango de operación (rangeability), conveniencia a un tipo de fluido determinado, disponibilidad a los rangos de presión y temperatura, facilidad de instalación, potencia requerida y métodos de calibración requeridos.

Ningún medidor cumplirá todas las características, por lo que se necesita establecer una metodología que facilite la mejor selección, y para ello se debe asignar a cada característica una calificación que determine su importancia en el proceso de medición y listar los diferentes medidores disponibles en el mercado.

Un medidor, es un equipo que permite conocer directamente el caudal de flujo en un tiempo dado. Existen dos posibles formas para obtener el dato directamente y es lo que diferencia a los medidores lineales y los diferenciales. Otra clasificación de medidores es utilizada por el sector industrial como medidores volumétricos y no volumétricos.

La selección de un medidor de flujo para una aplicación dada, depende de la importancia asociada con el problema de medición. Las condiciones básicas a analizar en el momento de entrar a seleccionar un medidor de gas son:

- Calidad del gas natural a medir.
- Determinar las condiciones operacionales: presión y temperatura, rango de flujo.

- Facilidades locativas para su instalación: área disponible, equipos de proceso cercanos, radiaciones calóricas, seguridad, etc.
- Condiciones de desempeño requeridas por mínima incertidumbre y/o por conveniencia técnica.
- Consideraciones económicas: precio del equipo, costo de mantenimiento, costo de instalación, vida útil.

Existen dos técnicas en la medición de flujos volumétricos: directo e indirecto.

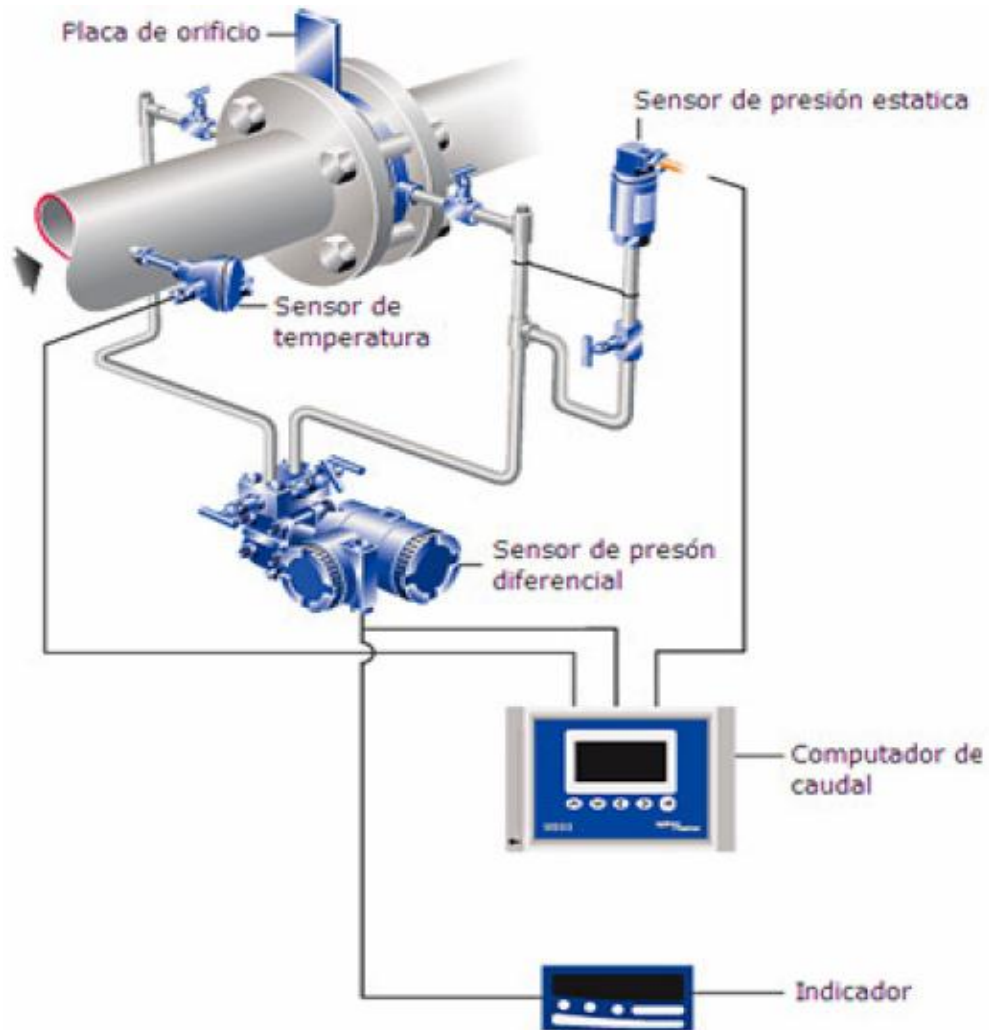
En la Refinería se utiliza el sistema directo e indirecto, para la medición de crudo como técnica se usa el desplazamiento positivo, para la medición de gas se utiliza el sistema indirecto y como técnica la platina de orificio.

2.1.4. MEDIDORES TIPO DIFERENCIAL

Un sistema de medición de caudal de gas con medidores de presión diferencial está integrado por:

- Elemento porta-placa
- Platina de orificio.
- Tubería de medición.
- Medidor de presión diferencial
- Medidor de presión estática
- Medidor de temperatura
- Computador de flujo.
- Analizador en línea (cromatógrafo o gravitómetro)

Figura 13. Componentes de un sistema de medición Tipo Orificio



Fuente: ECOPELROL

La medición del gas se realiza a través de la Platina de orificio, la cual consiste en una medición basada en el Principio de Bernoulli que relaciona presión y velocidad: El área del orificio es más pequeña que el área de la tubería y al pasar a través del orificio la velocidad del fluido aumenta, al tiempo que la presión disminuye y se forma una descarga con área mínima. Luego la descarga se expande y se empieza a recuperar presión. La restricción del diámetro de la tubería, debe hacerse de acuerdo a ciertas limitaciones para que la presión diferencial resultante, esté dentro del rango del registrador.

La placa de orificio o elemento primario, es el dispositivo más usado para efectuarla por su sencillez, bajo costo de operación y facilidad para instalarse. Este elemento es una placa delgada de metal a la que se hace un orificio (abertura), generalmente redondo y concéntrico de perfil recto o inclinado según su aplicación y nivel de precisión.

Figura 14. Placa de Orificio o Elemento Primario



Fuente: CDT de GAS

Es sumamente importante que la placa de orificio, se pueda cambiar con facilidad ya que en la mayoría de los casos no se tiene un gasto constante y es necesario removerla sin interrumpir el flujo; para tal fin, se hace uso de porta orificio.

Se recomienda el uso del porta orificio, que es un mecanismo que consta de un elevador, válvula macho, válvula de purga, etc. que facilitan el cambio y colocación de la placa.

Las registradores de presión son realizadas a través de los fuelles metálicos que son dos, se colocan en lados opuestos de una placa central y vienen llenos de un líquido no corrosivo, incompresible y de bajo punto de congelación. El rango de presión diferencial en estos aparatos, se determina por la fuerza que se requiere para mover los fuelles en su desplazamiento normal; para cambio de rango, se utiliza un ensamble de resortes que se coloca en el fuelle de baja presión.

La GRB cuenta con sistemas de tubos venturi, porta orificios y platinas de orificio para los registradores en todos los puntos de medición donde se requiere la mejora. La confiabilidad de los registradores se remonta desde hace varios años por su versatilidad y tradición, además porque se ubican siempre al lado del lugar que se necesite y en donde se puede llevar un registro diario o semanal.

En algunos casos la medición de gas no tiene la suficiente exactitud y precisión debido a la obsolescencia y procedimientos de algunos equipos, por ello es de

vital importancia el estar revisando los procedimientos y asegurar que las lecturas estén dentro del rango (en operación normal) con equipos redundantes para la confirmación de las lecturas.

Es por ello que se está haciendo una actualización de equipos y medidores que garanticen la lectura apropiada según el caso, los sensores seleccionados son multivariables que utilizan como referencia la diferencia de presión establecida por las platinas de orificio y da la posibilidad de mejorar la confiabilidad en la medición midiendo además la temperatura del proceso, es decir, del fluido medido.

Ventajas del medidor tipo orificio:

- Normas y estándares bien documentados
- Amplio uso y gran aceptación a nivel industrial
- Bajo costo en la inversión y su instalación
- No posee partes móviles en la línea de flujo
- No tiene limitaciones en cuanto a temperatura y presión
- Sistema de lectura electrónico disponible para el cálculo de flujo

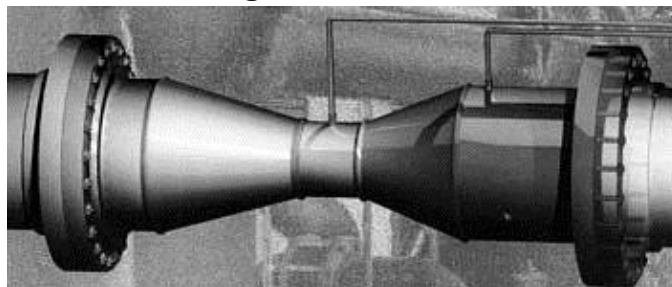
Desventajas del medidor tipo orificio:

- Bajo rango de operación para un determinado diámetro de orificio
- Relativas altas caídas de presión para un flujo determinado.
- Muy sensible a perfiles no uniformes de velocidad

El tubo Venturi está caracterizado por su entrada convergente y su salida divergente

La principal ventaja del Vénturi estriba en que sólo pierde un 10 - 20% de la diferencia de presión entre la entrada y la garganta. Esto se consigue por el cono divergente que desacelera la corriente.

Figura 15.Venturi



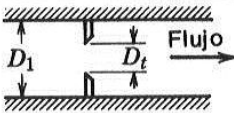
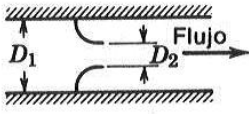
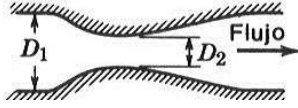
Fuente: www.Instrumentaciónycontrol.net

Es importante conocer la relación que existe entre los distintos diámetros que tiene el tubo, ya que dependiendo de los mismos es que se va a obtener la presión deseada a la entrada y a la salida del mismo para que pueda cumplir la función para la cual está construido.

Esta relación de diámetros y distancias es la base para realizar los cálculos para la construcción de un Tubo de Venturi y con los conocimientos del caudal que se desee pasar por él.

Un Tubo de Venturi típico consta, como ya se dijo anteriormente, de una admisión cilíndrica, un cono convergente, una garganta y un cono divergente. La entrada convergente tiene un ángulo incluido de alrededor de 21° , y el cono divergente de 7 a 8° . La finalidad del cono divergente es reducir la pérdida global de presión en el medidor; su eliminación no tendrá efecto sobre el coeficiente de descarga. La presión se detecta a través de una serie de agujeros en la admisión y la garganta; estos agujeros conducen a una cámara angular, y las dos cámaras están conectadas a un sensor de diferencial de presión.

Tabla 1. Características de los medidores de orificio de Flujo de boquilla y Venturi

<i>Tipo de medidor</i>	<i>Diagrama esquemático</i>	<i>Pérdida de carga</i>	<i>Costo relativo</i>
Orificio		Alta	Bajo
Boquilla		Intermedia	Intermedio
Venturi		Baja	Alto

Fuente: MECANICA DE FLUIDOS 9-Ed.

La siguiente tabla muestra una breve comparación con los dos equipos relacionados:

Tabla 2. Comparación Sensores de Flujo

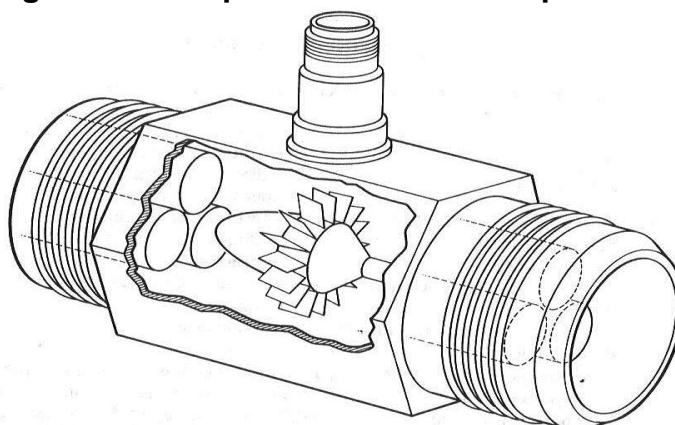
COMPARACION SENSORES DE FLUJO								
Sensores de flujo	Baja velocidad del fluido	Medición de salida electrónica	Mínimo Número de Reynolds	Rangos de temperatura ©	Rangos de Presión	Presición	Repetibilidad	Costos 1a 10 (6)
Platina de orificio	S	S	5000	30 a 500	1500 max	± 3% de la escala completa	± 0,25	6
Tubo Venturi	*	S	20000	500 max				8

Fuente: CDT de GAS

2.1.5. MEDIDOR TIPO TURBINA

Es un aparato que mide velocidad, en el cual el flujo de gas es paralelo al eje del rotor y la velocidad de rotación del rotor es proporcional a la velocidad de flujo. El volumen de gas se determina contando las revoluciones del rotor. La turbina debe operar con perfil de velocidad uniforme para lo cual se debe acondicionar el sistema para eliminar remolinos y pulsaciones por presencia de filtros, codos, válvulas y otros accesorios.

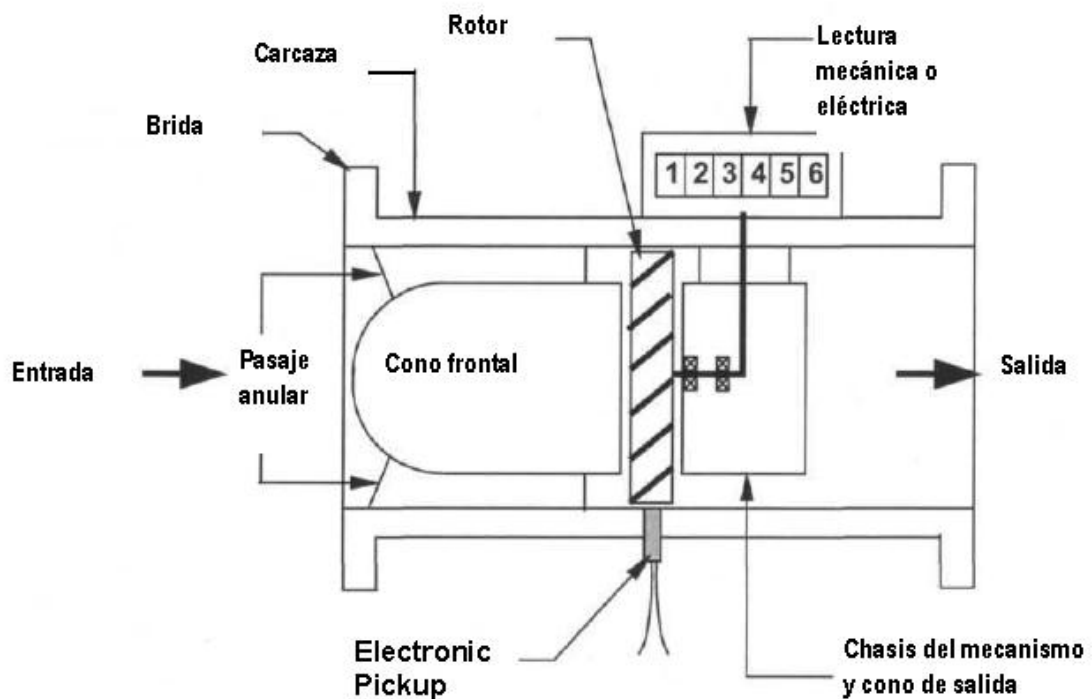
Figura 16. Perspectiva de Medidor tipo Turbina



Fuente: P.A.C. Union, New Jersey

Una representación esquemática del medidor de turbina axial para gas se presenta en la Figura 10. El gas que entra al medidor aumenta su velocidad al pasar a través del espacio anular formado por el cono de nariz y la pared interior del cuerpo del medidor. El movimiento del gas sobre las aspas del rotor, ubicadas angularmente, imparte una fuerza al rotor, ocasionando que éste gire. La velocidad rotacional ideal es directamente proporcional a la rata de flujo. La velocidad rotacional real es función del tamaño y forma del pasaje anular y del diseño del rotor. Además, depende de la carga a la cual se somete el rotor, debido a la fricción mecánica interna, el arrastre de fluido y la densidad del gas.

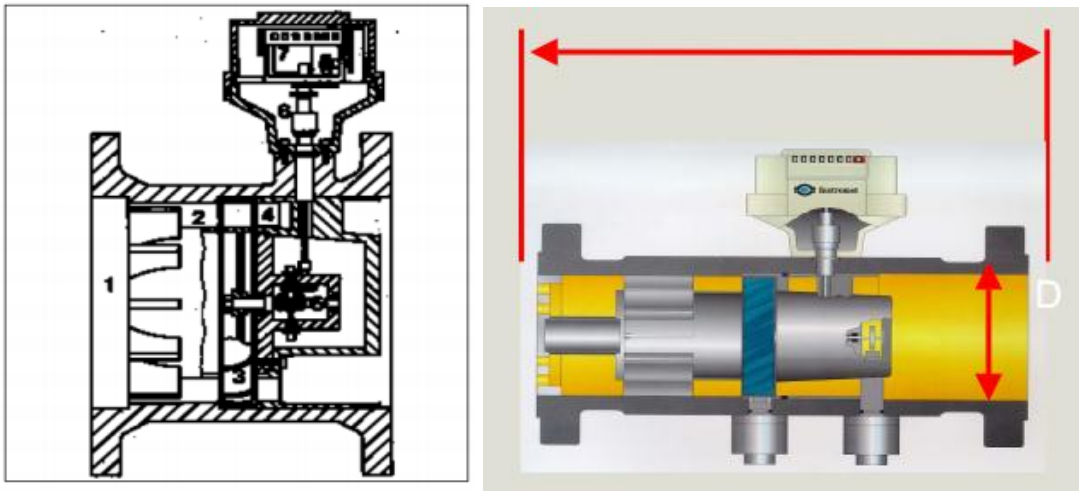
Figura 17. Placa de Orificio o Elemento Primario



Fuente: ECOPETROL

Principio Básico: El medidor de flujo de turbina deriva su nombre de su principio de operación. Una rueda de turbina (ó rotor) está fija en la ruta de flujo del fluido. Mientras el fluido entra en el volumen libre entre las hojas del rotor, se desvía por el ángulo de las paletas e imparte una fuerza que causa que el rotor gire. La velocidad a la cual el rotor gira está relacionada, en un rango especificado, linealmente con la velocidad de flujo.

Figura 18. Medidor Mecánico tipo Turbina



Fuente: Instituto Nacional de Tecnología Industrial

Ventajas del medidor tipo turbina.

- Buena exactitud dentro del rango de operación del medidor
- Equipos electrónicos disponibles para lectores de flujo en corto tiempo y alta resolución
- Costos medios de inversión comparados con otros tipos de medidores
- Excelente rango de operación a altas presiones

Desventajas del medidor tipo turbina.

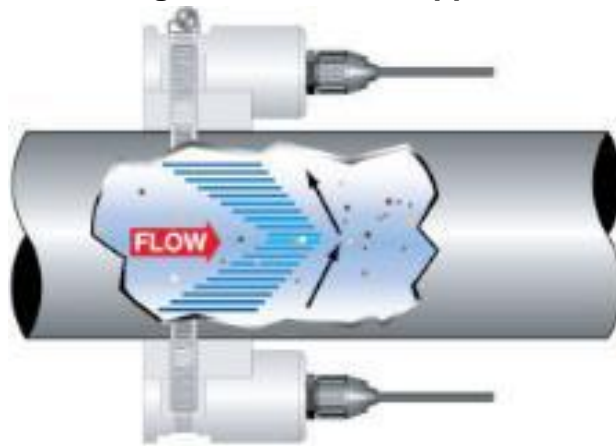
- Revisión periódica de todos sus componentes para garantizar una buena exactitud
- Rango de operación a bajas presiones se asimila a otros medidores
- Requiere perfil de velocidad uniforme

2.1.6. MEDIDOR TIPO ULTRASÓNICO

Toda radiación al incidir sobre un medio, en parte se refleja, en parte se transmite y en parte es absorbida. Si además, hay un movimiento relativo entre la fuente de radiación y el medio reflector, se produce un cambio en la frecuencia de la radiación (Efecto Doppler).

El medidor ultrasónico es un aparato que mide la velocidad del fluido por lo que su máximo desempeño se alcanza cuando la configuración de la tubería aguas arriba del medidor proporciona un perfil de flujo bien desarrollado a la entrada del medidor, puesto que un medidor de múltiples pasos mide la velocidad en varias localizaciones, se logra un mejor promedio de perfil de velocidad minimizando los efectos debidos a las perturbaciones de flujo.

Figura 19. Efecto Doppler



Fuente: P.A.C. Union, New Jersey

El término ultrasonido hace referencia a las ondas sonoras con frecuencias más altas que las del alcance del oído humano, es decir, frecuencias superiores a los 18 KHz, aproximadamente. Las ondas ultrasónicas obedecen las mismas leyes básicas del movimiento ondulatorio de las ondas sonoras de frecuencias más bajas, sin embargo, tienen las siguientes ventajas:

Las ondas de frecuencias más altas tienen longitudes de onda más cortas, lo cual significa que la difracción o reflexión en torno a un obstáculo de dimensiones determinadas se reduce en forma correspondiente. Por lo tanto es más fácil dirigir y enfocar un haz de ultrasonido.

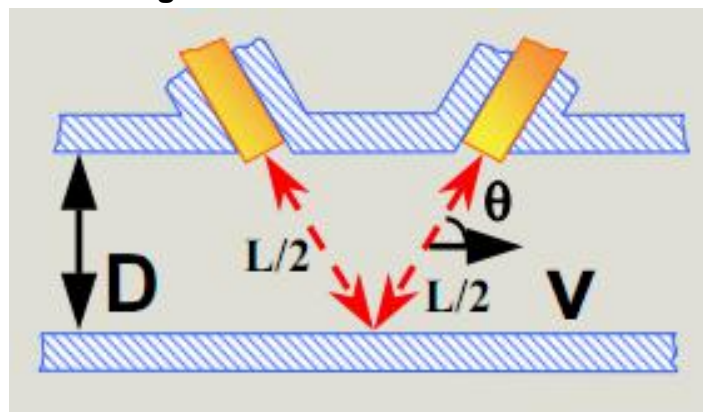
Las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin dificultad las paredes metálicas de tubos y recipientes. Esto quiere decir que el sistema de medición entero puede montarse externamente al fluido, es decir, es no invasor. Esto es muy importante con fluidos corrosivos, radioactivos, explosivos o inflamables. Por otra parte, no existe la posibilidad de que ocurra obstrucción de los sensores con fluidos sucios como en el caso de medidores ultrasónicos tipo grapa externa (Clamp-On).

Para minimizar los efectos de distorsión de flujo los fabricantes recomiendan la instalación de enderezadores de flujo en la tubería aguas arriba del medidor. Condiciones de chorro y remolino pueden ser causados por accesorios, válvulas parcialmente abiertas, reguladores de presión, equipos de compresión, etc. La longitud de tubería aguas arriba y aguas abajo del medidor varía de acuerdo a los criterios del fabricante pero generalmente se fijan de 5 a 10 diámetros nominales aguas arriba y 3 DN aguas abajo. Estos datos son considerados como mínimos y no son válidos cuando alta perturbación de flujo se presenta. El diámetro interno de la tubería de entrada y salida debe ser el mismo del “spool” de medición.

Los medidores ultrasónicos se diseñan para operar en sentido bidireccional, en estos casos el arreglo de tubería debe cumplir las especificaciones de instalación. El medidor permite el contenido de sólidos y/o líquidos en el gas en pequeñas cantidad sin daño en el equipo. La precisión de la medición se puede afectar ligeramente, dependiendo del tipo y tamaño de las partículas sólidas contenidas en el gas.

Los medidores ultrasónicos permiten velocidades extremas de gas como en casos de presurización o purga. Para evitar daños en los transductores las operaciones aguas abajo se deben hacer lentamente.

Figura 20. Medidor Ultrasónico





Fuente: P.A.C. Union, New Jersey

En junio de 1998, el Comité de Transmisión y Medición de la American Gas Association, publicó el Reporte No. 9, denominado “Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters”, por medio del cual avala el uso de estos medidores. En Abril del 2007 se publica la segunda edición del AGA 9.

- Ventajas del medidor tipo Ultrasónico
- No causan caídas de presión
- Pulsos de alta frecuencia minimizan los errores por pulsación y fluctuación de flujo
- Instalación sencilla y poco costosa
- Alto rango de operación
- No posee partes móviles en contacto con el fluido a medir
- Calibración mecánica simple mediante chequeo en software de prueba
- Desventajas del medidor tipo Ultrasónico
- Requieren potencia para su operación
- Perfil de flujo totalmente desarrollado en caso de medidores de un solo paso
- Costos de inversión altos

2.1.7. MEDIDORES VOLUMÉTRICOS DESPLAZAMIENTO POSITIVO

El medidor de desplazamiento positivo consiste de una cámara de volumen fijo, la cual se llena y se desocupa en forma repetida. Para que este proceso sea continuo, existe una serie de cámaras que se llenan y desocupan por medio de

una válvula apropiada o usando otro mecanismo, de tal forma que mientras una cámara se llena la otra se desocupa.

El medidor debe registrar el proceso a medida que el fluido pase. Estas lecturas son la base de la medición de flujo.

El método más aceptado para transferencia de custodia de crudos es por medio de medidores de desplazamiento positivo. Se pueden obtener exactitudes del orden de $\pm 0.25\%$. Exactitudes tan buenas como $\pm 0.1\%$ se pueden obtener con una instalación y una calibración apropiadas.

Los medidores de desplazamiento positivo se usan para transferencia de custodia de gas natural a baja presión en servicio residencial y comercial, pero no se acostumbra a usar para medida de gas en instalaciones de producción.

Ventajas del medidor de Desplazamiento Positivo

- No sensible a alteración de perfil de velocidad
- Sistema de lectura directa

Desventajas del medidor de Desplazamiento Positivo

- Limitados rangos en las especificaciones de fluido a medir (P,T, μ)
- De gran tamaño y peso los de alta capacidad
- Perdidas de presión a través del medidor altas
- Filtración es requerida aguas arriba del medidor
- Costos de mantenimiento alto para los medidores grandes y en los medidores pequeños se parece a su reemplazo.

2.1.8. MEDIDOR MÁSIICO TIPO CORIOLIS

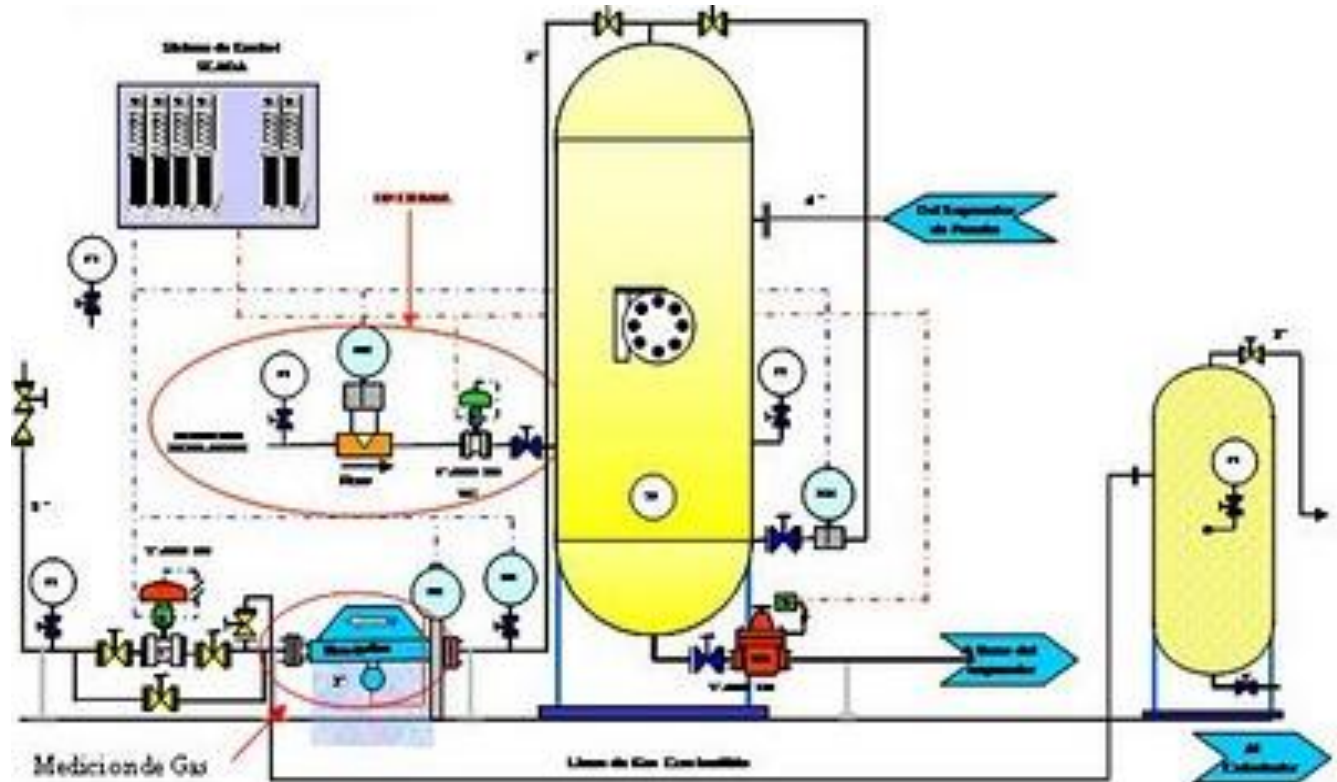
Los medidores Coriolis operan bajo el principio que si una partícula dentro de un cuerpo en rotación se mueve en una dirección hacia o fuera del centro de rotación, la partícula genera fuerzas inerciales que actúan sobre el cuerpo. El medidor mide el flujo másico sensando la fuerza de Coríolis sobre un tubo o tubos que vibran en una frecuencia determinada. Los puntos de medición localizados a la entrada y salida del tubo oscilan en proporción a la vibración sinusoidal del tubo. Durante el flujo el conjunto tubo y masa de gas se afectan por la fuerza de Coríolis causando un cambio que son detectados por los sensores de entrada y salida, el cual es transmitido al medidor en señal que es directamente proporcional a la rata de flujo másico.

Figura 21. Medidor Tipo Coriolis



Fuente: P.A.C. Union, New Jersey

Figura 22. Sistema General con Medidor de Flujo Másico



Fuente: Mediciones Industriales

2.1.9. ALARMAS.

El Departamento de instrumentación tiene programados límites de alarmas para ciertas variables del proceso. Estas alarmas están diseñadas para alertar al operador si algún límite preestablecido ha sido excedido.

2.1.9.1. Procedimiento de respuesta de alarmas

Una vez que el operador ha sido alertado de una condición de alarma, es su responsabilidad:

- Reconocer la alarma apretando el botón de reconocimiento.
- Averiguar que ha causado la alarma.
- Determinar la mejor manera de eliminar la causa de la alarma para poder remover la condición de alarma.
- Ejecutar la acción debida para lo anterior.

En algunos casos es necesario obtener asistencia y ayuda del supervisor del área, personal de mantenimiento o ambas partes.

Las alarmas son normalmente causadas por algunas de las siguientes condiciones:

- Condición de proceso sobre fijada.
- Mal funcionamiento eléctrico o mecánico.
- Situación de seguridad personal.

El primero de los pasos que el operador debe hacer cuando responda a una alarma, es referirse al listado de todas las alarmas.

Tabla 3. Estructura de Alarmas

COLUMNA	DESCRIPCION
No. TAG	Tag de la Alarma (Código)
SERVICIO	Nombre del equipo o servicio a quien aplica la alarma
FALLA	Condición de la falla
CAUSA PROBABLE	Causa probable que ocasiona la alarma

2.2. MARCO HISTORICO

2.2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS GASES.

2.2.1.1. GASES IDEALES

Es un gas imaginario que obedece a ciertas leyes simples tales como la Ley de Boyle, Charles, Dalton y Amagat. Tal gas tiene masa, pero las moléculas del gas en si no ocupan volumen y no existen fuerzas entre ellas.

ECUACION DE ESTADO: **$PV=nRT$**

Donde:

- P= Presión
- V = Volumen
- n = numero de moles
- R = Constante de los gases ideales
- T = Temperatura

Ley de Boyle. El volumen de un número de moles de gas es inversamente proporcional a la presión a una temperatura constante.

Se expresa como **$P_0V_0=P_1V_1$**

Ley de Charles. El volumen de un número de moles de gas es directamente proporcional a la temperatura absoluta a una presión constante.

Se expresa como **$T_1V_0=T_0V_1$**

Ley de Avogadro. El volumen de un gas es directamente proporcional al número de moles a una temperatura absoluta y presión constante.

Se expresa como **$n_1V_0=n_0V_1$**

Ley de Dalton. Para una mezcla gaseosa a temperatura y volúmenes definidos, la presión total es igual a la suma de las presiones parciales

Se expresa como $P_{total}=P_1+P_2+P_3+.....P_n$

Donde P_1 , P_2 , P_3 , P_n , representa las presiones de los gases 1, 2, 3, etc.

Ley de Amagat. Para una mezcla gaseosa el volumen total es igual a la sumatoria de los volúmenes particulares de los componentes a una presión y temperatura constante.

Se expresa como $V_{total}= V_1+V_2+V_3+....V_n$

2.2.1.2. GASES REALES

Son sustancias donde las moléculas tienen fuerzas de interacción entre si y sus moléculas ocupan volumen.

ECUACION DE ESTADO: $PV=ZnRT$

Donde:

- P = Presión
- V = Volumen
- n = numero de moles
- R = Constante de los gases ideales
- T = Temperatura
- Z = Factor de Compresibilidad

Dado que la mayoría de los gases no tienen un comportamiento ideal, se introduce un nuevo factor, el factor Z (factor de compresibilidad) que mide la desviación del comportamiento del gas de un gas ideal. Cuanto mayor sea su diferencia con la unidad menos ideal es el comportamiento del gas en estudio.

Presión. Se define como la fuerza ejercida por un fluido sobre la unidad de superficie.

Presión Manométrica. Presión medida en un sistema a través de un instrumento llamado “manómetro de Bourdon”.

Presión Barométrica. La presión real de la atmosfera se mide con un instrumento llamado “barómetro”. La presión atmosférica a nivel del mar es de 14.7 psi, o 760 mm de mercurio.

Presión absoluta. $P_{absoluta} = P_{manometrica} + P_{barometrica}$

- 1 atmósfera es equivalente a:
- 33.91 pies de agua
- 14.7 psi (absoluta)
- 29.92 pulgadas de mercurio
- 760 milímetros de mercurio

2.3. MARCO AMBIENTAL

El Sistema de Gestión Ambiental de la organización reconoce como elemento clave la capacitación a los efectos de cumplir efectivamente con los principios del mismo. Es por ello que existe un procedimiento General de: (Capacitación, toma de conciencia y competencia”) a través del cual se identifican sistemáticamente las necesidades de capacitación para todo el personal.

Más allá de las actividades específicas de capacitación el Plan considera que todo el personal de la organización conozca y tome conciencia de:

- La importancia de cumplir con la política ambiental, los procedimientos en los que están involucrados y los requisitos generales y sus responsabilidades específicas.
- Los aspectos ambientales derivados de sus actividades y los beneficios surgidos de una mejora en su desempeño ambiental.
- Las consecuencias potenciales del apartamiento de los procedimientos operativos especificados.
- Requisitos para la preparación y respuesta ante emergencias.

La documentación del Sistema de Gestión Ambiental está estructurada en cinco niveles:

- Manual del Sistema de Gestión Ambiental
- Procedimientos
- Instrucciones
- OT (Órdenes de Trabajo)
- Documentación de Procedencia Externa

2.3.1. AUDITORÍAS DEL SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL

El Sistema de Gestión Ambiental instrumenta auditorías internas para evaluar si los requisitos del sistema están siendo cumplidos.

Las auditorías internas son realizadas por personal de la organización o externo debidamente entrenado y calificado (Procedimiento General: “Calificación de Auditores”).

El Sistema de Gestión Ambiental establece mediante un procedimiento (Procedimiento General: “Auditorías del Sistema de Gestión”) la forma en la cual se instrumentan las auditorías de modo tal de:

- Determinar si el Sistema de Gestión Ambiental implementado conforma las disposiciones de la norma ISO 14001: 2004 y las específicas de la organización.
- Mantener a la Dirección informada respecto del resultado de las auditorías y del funcionamiento del Sistema de Gestión Ambiental.

2.4. MARCO NORMATIVO, JURIDICO Ó LEGAL

El marco Normativo que se debe aplicar para la medición de gases combustibles en la GRB, está direccionado a través de la VSM (Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo), donde se establecen los diferentes procedimientos y lineamientos que abarcan cada una de diferentes coordinaciones de Medición a nivel nacional.

Todos los procedimientos forman parte integral y se rige por las normas establecidas en el Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles de ECOPETROL S.A. ECP-VSM-M-001

Es por ello que la Gerencia GPS –VSM soportados en datos y hechos (balances, índices de pérdidas/ganancias, reclamaciones, procesos de conciliación, comparaciones, verificaciones, Índices de gestión, planes de mejoramiento) puede, en cualquier momento, solicitar, programar y ejecutar Auditorías a los sistemas de medición de Calidad y Cantidad de Hidrocarburos que lo requieran, informando a los líderes de medición de cada dependencia la programación estimada para dicha Auditoría y su respectivo PDT (Plan de trabajo), esta tendrá como fin el detectar oportunidades de mejoramiento que conlleven a planes de acción con las áreas de negocios.

2.4.1. NORMATIVIDAD APLICABLE A MEDIDORES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Los sistemas de medición de gas de transferencia de custodia con el fin de garantizar confiabilidad en los resultados deben cumplir la normatividad que ha sido desarrollado bajo la dirección de organismos internacionales que basados en pruebas experimentales han definido los criterios para su montaje, operación y verificación.

ECOPETROL está obligada a cumplir el RUT (Resolución CREG 077 DE 1999 y todas las resoluciones posteriores que la modifican) en los puntos que como productor entrega gas natural a los sistemas de transporte e igual manera en aquellos puntos que reciben gas del sistema de transporte para su consumo en sus instalaciones. El RUT en su numeral 5.3.1 define los elementos que componen el sistema de medición y fija la obligatoriedad de usar medidores homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio de conformidad con el Decreto 2269 de 1993 o las recomendaciones de la AGA.

De otra parte, conociendo las bondades de cumplir la normatividad internacional en los sistemas de medición de gas ECOPETROL extiende su aplicación a aquellos sistemas donde se realización liquidación de transferencia de gas.

De igual manera el RUT Numeral 5.3 define la medición volumétrica a partir de equipos oficiales debidamente calibrados empleando los métodos de cálculo establecidos por el fabricante y recomendados por la AGA.

Por lo anterior, se incluye en este manual los aspectos fundamentales de cada una de las normas aplicables:

- Medidor Tipo Diferencial Platina de Orificio Concéntrico Construcción y Montaje. Reporte AGA 3 API 14.3.2
- Medidor Tipo Diferencial Platina de Orificio Concéntrico: Cálculo Flujo Volumétrico. Norma API 14.3.3
- Medidor Tipo Turbina: Reporte AGA 7
- Medidor Tipo Ultrasónico: Reporte AGA 9
- Medidor Tipo Coriolis: Reporte AGA 11
- Medidor tipo desplazamiento Positivo: ASME B109.1 y ASME B109.2
- Determinación Factor de Súper compresibilidad: Reporte AGA 8
- Medición Electrónica de Gas: Norma MPMS 21.1

2.4.2. LEY SOX

Unas de las principales razones por la cual se inicio la estandarización de los planes de medición a nivel nacional fue la vinculación a la bolsa de acciones y es por ello que una de las principales normas a cumplir son:

A raíz de numerosos casos de escándalos corporativos donde se evidenciaba no coherencia y confiabilidad en los registros contables de las Empresas, debida principalmente a la no evidencia y registro de controles dentro del ejercicio operativo y administrativo, debilidades en el ambiente de control interno, deficiencia en la clarificación de roles y responsabilidades de cada una las personas en los niveles operativos, tácticos y estratégico y no consecuencias hacia las personas donde se evidenciaba intención de error en sus responsabilidades operativas, tácticas y estratégicas se aprobó en el congreso de los estados unidos una ley que permitiera regular esta situación.

Esta Ley fue propuesta por los senadores Paul Sarbanes y Michael Oxley, y se denominó la Ley Sarbanes Oxley, Ley SOX.

Figura 23. Creadores de la Ley SOX

La Ley Sarbanes Oxley (SOX) Sus autores



Paul Sarbanes
US Senator – Maryland



Michael Oxley
US Senator – Ohio

Fuente: www.es.wikipedia.org

Ecopetrol S.A. debe cumplir esta ley, por estar registrados en la bolsa de New York, asegurando confianza y transparencia sobre nuestra información financiera a los accionistas y otros grupos de interés.

2.4.3. Ley COSO

De acuerdo a lo anterior, a partir del año 2007, la Administración del Grupo Ecopetrol es responsable por establecer y mantener un adecuado Sistema de Control Interno y periódicamente evaluarlo para concluir sobre su efectividad. Igualmente, la ley exige que un Auditor Independiente (Revisoría Fiscal), realice la evaluación del Sistema de Control Interno y emita una opinión sobre la efectividad del mismo.

- COSO es el marco de control interno sugerido para cumplir con los lineamientos establecidos por la Ley Sox.
- COSO, establece controles internos que ayudan a que las compañías garanticen una generación de informes financieros confiables.
- COSO fué diseñado por el Commitment of Sponsoring Organization of Treadway Commission

Teniendo en cuenta que la ley recomienda el uso del Modelo de Control Interno “COSO” y que Ecopetrol tomó la decisión de adoptarlo, la evaluación del Sistema de Control Interno se realiza considerando las actividades desarrolladas para el cumplimiento de cada uno de los cinco componentes:

Ambiente de control, evaluación de riesgos, actividades de control, información y comunicación y monitoreo.

Figura 24. Estructura de la Ley COSO



Fuente: Bancolombia

2.4.4. APLICACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE LA LEY SOX EN LA OPERACIÓN DE LA REFINERÍA.

En el nivel operativo cada planta es responsable de la calidad de la información, volumétrica y másica, del registro y toma de acciones operativas anticipadas correctas y oportunas para cumplir con los objetivos del Negocio, recibos de cargas, rendimientos, variables de proceso dentro de las ventanas operativas, registro de tribología, Cuidado y confiabilidad de Equipos -BEC, realización de rondas estructuradas, cumplimiento del plan de mantenimiento y plan de producción, control al consumo de químicos, registro de entregas de turno en el puesto de trabajo y auto-implementación de planes de mejora para garantizar que los turnos de trabajo sea muestra visible de excelencia operacional.

3. SITUACION ACTUAL

3.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El mantenimiento actual de los sistemas de medición de Gas en la Refinería, se está realizando con unas frecuencias sin estandarizar, sin ningún tipo de análisis y monitoreo en línea que anticipe los modos de falla, generando intervenciones de tipo correctivo e incrementando los costos de mantenimiento; dichas intervenciones no se realizan con el propósito de corregir la falla, sino de mitigar el impacto, ocasionando en algunas oportunidades mantenimiento curativo (aquel que se realiza, reparando el equipo, sin corregir la causa raíz).

Adicionalmente algunos instrumentos o equipos no se han intervenido y/o actualizado, debido a que no se tiene la información técnica y los repuestos mínimos requeridos para realizar un mantenimiento preventivo.

Parte de esta situación se debe a que los instrumentos son muy antiguos y los fabricantes y/o proveedores han actualizado sus sistemas, generando obsolescencia en las bodegas de inventario, y poca respuesta ante demanda de repuestos no fabricados en serie o con alguna recurrencia mínima.

Los instrumentos de transferencia de custodia, desde los años 80 estaban a cargo de ECOPETROL en su totalidad y la medición se realizaba para control propio, sin embargo, ante la creación de la CREG, se admitió como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios enmarcado bajo unos aspectos Regulatorios y Normativos.

Dichos instrumentos deben tener registrado y documentado todo su historial de mantenimiento, para realizar todos los análisis y seguimientos en línea de tal forma que si llegaran a presentar alguna anomalía, esta se pudiese corregir de manera oportuna.

3.2. PLAN DE OPTIMIZACION VIGENTE EN GRB

La Refinería tiene establecido un plan de crecimiento y sostenibilidad de acuerdo a la Mega de ECOPETROL buscando posicionar la empresa en todos los aspectos como una de las más importantes y rentables a nivel internacional.

Es por ello que parte de esta estrategia está relacionada directamente con el riguroso plan de las Coordinaciones de Medición que deben buscar aplicar en cada uno de los proyectos a desarrollar y en los equipos actuales.

Se relaciona a continuación el esquema de optimización para la GRB en los sistemas de medición de Gas.

3.2.1. MEDIDORES VOLUMETRICOS

Son aquellos que operan con una corriente continua de gas, pasando a través del elemento primario que actúa sobre los elementos secundarios que indican o registran la tasa de flujo.

3.2.2. CONDICIONES DE OPERACIÓN

3.2.2.1. Calidad del gas.

El medidor, como requerimiento mínimo, deberá operar con cualquiera de las mezclas de gas combustible establecido en las condiciones de operación.

El fabricante debe ser consultado si se espera algo de lo siguiente: 1) niveles de dióxido de carbono, que atenúan la onda acústica, superiores al 10%; 2) operación cerca de la densidad crítica de la mezcla de gas natural, ó 3) niveles de azufre total que exceden 20 granos por 100 pies cúbicos (320 ppm, aproximadamente), incluyendo mercaptanos, H₂S y compuestos de azufre elemental.

Los depósitos, debido a las condiciones normales de la tubería (por ejemplo, condensados o trazas de aceite, mezclados con escamas de óxido, suciedades o arenillas) pueden afectar la exactitud del medidor, reduciendo su área transversal. Los depósitos también pueden atenuar u obstruir las ondas

ultrasónicas emitidas desde y recibidas por los transductores y, en algunos diseños, reflejadas por las paredes internas del medidor.

3.2.2.2. Presión, Temperatura y dirección del flujo.

Los transductores ultrasónicos requieren una densidad mínima del gas (la cual es función de la presión) para asegurar el acople acústico de los pulsos sonoros hacia/desde el gas.

Los medidores ultrasónicos deberán operar en un rango de temperatura del gas entre - 13°F y 131°F (-25°C y 55°C). El diseñador deberá especificar el rango esperado de temperatura de operación.

El rango de la temperatura ambiente deberá estar entre -13° F y 131° F (-25° C y 55° C). Este rango de temperatura ambiente se aplica al cuerpo del medidor, con y sin flujo de gas, a las partes electrónicas montadas en el campo, los transductores ultrasónicos, el cableado, etc.

Los medidores ultrasónicos tienen la capacidad inherente de medir el flujo en cualquier dirección con igual exactitud; es decir, son bidireccionales. Sin embargo, se requiere asegurar y especificar en los procedimientos de mantenimiento si el medidor a utilizar requiere condiciones especiales para su instalación, después de un mantenimiento, en caso, que por error el medidor se instale en el sentido contrario al diseño establecido.

3.2.2.3. Requerimientos del medidor

El cuerpo del medidor y todas las otras partes, incluyendo las estructuras sometidas a presión y los componentes electrónicos externos, deberán ser diseñados y construidos de materiales adecuados para las condiciones de servicio para las cuales el medidor está clasificado, y en concordancia con los códigos y regulaciones aplicables para cada instalación específica del medidor, según lo especifique el diseñador.

Igualmente el mantenimiento de los medidores debe contemplar unos procedimientos y normas que garanticen el funcionamiento, confiabilidad e integridad del equipo de acuerdo a las condiciones de operación establecidas.

Todas las partes húmedas (internas) y externas del medidor deben ser hechas de materiales resistentes a la corrosión o selladas con recubrimientos adecuados para el uso en atmósferas que se encuentran típicamente en la industria del gas natural y/o especificados por el diseñador.

Debido a que el gas combustible puede contener algunas impurezas (como aceites lubricantes o condensados), los puertos de los transductores deben diseñarse de una forma tal que se reduzca la posibilidad de que acumulen líquidos o sólidos en dichos puertos.

Si se especifica por el diseñador y está disponible por parte del fabricante, el medidor debe equiparse con las válvulas y los dispositivos adicionales necesarios, montados en los puertos del transductor, para que sea posible reemplazar los transductores ultrasónicos sin despresurizar el tren de medición. En este caso, se puede requerir una válvula de venteo, en adición a la válvula de aislamiento, para asegurar que no exista presión detrás del transductor, antes de soltar el mecanismo de extracción.

Se ha evidenciado que los medidores comienzan a presentar errores en su lectura debido a posibles taponamientos de las tomas de presión, es por ello, que cuando se realice el mantenimiento de los medidores, el personal de ejecutor deberá asegurar que se tenga cada toma de presión con un diámetro nominal entre 1/8" y 3/8" y ser cilíndrica, en una longitud de por lo menos 2.5 veces el diámetro de la toma, medida a partir de la pared interna del medidor. Así como los bordes del hueco en la pared interna del medidor deben estar libres de rebaba y esquirlas y tener una redondez mínima. Para los cuerpos de los medidores con un espesor de pared menor de 5/16", las tomas deben tener un diámetro nominal de 1/8".

Se debe proporcionar roscas hembras en cada toma de presión, para instalar válvulas de aislamiento de 1/4" ó 1/2" NPT. Las tomas de presión se pueden localizar en la parte superior, en el lado izquierdo y/o en el lado derecho del cuerpo del medidor. El diseñador puede solicitar tomas adicionales buscando flexibilidad en la localización de los transductores de presión para acceso en el mantenimiento y drenaje apropiado de los condensados de las líneas de presión hacia la parte interna del medidor.

El medidor debe estar instalado con orejas para que permita un manejo fácil y seguro, se debe garantizar su manipulación de tal manera que el cuerpo no gire cuando descansa en una superficie suave y con una pendiente de hasta 10%. Esto es con el fin de prevenir que se dañen los transductores que sobresalen y la SPU, cuando el medidor está temporalmente en el suelo durante la instalación o en trabajos de mantenimiento.

La información técnica de los medidores deben estar contemplada en el sistema de mantenimiento Ellipse para asegurar el historial, la trazabilidad de mantenimiento y los repuestos adecuados, dicha información es:

- El fabricante, número del modelo, número de serie, mes y año de fabricación.
- Tamaño del medidor, tipo de brida y peso total.
- Diámetro interno.
- Temperatura máxima y mínima de almacenamiento.
- Material y código de diseño del cuerpo y material y código de diseño de la brida.
- Máxima presión de operaciones y rango de temperatura.
- Máxima y mínima tasas volumétricas de flujo real por hora (en condiciones de flujo).
- Dirección del flujo positivo o del flujo hacia adelante.
- Cada puerto del transductor debe estar permanentemente marcado con una designación

3.2.2.4. Transductores Ultrasónicos

Dentro de las mejores prácticas de operación, se debe garantizar que en los medidores, la presión de operación mínima debe ser marcada en el cuerpo o en una etiqueta del medidor para alertar al personal operativo del campo en el sentido de que el medidor no puede registrar flujo en condiciones de presiones reducidas.

Rata de cambio de presión. La despresurización súbita de un transductor ultrasónico puede causar daño si el volumen atrapado de gas se expande dentro del transductor. En caso de que sea necesario, el fabricante debe suministrar instrucciones claras acerca de la despresurización y la presurización del medidor y del transductor durante la instalación, arranque, mantenimiento y operación.

Mediciones de diagnóstico. El fabricante debe proveer facilidades para el suministro de la siguiente información:

- Velocidad del flujo axial promedio a través del medidor.
- Velocidad del flujo para cada paso acústico (o equivalente para evaluación del perfil de velocidad del flujo).
- Velocidad del sonido a lo largo de cada paso acústico.
- Velocidad promedio del sonido.
- Intervalo del muestreo de la velocidad

- Intervalo de pro mediación del tiempo
- Porcentaje de pulsos aceptados para cada paso acústico.
- Indicadores de estado y calidad de la medición.
- Indicadores de alarma y falla.

Documentación. Uno de los factores claves para mantener el historial y la trazabilidad del mantenimiento es el requerir la documentación relativa a exactitud de todos los proyectos de reposición e implementación, efectos de instalación, electrónica, transductores ultrasónicos y verificación de cero flujo. El fabricante también debe suministrar todos los datos necesarios, certificados y documentación para una correcta configuración y uso del medidor. Esto incluye un manual del operador, certificados de pruebas de presión, certificados de material, reporte de medición de todos los parámetros geométricos del medidor y certificado que especifique los parámetros de verificación usados para el cero flujo. La documentación de aseguramiento de la calidad debe estar disponible en el sistema de gestión y mantenimiento de equipos.

El fabricante debe suministrar dibujos específicos del medidor, incluyendo dimensiones globales cara a cara de las bridas, diámetro interior, espacios libres requeridos alrededor del medidor para mantenimiento, puntos de conexión de los conductos eléctricos y peso estimado. El fabricante debe suministrar una lista de partes recomendadas:

Antes de despachar el medidor el fabricante debe tener disponible lo siguiente para revisión del inspector: reporte de metalurgia, reporte de inspección de soldadura, reportes de pruebas de presión y medidas de dimensiones finales.

Requerimientos de Desempeño Esta sección especifica un mínimo de requerimientos de desempeño de medición, que el medidor ultrasónico debe cumplir. Si un medidor no es calibrado con flujo, el fabricante deberá proporcionar suficientes datos de prueba que confirmen que cada medidor cumplirá con estos requerimientos de desempeño. El diseñador también puede especificar que un medidor sea calibrado con flujo, de acuerdo con lo estipulado. Si un medidor es calibrado con flujo, entonces deberá reunir los requerimientos mínimos de desempeño de medición antes de la aplicación de cualquier factor de ajuste de calibración. La cantidad de ajuste del factor de calibración, por lo tanto deberá estar dentro de los límites de error establecidos en los requerimientos de desempeño. Esto se hace con el fin de asegurar que una imperfección mayor en el medidor no quede enmascarada por un gran

ajuste de factor de calibración. Los ajustes de factor de calibración se hacen para minimizar un error sistemático (“bias error”) del medidor.

Influencias de la presión, la temperatura y la composición del gas. El medidor deberá cumplir con los anteriores requerimientos de exactitud de medición de flujo, sobre la totalidad de los rangos de presión de operación, temperatura y composición del gas, sin la necesidad de efectuar ajuste manual, a menos que otra cosa sea estipulada por el fabricante. Si el medidor requiere una entrada (“input”) manual, para caracterizar las condiciones del flujo del gas (por ejemplo viscosidad y densidad del gas),

El fabricante deberá estipular la sensibilidad de estos parámetros, de manera que el operador pueda determinar la necesidad de cambiar estos parámetros, como cambio en las condiciones de operación.

Instalaciones de tubería. Varias combinaciones de accesorios aguas arriba, válvulas y longitudes de tubería recta, pueden producir distorsiones de perfil de velocidad en la entrada del medidor, que pueden dar como resultado errores en la medición de la rata de flujo. La magnitud del error dependerá del tipo y severidad de la distorsión del flujo, producida por la configuración de la tubería aguas arriba y de la capacidad del medidor para compensar esta distorsión.

Para lograr el desempeño deseado del medidor, puede ser necesario que el diseñador altere la configuración original de la tubería o incluya un acondicionador de flujo como para asegurar que el medidor, cuando se instale en el sistema de tuberías del operador, trabaje dentro de los límites de exactitud de la medición de la rata de flujo especificados, el fabricante hará una de las dos cosas siguientes, según el deseo del diseñador / operador.

Recomendará la configuración de tubería, aguas arriba y aguas abajo, en longitud mínima - una sin acondicionador de flujo y una con acondicionador de flujo - que no proporcione un error adicional de medición de rata de flujo mayor de $\pm 0.3\%$, debido a la configuración de la instalación. Este límite de error se aplicará para cualquier rata de flujo del gas entre q_{min} y q_{max} . La recomendación debe estar soportada por datos de prueba.

La segunda opción es especificar el máximo disturbio del flujo permisible (por ejemplo los límites en el ángulo de remolino, la asimetría del perfil de velocidad, la intensidad de la turbulencia, etc.) en la brida aguas arriba del medidor, o en cualquier distancia axial especificada aguas arriba del medidor, que no proporcione un error adicional de medición de rata de flujo mayor de $\pm 0.3\%$,

debido a la configuración de la instalación. Este límite de error se debe aplicar para cualquier tasa de flujo de gas entre q_{min} y q_{max} . La recomendación debe estar soportada por datos de prueba.

Los cambios en los diámetros internos y las protuberancias se deben evitar a la entrada de los medidores, porque ellos pueden crear disturbios locales en los perfiles de velocidad. El medidor, las bridas, y las tuberías adyacentes aguas arriba, todos deben tener el mismo diámetro interior dentro de un 1%, y deben alinearse cuidadosamente para minimizar los disturbios de flujo, especialmente en la brida aguas arriba. La soldadura interna de la brida aguas arriba debe ser maquinada y pulida.

Ninguna parte del empaque aguas arriba, o de la cara de la brida, debe penetrar en la corriente de flujo más de un 1% del diámetro interior de la tubería. Durante la instalación se pueden usar tres o más mangas de aislamiento de tornillos en las posiciones correspondientes a las 4, las 8 y las 12, de las manecillas del reloj, para mantener el empaque centrada mientras se aprietan las tuercas.

Superficie interna. La superficie interna del medidor se debe mantener libre de cualquier depósito, debido a condensados o trazas de aceite, mezclado con escamas de corrosión, sucio o arena, que pueda afectar el área seccional transversal del medidor. La operación del medidor depende de un área transversal conocida que convierte la velocidad media a tasa de flujo.

Si una capa de depósito se acumula dentro del UM, el área seccional transversal se reducirá, causando un incremento correspondiente en la velocidad y un error de medición positivo.

Termopozos. Para flujo unidireccional, el diseñador debe tener el termopozo instalado aguas abajo del medidor. La distancia entre la cara de la brida aguas abajo y el termopozo debe estar entre 2D y 5D. Para instalaciones de flujo bidireccionales, el termopozo debe estar localizado por lo menos a 3D de cualquiera de las dos caras de las bridas del medidor. "D" se define como el diámetro nominal del medidor.

Acondicionadores de flujo. Los acondicionadores o enderezadores de flujo pueden ser necesarios o no, dependiendo del diseño del medidor, y la severidad del disturbio del perfil de flujo, aguas arriba. El diseñador debe

consultar con el fabricante para determinar los beneficios, si los hubiere, de la instalación de varios tipos de acondicionadores de flujo, dada la configuración de la tubería aguas arriba.

Filtración. La filtración del gas que fluye probablemente no sea necesaria para la mayoría de las aplicaciones de un medidor ultrasónico. Sin embargo, la acumulación de depósitos, debido a una mezcla de sucio, escamas de corrosión condensados y/o aceites lubricantes, se debe evitar, La filtración puede no ser necesaria si se sabe que no existe ninguna de las condiciones anteriores.

Mantenimiento. El operador debe seguir las recomendaciones del fabricante en lo relacionado con el mantenimiento. Se define como mantenimiento a todos los procedimientos que se llevan a cabo para la conservación y el cuidado de todos los componentes que integran el sistema de medición incluyendo los equipos auxiliares. Todos los procedimientos de mantenimiento, como programas de reemplazo de partes, chequeos de diagnóstico y acondicionamiento del equipo, deberán en todos los casos llevarse a cabo siguiendo las recomendaciones del fabricante.

El mantenimiento periódico puede ser tan simple como monitorear varias mediciones de diagnósticos de la SPU, tales como calidad de la señal y velocidad del sonido para cada paso acústico, Por ejemplo, puede ser posible detectar la acumulación de depósitos en las caras de los transductores, midiendo la reducción en la intensidad del pulso ultrasónico recibido.

Siempre que sea posible el operador debe verificar que el medidor mida cerca del 0 cuando no fluye gas a través del medidor. Cuando se realiza esta prueba, el operador no debe desviar (“bypasear”) o anular ninguna función de bajo flujo (“low flow cut-off”) y debe tener en cuenta que cualquier diferencia de temperatura en el tren de medición puede ocasionar corrientes de convección térmica que hagan circular el gas dentro del medidor, las cuales pueden ser detectadas por el medidor como muy pequeñas ratas de flujo.

Pruebas de Verificación en el Campo. El fabricante suministrará al operador un procedimiento escrito de pruebas de verificación en el campo que permitirán que el medidor sea probado funcionalmente, para asegurar una operación apropiada. Estos procedimientos pueden incluir una combinación de prueba de verificación de cero flujo, análisis de medición de la velocidad del sonido,

análisis individual de medición de cada paso, inspección interna, verificación dimensional y otras pruebas mecánicas y eléctricas.

El fabricante debe suministrar un análisis de incertidumbre, para demostrar que estas pruebas de verificación en el campo son suficientes para validar las características de desempeño específicas, físicas y eléctricas, del medidor. El fabricante debe hacer referencia al método de incertidumbre utilizado en este análisis.

Algunos aspectos del desempeño de la condición del medidor se deben evaluar por la comparación de la velocidad del sonido reportada por el medidor con la velocidad del sonido derivada del reporte AGA No. 8 “Ecuación de Estado Método Detallado de Caracterización”. Para una comparación válida se requiere un análisis cromatográfico de una muestra de gas tomada en el momento en el que se está haciendo la medición de la velocidad del sonido. Un análisis cromatográfico extendido (más allá de C6) puede no ser necesario para mezclas típicas de gas combustible.

La decisión de realizar pruebas de transferencia periódicas o calibraciones de flujo, se deja a las partes que están utilizando el medidor.

3.2.2.5. Aseguramiento Metrológico

El aseguramiento metrológico de una instalación de medición de gas proporciona una garantía de calidad adecuada de los resultados de medición y análisis. El aseguramiento es un programa de actividades que confirman que las mediciones o los datos obtenidos cumplen con los estándares de calidad definidos con un nivel de confianza establecido.

Un plan de aseguramiento y control incluye no sólo procedimientos estandarizados para asegurar una cierta exactitud y precisión en las mediciones, sino que también cubre asuntos como la definición de los objetivos de monitoreo, estructura administrativa, selección del equipo, programas de entrenamiento del personal y auditorías, entre otros, es decir, comprende todos los métodos de medición y los procedimientos o estrategias de monitoreo.

Un adecuado programa de aseguramiento metrológico es la mejor forma de garantizar la armonía entre los resultados obtenidos, incluye las actividades y técnicas operacionales que se usan para obtener una cierta precisión y exactitud en las mediciones. El aseguramiento por lo tanto es parte esencial para los sistemas de mediciones y podemos decir que se refiere al manejo completo de todo el proceso, conduciéndolo a una calidad definida del

resultado mientras que el plan de control se refiere a las actividades dirigidas a obtener una cierta exactitud y precisión en las mediciones.

El programa de aseguramiento cubrirá específicamente las fases del monitoreo previas a las mediciones, que van desde la definición de los objetivos de calidad de los datos, diseño del sistema y selección del sitio, hasta la evaluación del equipo, su selección e instalación y desarrollo de programas de entrenamiento. Las funciones del control cubrirán las actividades directamente relacionadas con las mediciones, e incluirán la calibración, revisión y manejo de información.

Como norma general, para efectos de calibración y verificación de los medidores, se tendrán en cuenta las disposiciones señaladas en el RUT, en su numeral 5.5.3 Calibración de equipos de Medición.

3.2.2.6. Calibración

Es el conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento o sistema de medición, o los valores representados por una medida materializada y los valores correspondientes de la magnitud, realizados por los patrones.

El resultado de una calibración permite atribuir a las indicaciones, los valores correspondientes del mensurando o determinar las correcciones que se deben aplicar a las indicaciones. El resultado de una calibración puede ser consignado en un documento o informe de calibración.

Un patrón primario es aquel que ha sido designado como poseedor de las más altas cualidades metrológicas y cuyo valor se acepta sin referenciarlo a otros patrones de la misma magnitud.

Entre los patrones primarios que son reconocidos por la comunidad internacional como referencia para la calibración de los medidores de flujo de gas tenemos:

Probador Gravimétrico
Incertidumbre: 0.15%
Manejo de alta presión
Alcance de medición: Alta
Probador tipo Pistón
Incertidumbre: 0.05% - 0.1%
Manejo a Presión atmosférica
Alcance de medición: Limitado

Probador Tipo Campana
Incertidumbre: 0.05% - 0.15%
Manejo ligeramente superior a la presión atmosférica
Alcance de medición: Limitado
Sistemas PVT
Incertidumbre: 0.1% - 0.2%
Manejo a altas presiones
Alcance de medición: Alto

Los sistemas primarios son empleados para calibrar sistemas secundarios que a su vez son usados para la calibración de medidores de flujo de gas. Entre los sistemas secundarios tenemos:

Toberas de Flujo Crítico
Incertidumbre: 0.2% - 0.4%
Manejo de presión: 100 bar
Alcance de medición: Alto

Turbinas
Incertidumbre: 0.3% - 0.5%
Manejo de presión: 100 bar
Alcance de medición: Alto
Medidores tipo Ultrasónico
Incertidumbre: 0.2% - 0.4%
Manejo de presión: Alta
Alcance de medición: Alto

Medidores de Desplazamiento Positivo
Incertidumbre: 0.2% - 0.4%
Manejo de presión: Máximo 16 bar
Alcance de medición: Moderado

Medidores tipo Húmedo
Incertidumbre: 0.3% - 0.4%
Manejo de presión: Ligeramente superior a la presión atmosférica.
Alcance de medición: Bajo

Para sistemas de calibración de medidores de gas se tienen varias alternativas a saber:

El patrón secundario es instalado en campo y mediante arreglo de tubería en Z se dispone para su uso con el medidor a prueba en instalación en serie. Este esquema a pesar de que garantiza confiabilidad en los resultados su uso es muy restringido ya que solo puede ser usado con una alta eficiencia con el medidor localizado en campo y por medidores de igual diámetro y condiciones operacionales.

Servicios de calibración en el sitio es cuando el laboratorio de calibración lleva sus patrones de referencia a las instalaciones del cliente para realizar la verificación del sistema de medición. En esta modalidad el cliente asegura que su equipo es calibrado bajo las condiciones de operación. El patrón viajero debe cumplir con ciertos requisitos de robustez, reproducibilidad, funcionalidad y estabilidad para asegurar la trazabilidad hacia las referencias superiores.

Una forma de mantener el control metrológico sobre los patrones es emplear patrones de control cuya función principal es la de vigilar el estado de funcionamiento de los patrones de referencia ya que éstos son afectados por la frecuencia de uso, la exposición a ambientes adversos, variabilidad de las condiciones de operación y mal uso entre otros.

3.3. PERSONAL

3.3.1. TRABAJO EN EQUIPO.

Realizando la evaluación de la estrategia actual de Mantenimiento, se observa que hay un gran distanciamiento entre el Personal de Operaciones y Mantenimiento, es por ello que una de las principales acciones por implementar es hacer que operadores y mantenedores sean los principales actores de esta parte del equipo de la GRB, que implementará acciones proactivas de anticipación con el fin de alcanzar los objetivos del negocio como un solo equipo.

Mantenimiento, es cualquier acción que sea necesaria para permitir que el equipo continúe realizando su función diseñada. Cabe señalar que esto no está diciendo que dicha labor de mantenimiento, debe ser realizada por el mantenedor. Todos tenemos responsabilidad en el mantenimiento y es por ello que se puede concluir que algunas acciones proactivas (menores de mantenimiento) las podrá realizar el operador del equipo para garantizar la confiabilidad del sistema de medición.

Mantenimiento consiste realmente en cuidar su equipo y/o instrumento operándolo correctamente y entendiendo la condición de éste. Si el instrumento falla, quiere decir por lo general que no se le ha sabido prestar la suficiente atención al equipo. En este caso, estamos en un modo de mantenimiento por falla algo que debemos evitar que vuelva a suceder.

3.3.1.1. ACCIONES DEL PERSONAL DE OPERACIONES PARA CONTRIBUIR AL MANTENIMIENTO

Existen varias acciones que el operador puede realizar desde su rol, para garantizar la confiabilidad del instrumento o sistema de medición, entre lo más relevante en acciones de mantenimiento, el operador puede contribuir:

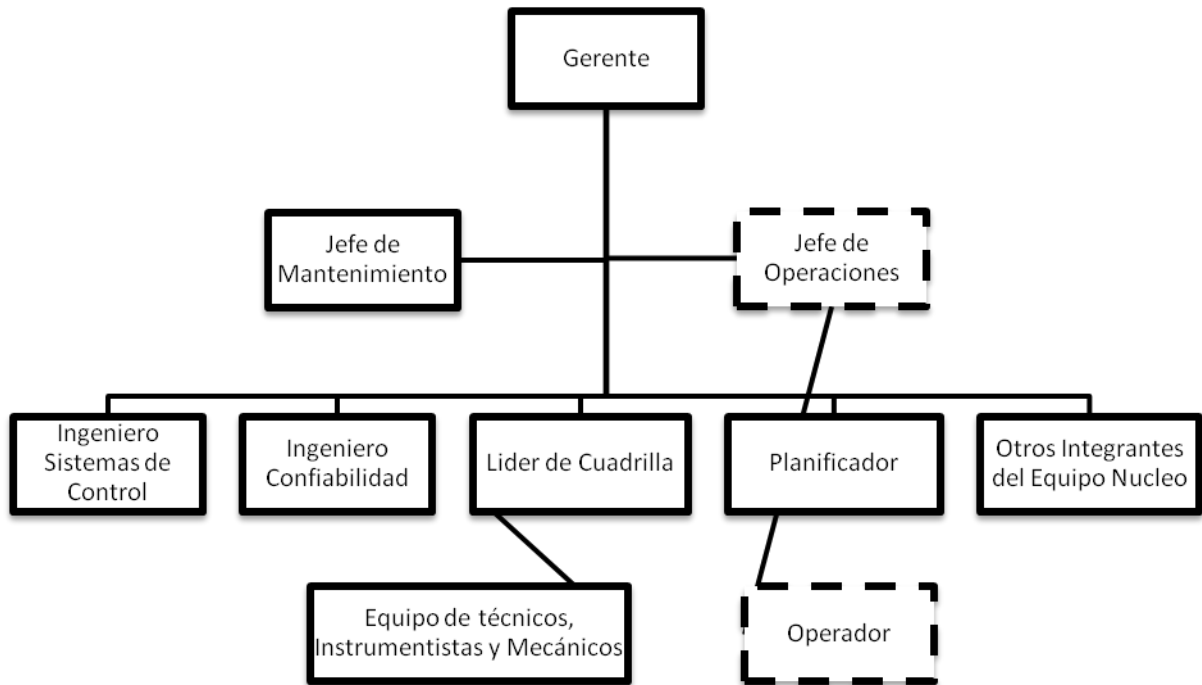
- Chequeando la condición de la planta y el equipo para asegurar que éstos cumplan con los requerimientos de calidad y seguridad.
- Escribiendo solicitudes de trabajo de manera que el departamento de planificación de mantenimiento pueda programar el mantenimiento y/o calibración del equipo.
- Compartir la responsabilidad por el trabajo de Ajustar, Lubricar y Limpiar, que, de no hacerse, tiene el potencial de causar una falla que podría afectar directamente la medición, producción, o causar daño a la planta y el personal.
- Aplicar habilidades y conocimiento de operadores para identificar los problemas potenciales, antes de que éstos causen otros problemas más graves en la línea de medición y/o producción.
- Verificando que sólo se necesite un simple ajuste y/o limpieza del sensor.
- Contribuyendo a cualquier estudio de Análisis de Fallas del instrumento para poder determinar la solución correcta y apropiada.

Los Operadores son una valiosa fuente de información ya que conocen el instrumento mejor que nadie y pueden informar qué sucedió antes y después de la falla. Lo que siempre es una información valiosa para encontrar la causa origen del problema. Todo esto es parte del rol de un Operador en GRB y también es parte de la Excelencia en Operación y el Mantenimiento que se aplica en la Refinería.

Para entender bien el trabajar como equipo, necesitamos tener un buen entendimiento del trabajo de mantenimiento y cómo está organizado.

En la siguiente figura se representa el organigrama simplificado de la estructura de Mantenimiento que se tiene en la GRB, (No se relaciona todos los integrantes del Equipo Núcleo, ya que el objetivo se centra en visualizar como está actualmente la estrategia de Mantenimiento en GRB y se visualiza en línea punteada la figura del Jefe de mantenimiento de Operaciones y el Operador, como protagonistas del proceso en el cual el Mantenedor y el Operador trabajan en equipo junto a todo el equipo núcleo para lograr los objetivos de la organización.

Figura 25. Organigrama de la estructura de Mantenimiento



Fuente: ECOPEPETROL

3.3.2. PRINCIPALES ROLES DEL PERSONAL

Jefe de mantenimiento. Su rol está enfocado en:

- Establecimiento de metas de seguridad y medio ambiente generales.
- Administración del equipo de mantenimiento.
- Control de costos generales (establecimiento y seguimiento del presupuesto) y su administración.
- Establecimiento de metas y objetivos del equipo de mantenimientos y de cada miembro del equipo.
- Ideas de mejoramiento del negocio.

Planificador. Su rol está enfocado en:

- Asegurar que todos los trabajos tengan un plan detallado, con información necesaria, e instructivos requeridos en la labor.
- Procedimientos (seguridad y trabajo), herramientas necesarias, repuestos y componentes, planos o esquemas adicionales y los recursos más apropiados.
- Programar en forma eficiente el trabajo, asegurar que el programa refleje las prioridades acordadas, que el trabajo acordado comience a tiempo y en el día planificado.
- Conocer la carga de trabajo y las decisiones de contratación externa si es necesario.
- Monitorear la función de planificación con KPIs (Índices de Rendimiento Claves) apropiados, por ejemplo, % de trabajo planificado, cumplimiento del programa, etc.
- Asegurar que la historia exacta del trabajo y equipo sea capturada en el CMMS, después de completado el trabajo.

Ingeniero sistema de control (medición). Su rol está enfocado en:

- Asegurar el buen funcionamiento de los Sistemas de Control Industrial, Redes de Comunicación y Sistemas de Medición de la Planta.
- Velar por el control del buen funcionamiento de la Instrumentación gestionando las intervenciones de Calibración y Mantenimiento.
- Asegurar que todos los trabajos tengan un plan detallado información necesaria, procedimientos (seguridad y trabajo), herramientas necesarias, repuestos y componentes, planos o esquemas adicionales y los recursos más apropiados. Además de documentar los reportes de calibración, configuración y/o cambios en la programación.
- Brindar el soporte técnico, asegurando las recomendaciones técnicas de mantenimiento y calibración conforme al manual del fabricante o las evidencias técnicas de nuevas estrategias, según aplique.

Ingeniero de confiabilidad. Su rol está enfocado en:

- Obtener cero fallas durante el período de operación = 100% de confiabilidad del equipo.
- Liderar el mejoramiento continuo, no sólo relacionado con el equipo sino con los procesos y procedimientos.
- Desarrollar y usar KPIs, analizar la información en el sistema de administración de mantenimiento para mejorar nuestras estrategias de mantenimiento.

- Liderar las investigaciones de análisis de fallas.
- Institucionalizar la Ingeniería de Confiabilidad a través de todas las operaciones de la GRB
- Liderar la Estrategia de Monitoreo de Condiciones a los sistemas de medición.

Técnicos, eléctricos, instrumentistas y mecánicos. Su rol está enfocado en:

- Ejecutar los planes de mantenimiento, en forma segura y eficiente.
- Enfocarse en el mantenimiento preventivo y de predicción.
- Buscar activamente las oportunidades de mejoramiento en todos los aspectos del mantenimiento.
- Entregar retroalimentación precisa de todo el trabajo completado.
- Contribuir con cualquier esfuerzo relacionado con el análisis de fallas.

3.3.3. SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Seguridad. No basta con decir que la seguridad de los trabajadores, Lugar del Trabajo y Medio Ambiente es algo de importancia Superior. Ningún trabajo debe proceder sin primero abordar todos los problemas, aspectos relevantes y revisar los procedimientos de trabajo apropiados.

Para evaluar un Programa de Seguridad, se tiene que revisar:

- Mejoramientos a la Seguridad
- Investigación de Incidentes e Inspecciones de Seguridad
- Administración de Riesgos de Seguridad
- Análisis de trabajo Seguro, Reuniones Informales de Seguridad y Coordinación, Estudios de Riesgos y Operabilidad (HAZOP), Análisis de efecto de Modo de Falla, Registros de Riesgos Manteniendo la Historia del Trabajo.
- Identificar y registrar los Riesgos del trabajo, Proceso de Producción y modificaciones del equipo
- Definir y Administrar los Procedimientos de Trabajo Seguro
- Permisos de Trabajo, Permisos para trabajo en Alturas, con Alta Temperatura, Permisos para Trabajo en Espacios Confinados, Procedimientos de Levante, etc.

- Identificación y Mantenimiento de Equipo de Seguridad Críticos, Protección contra Incendio, Sistemas de Advertencia de Emergencia, Recipientes de Alta Presión, etc.
- Administración y Monitoreo de Trabajos de Seguridad
- Cumplimiento con los Programas y Metodología de Trabajo
- Auditorias de Seguridad
- Observaciones de Trabajo Planificado, Inspecciones de área, Resultados Formales de Informes, Acciones de Seguimiento
- Informe de Incidentes y fallas de Control reportados en el sistema IRIS

Medio ambiente. Para evaluar el tema del medio ambiente se debe revisar:

- Aspectos de Medio Ambiente con Instrucciones de Trabajo, Procedimientos, Estándares y Mediciones
- Consideraciones dadas para eliminación de Desechos, prevención y/o reducción a través de procedimientos, estándares y comunicación
- Identificación y Mantenimiento del Equipo crítico para el Medio Ambiente:
- Control de emanaciones, vapores, gases, polución, Control de Emisión al Aire, Efluente de Agua
- Auditorias de Seguridad
- Cumplimiento con el Programa de Mantenimiento y Procedimientos
- Informes de Incidentes y Mejoramientos
- Cambios realizados como resultado de los Informes de Incidentes, Análisis de Emisiones

3.3.4. ELEMENTOS DE MEDICION DE MANTENIMIENTO

Uno de los principales hallazgos en esta evaluación, era el determinar cómo funciona el esquema de mantenimiento actualmente y en conclusión se observa que el Proceso de Mantenimiento está en teoría bien conformado, sin embargo, si lo llevamos a la práctica, no se refleja esto, es por ello que parte de esta evaluación es el dar una mejor apreciación sobre cómo debe pensar el equipo de Mantenimiento para hacer su trabajo en forma segura y eficiente. También es importante resaltar que el equipo de Mantenimiento interactúa con muchas personas de otros equipos de trabajo, razón por la cual, el equipo de Mantenimiento no puede manejar esto en forma efectiva y eficiente sin la ayuda de los demás.

El aseguramiento del Proceso de Mantenimiento lo podemos agrupar en cinco grupos relevantes:

- Seguridad y Medio Ambiente
- Competencias Aseguradas
- Como se realiza el Trabajo (Procedimientos)
- Cómo se Administra y se Mide el Trabajo (Productividad)
- Las Herramientas necesarias para apoyar el Programa de Mantenimiento.

La idea central para cada grupo es definida por algunos elementos con relación al mantenimiento enumerando por áreas respectivas.

Competencias aseguradas. Un aspecto crítico para el éxito del mantenimiento en los sistemas de medición en GRB es que la gente que es contratada y empleada sea la mejor capacitada para el trabajo. Para alcanzar esta meta, la Administración debe primero crear una Visión de Negocios y definir el camino a seguir. Este Plan Estratégico definirá los Objetivos, así como los Roles y Responsabilidades de la fuerza laboral y entregará bases sólidas comunes con las que todos trabajarán. La capacidad del empleado y su desarrollo profesional será un proceso de mejoramiento continuo para satisfacer las necesidades de la fuerza de trabajo y de la Organización. Los Elementos que definen esta visión son:

Organización. Construir Trabajo en Equipo y Comunicación, entendiendo el Negocio, Proceso y la Prioridad del Trabajo.

El éxito de los dos siguientes grupos depende fundamentalmente del compromiso de los Operadores y de la relación entre los Operadores y el Grupo de Mantenimiento

Cómo se realiza el trabajo (procedimientos). Siguiendo el desarrollo de un Plan Estratégico, se crea un Plan Operacional para definir Cómo se lograrán los objetivos?. Es bueno saber hacia dónde vamos, pero ahora es tiempo de definir cómo vamos a conseguirlo. El Proceso de Flujo de Trabajo incluye la Planificación, Programación y Ejecución

De tal forma que todo trabajo por ejecutar, se debe realizar con el personal calificado y con los procedimientos establecidos para su seguimiento permanente en campo.

Administrando la condición del equipo. Planes de Mantenimiento Desarrollo, Implementación y Medición. Cuidado básico de equipos (BEC). Filosofía de Mantenimiento Proactivo (Preventivo y Mejorativo).

Cómo se administra y mide el trabajo. Ahora que sabemos Qué hacer y Cómo hacerlo, es momento de definir cómo administraremos los programas y más importante, cómo mediremos nuestros logros e identificaremos nuestros desafíos.

Es importante que administremos nuestros recursos en forma efectiva y establezcamos un programa de mejoramiento:

Administración de paradas o shutdown. Identificando la Carga de Trabajo (Sistemas de Medición que no tengan relevancia y/o By pass), definiendo Roles y Responsabilidades, Administrando el Programa (Recursos y Costos), previo, durante y posterior a la Parada. Comunicación con todas las partes involucradas.

Administración de contratistas. Guías del Contratista, Decisiones de Contratación Externa, Términos Comerciales, Administración, Revisiones de Rendimiento (incluyendo Seguridad y responsabilidad Social).

Administración de materiales. Control de Inventario, Cumpliendo con los Requerimientos de Mantenimiento, Rendimiento de Abastecimientos, Control de Calidad del Material.

Presupuesto y control de costos. Proceso de Desarrollo de Presupuesto, Presupuesto de Base Cero, Niveles de Autoridad Apropriados, Contabilidad, Informes de Costo (de Operaciones y Capital).

Medición del rendimiento. Alineamiento de los Indicadores Claves de Rendimiento (KPI's) con los logros del Negocio y Operaciones, Comunicación de Resultados y Mejoramientos sobre la base de Logros Anteriores, seguimiento a los Planes de Mantenimiento.

Mejoramiento continuo. Recepción de Ideas por parte de los ejecutores y participantes del proceso constantemente analizando cómo estamos trabajando para identificar posibles áreas de mejoramiento.

{Eliminación de fallas del equipo y proceso. Conocimiento de Pérdidas de Operaciones y Tiempo de Parada (Downtime), Identificación de Pérdidas de Operaciones y Determinación de la Causa Origen, Implementación de Acciones Correctivas.

3.3.4.1. Las Herramientas necesarias para apoyar el Programa de Mantenimiento

Para reunir todos los Sistemas y Programas necesarios para hacer funcionar un Departamento de Mantenimiento de Clase Mundial, se necesita un conjunto disciplinado de herramientas. Se necesita el Sistema Computarizado de Administración de Mantenimiento (CMMS) para hacer seguimiento e informar todas las actividades y debe ser Fácil de Usar. En la GHB, éste sistema se conoce como Ellipse.

Para administrar los Equipos y Herramientas es necesario un conjunto sólido de políticas y procedimientos. La Administración de Planos y Documentos es crítica para mantener una historia exacta, así como para entregar un elemento clave para la Función de Planificación:

Este almacenamiento de información se logrará a través de la correcta documentación de los reportes de mantenimiento en el sistema Ellipse, la documentación de Recomendaciones técnicas y procedimientos en el Portal RIS y Procedimiento de Control de Cambios, Estándares de Ingeniería (Diseño y Selección), Compromiso Total (Mantenimiento, Operaciones y Personal de Confiabilidad) son gestionados a través del Sistema P8.

Administración de los Sistemas de Información de Mantenimiento. Especificación y Hardware CMMS, Planificación de Sistemas de Información e

Integración de Sistemas. Sistemas de Operaciones y Mantenimiento para ingreso y extracción de datos.

Administración de Equipos y Herramientas de Instalaciones. Política y Administración de Herramientas, Instalaciones de Talleres de Trabajo y Equipos y Aparatos de Protección.

Administración de Planos y Documentos. Un sistema disciplinado para administrar los Planos, Documentación Técnica, Especificaciones y Listado de Partes y Equipos. (Centro de Información Técnica)

3.4. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

La historia de la transformación del mantenimiento en la aviación comercial desde un cúmulo de supuestos y tradiciones hasta llegar a un proceso analítico y sistemático que hizo de la aviación comercial “La forma más segura para viajar” es la historia del RCM.

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante los 1960s y 1970s, en varias industrias con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las mejores políticas para mejorar las funciones de los activos físicos – y para manejar las consecuencias de sus fallas. De estos procesos, el RCM es el más directo.

RCM se llama Mantenimiento centrado en la Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance), porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúan consiguiendo su capacidad incorporada, confiabilidad inherente.

RCM es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional. Una definición más amplia de RCM podría ser “un proceso que se usa para determinar lo que debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúa desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente”.

El RCM define inicialmente el contexto operacional y más adelante, RCM hace una serie de preguntas acerca de cada uno de los elementos seleccionados, como sigue:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?

- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse el falla?

RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos: consecuencias de las fallas no evidentes, consecuencias en la seguridad y el medio ambiente, consecuencias operacionales y consecuencias que no son operacionales. Con esta clasificación se procede a utilizar un árbol de decisión para establecer las estrategias y detallar las tareas de mantenimiento que servirán conjuntamente con la respectiva logística para determinar la planificación, programación y control del mantenimiento Industrial.

3.4.1. EL CONTEXTO OPERACIONAL

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Un caso típico es el de un sistema de reserva, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos. Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, que es una breve descripción donde se indica: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra, repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.

3.4.2. CALIBRACIONES Y VERIFICACIONES DE LOS SISTEMAS DE MEDICION DE GAS.

La periodicidad máxima (medida en meses), de las verificaciones, calibraciones y operaciones de mantenimiento de los puntos de medición, de petróleo deberán cumplir con lo expresado en la tabla siguiente, ver las referencias:

- 1) Excepto Placa Orificio
- 2) Mediante toma de presión diferencial
- 3) Chimenea de quema

ABREVIATURAS

- COL Cromatógrafo online
- PO Placa orificio
- MU Medidor ultrasónico
- MM Medidor másico
- MR Medidor rotativo para gases
- MT Medidor a turbina para gases
- MD Medidor a diafragma
- TI Turbinas de inserción para chimeneas
- MDT Medidores de dispersión térmica para chimeneas

Tabla 4. Frecuencia de Mantenimiento a Sistemas de Medición

Partes del sistema de medición de gas	Tarea	Sistemas de medición - Meses							
		COL	PO	MU MM	MR	MT	MD	TI	MDT
Tramo de medición (1)	Verificación dimensional		36	48					
Placa orificio	Verificación dimensional		6						
Transmisores	Calibración		1	1	1	1	1	1	1
Sensores	Verificación			6					
Computador de caudal	Verificación datos cargados		3	3	3	3	3	3	3
Computador de caudal	Calibración		3	3	3	3	3	3	3
Registrador de 3 variables	Verificación		1						
Registrador de 3 variables	Calibración		1						
Medidor	Calibración	6		MU 48 MM 12	12	12	12	12	
Comp. c/ curva real (2)	Verificación				4		4		
Filtro	Verificación				3	3	3		
Spin Test	Verificación					4		4	
Medición en Chimenea (3)	Verificación							6	36
Cuadro de medición	Mantenimiento equipos y válvulas		12	12	12	12	12		

Fuente: Ecopetrol

En el caso de mediciones de gas, cuando la diferencia de valores entre los informados por el Productor u Operador, respecto de los de la Autoridad de Aplicación difiere en un +/- UNO COMA CINCO POR CIENTO (1,5%), se tomará el de la Autoridad de Aplicación, hasta tanto se pueda identificar el valor verdadero y, una vez definido el mismo, se ajustaran los débitos o créditos desde la fecha de dicho corrimiento y se ajustarán los valores de los costos internos, mediante la correspondiente Aprobación del Jefe de Departamento del área.

Si el elemento primario y el o/los elementos secundarios dejaren de funcionar, por un periodo mayor a 30 días, se tomará el promedio de los (TRES) 3 meses anteriores al de la fecha de producida la anomalía y será promediado con el promedio de los tres meses posteriores al de subsanada la anomalía.

3.4.3. FUNCIONES

El análisis de RCM comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de un medidor como "Medir no menos de 500 GBTU/hora de Gas". Sin embargo, el medidor puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo "Contener al agua (evitar pérdidas)". En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

3.4.3.1. FALLA FUNCIONAL

Una vez que las funciones y los estándares de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede el fallo en cada elemento en la realización de sus funciones. Esto lleva al concepto de un fallo funcional, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado.

3.4.3.2. MODOS DE FALLA

El paso siguiente es tratar de identificar los modos de fallos que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto nos permite comprender exactamente ¿qué es lo que puede que estamos tratando de prevenir?

Cuando estemos realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada fallo. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de fallo debería de ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se invierta demasiado tiempo en el análisis del fallo en sí mismo.

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas ("consecuencias de seguridad")
- Afectando al medio ambiente ("consecuencias de medio ambiente")

- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa ("consecuencias operacionales")
- Ninguna de las anteriores ("consecuencias no operacionales")

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del neumático de auxilio no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de un neumático de servicio) que haga que sea necesario cambiar el neumático. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.

3.4.4. DIFERENCIA ENTRE FALLA FUNCIONAL Y MODOS DE FALLA

La falla funcional identifica un estado de falla: incapaz de medir, incapaz de registrar, incapaz de sostener el peso de la estructura... No dice nada acerca de las causas por las cuales el equipo llega a ese estado. Eso es justamente lo que se busca con los modos de falla: identificar las causas de esos estados de fallas (taponamiento de tomas, filtro tapado por suciedad, etc.).

3.4.5. FALLAS OCULTAS

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles,

detectores de humedad, dispositivos de detención por sobre caudal / temperatura / presión, etc.).

Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio).

Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si esta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima). Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla ó para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para aliviar. (Por ejemplo, es posible que nos demos cuenta que no funciona el extintor recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control. Es posible que nos demos cuenta que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y esta no actúe, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera.) Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

3.4.6. TIPOS DE MANTENIMIENTO

Tradicionalmente, se consideraba que existían tres tipos de mantenimiento distintos: predictivo, preventivo, y correctivo. Sin embargo, existen cuatro tipos de mantenimiento distintos:

- Mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento a condición.
- Mantenimiento preventivo, que puede ser de dos tipos: sustitución o reacondicionamiento cíclico.
- Mantenimiento correctivo, también llamado trabajo a la falla.
- Mantenimiento detectivo ó "búsqueda de fallas".

3.4.6.1. MANTENIMIENTO PREDICTIVO O A CONDICION

El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Por ejemplo, la inspección visual del grado de desgaste de un neumático es una tarea de mantenimiento predictivo, dado que permite identificar el proceso de falla antes de que la falla funcional ocurra. Estas tareas incluyen: inspecciones (ej. Inspección visual del grado de desgaste), monitoreos (ej. vibraciones, ultrasonido), chequeos (ej. nivel de aceite). Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida. Por ejemplo, a partir de la medición de vibraciones de un equipo puede decidirse cambiarlo o no. Para que pueda evaluarse la conveniencia de estas tareas, debe necesariamente existir una clara condición de falla potencial. Es decir, debe haber síntomas claros de que la falla está en el proceso de ocurrir.

3.4.6.2. EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO (REACONDICIONAMIENTO CÍCLICO).

El mantenimiento preventivo se refiere a aquellas tareas de sustitución o re trabajo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente.

Estas tareas solo son validas si existe un patrón de desgaste: es decir, si la probabilidad de falla aumenta rápidamente después de superada la vida útil del elemento. Debe tenerse mucho cuidado, al momento seleccionar una tarea preventiva (o cualquier otra tarea de mantenimiento, de hecho), en no confundir una tarea que se puede hacer, con una tarea que conviene hacer. Por ejemplo, al evaluar el plan de mantenimiento a realizar sobre el impulsor de una bomba, podríamos decidir realizar una tarea preventiva (sustitución cíclica del impulsor), tarea que en general se puede hacer dado que la falla generalmente responde a un patrón de desgaste (patrón B de los 6 patrones de falla del RCM). Sin embargo, en ciertos casos podría convenir realizar alguna tarea predictiva (tarea a condición), que en muchos casos son menos invasivas y menos costosas.

3.4.6.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO O TRABAJO A FALLA

Si se decide que no se hará ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino que se reparar a la misma una vez que ocurra, entonces el mantenimiento elegido es un mantenimiento correctivo. ¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos indirectos) es menor que el costo de la prevención, o cuando no puede hacerse

ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

3.4.6.4. EL MANTENIMIENTO DETECTIVO O DE BÚSQUEDA DE FALLAS

El mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas consiste en la prueba de dispositivos de protección bajo condiciones controladas, para asegurarse que estos dispositivos serán capaces de brindar la protección requerida cuando sean necesarios. En el mantenimiento detectivo no se está reparando un elemento que falló o (mantenimiento correctivo), no se está cambiando ni reacondicionando un elemento antes de su vida útil (mantenimiento preventivo), ni se están buscando síntomas de que una falla está en el proceso de ocurrir (mantenimiento predictivo). Por lo tanto, el mantenimiento detectivo es un cuarto tipo de mantenimiento. A este mantenimiento también se lo llama búsqueda de fallas o prueba funcional, y al intervalo cada el cual se realiza esta tarea se lo llama intervalo de búsqueda de fallas, o FFI, por sus siglas en ingles (Failure-Finding Interval). Por ejemplo, arrojar humo a un detector contra incendios es una tarea de mantenimiento detectivo.

3.4.7. SELECCIÓN DE MANTENIMIENTO ADECUADO

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.

Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.

Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

3.4.7.1. FRECUENCIA DE TAREAS A CONDICION (MANTENIMIENTO PREDICTIVO)

Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. Por ejemplo, una inspección visual de un elemento solo tiene sentido si existe algún síntoma de falla que pueda detectarse visualmente. Además de existir un claro síntoma de falla, el tiempo desde el síntoma hasta la falla funcional debe ser suficientemente largo para ser de utilidad. La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla. Por ejemplo, si se está evaluando la conveniencia de chequear ruido en los rodamientos de un motor, entonces la frecuencia va a estar determinada por el tiempo entre que el ruido es detectable, y que se produce la falla del rodamiento. Si este tiempo es de, por ejemplo, dos semanas, entonces la tarea debe hacerse a una frecuencia menor, para asegurarse de esta forma que la falla no ocurra en el tiempo entre chequeos sucesivos. El mismo razonamiento debe seguirse para cualquier tarea predictiva.

3.4.7.2. FRECUENCIA DE TAREAS DE CÍCLICAS (MANTENIMIENTO PREVENTIVO)

Una tarea de sustitución cíclica solo es válida si existe un patrón de desgaste. Es decir, si existe "una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional de la falla". La frecuencia de la tarea de sustitución depende de esta edad, llamada vida útil. Por ejemplo, si la vida útil de un neumático es de 40.000 km, entonces la tarea de sustitución cíclica (cambio preventivo del neumático) debería realizarse cada menos de 40.000 km, para de esta forma evitar entrar en la zona de alta probabilidad de falla.

3.4.7.3. FRECUENCIA DE TAREAS DETECTIVAS (BUSQUEDA DE FALLAS)

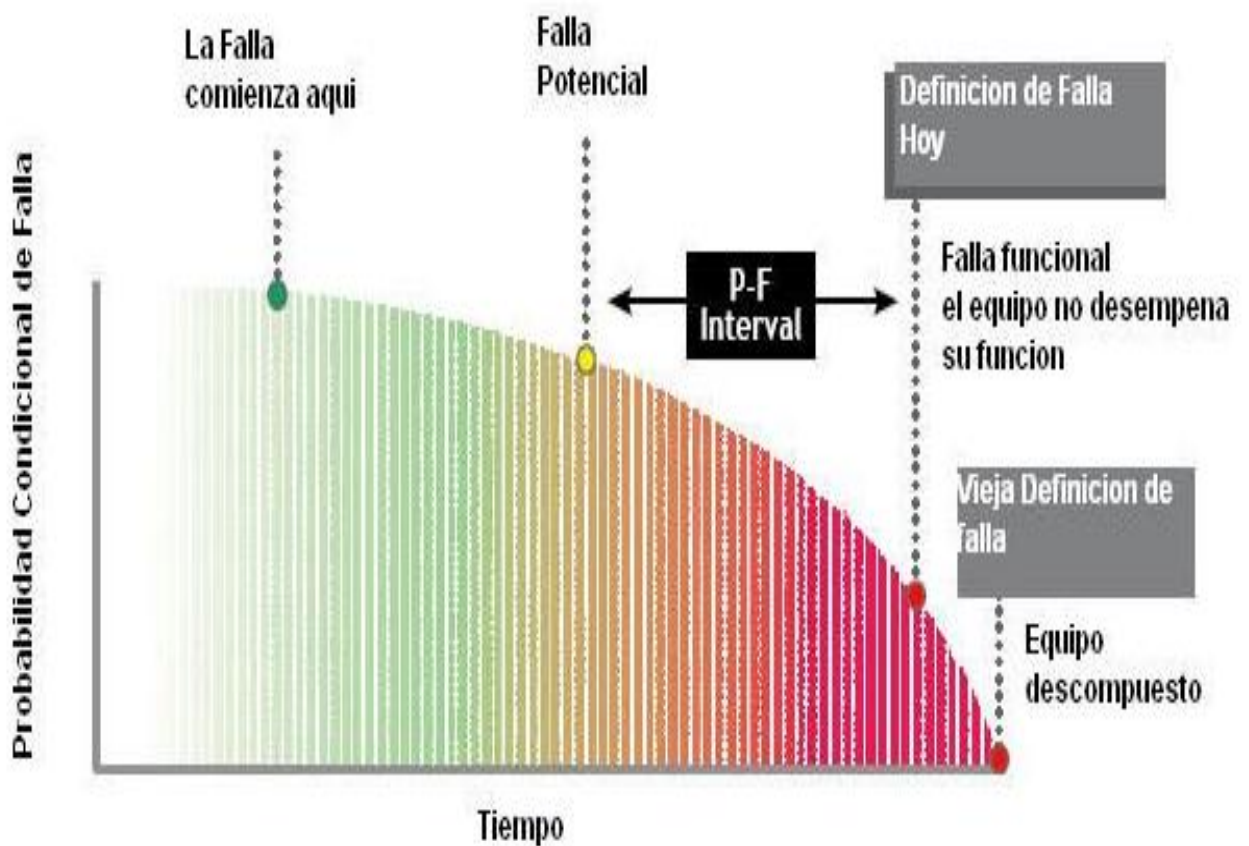
El intervalo con el que se realiza la tarea de búsqueda de fallas (mantenimiento detectivo) se denomina FFI (Failure Finding Interval). Existe una relación entre este intervalo y la disponibilidad del dispositivo de protección. Pueden utilizarse herramientas matemáticas para calcular esta relación, y fijar el FFI que logre la disponibilidad objetivo.

3.4.8. PROBABILIDAD DE FALLA EN FUNCION DEL TIEMPO

¿Cuál es la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo?

Tradicionalmente se pensaba que la relación era bien simple: a medida que el equipo es más viejo, es más probable que falle. Sin embargo, estudios realizados en distintas industrias muestran que la relación entre la probabilidad de falla y el tiempo u horas de operación es mucho más compleja. No existen uno o dos patrones de falla, sino que existen 6 patrones de falla distintos, como se muestra en el informe original de Nowlan & Heap.

Figura 26. Curva de probabilidad de falla



Fuente: www.confabilidad.net

3.4.9. CALCULO DE DISPONIBILIDAD

Existen dos clases de disponibilidad.

3.4.9.1. DISPONIBILIDAD OPERACIONAL (AO):

Es el tiempo que el equipo queda a disponibilidad del área de operaciones para desempeñar su función, dentro de rango de tiempo. Teniendo en cuenta que el equipo está fuera de operación tanto por paros programados como por los no programados.

Se calculó la disponibilidad operacional de la siguiente forma:

En cada equipo se calcularon los tiempos medios de operación y de fuera de servicio. Se calculó la disponibilidad operacional:

$$A_o = \frac{MUT}{MUT + MDT}$$

3.4.9.2. DISPONIBILIDAD INTRÍNSECA (AI):

Es el porcentaje del tiempo que un equipo está en condiciones de operar durante un periodo de análisis, teniendo en cuenta solo los paros no programados.

Se calculó la disponibilidad intrínseca de la siguiente forma:

Debido a que se clasificaron los mantenimientos en preventivos y correctivos.

En cada equipo se calcularon los tiempos medios de fallas y el tiempo medio para reparar el activo. Se calculó la disponibilidad intrínseca:

$$A_i = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR}$$

3.4.10. CALCULO DE CONFIABILIDAD

Los indicadores de confiabilidad que se calcularon fueron TMEM y TMEF, el Tiempo Medio Entre Mantenimiento sirve para obtener la información de cuánto tiempo opera los equipos de medición antes de realizarle cualquier intervención de mantenimiento, mientras el Tiempo Medio Entre Fallas nos sirve para identificar cada cuanto tiempo los equipos de medición están presentando una falla; dentro de la estrategia actual, para estos cálculos se realizaron las siguientes ecuaciones.

Tiempo medio entre mantenimientos:

$$TMEM = \frac{\sum UT}{\# MP + \# MC}$$

El cálculo se realizó sumando los tiempos del equipo disponible para operar dividido por la cantidad de mantenimientos realizados al equipo.

Tiempo medio entre fallas:

$$TMEF = \frac{\sum UT}{\# MC}$$

El cálculo se realizó sumando los tiempos del equipo disponible para operar dividido por el número de mantenimientos correctivos realizados.

4. OBJETIVOS

4.1. OBJETIVO GENERAL

El desarrollo del Objetivo General se plantea en tres preguntas para establecer claramente la idea al lector de la siguiente manera:

QUE?

Evaluar para optimizar la estrategia actual de mantenimiento de los sistemas de medición de Gas, en la Refinería de Barrancabermeja.

COMO?

La Evaluación de la estrategia actual se realiza con base en el historial de Mantenimiento vigente, en el cual se observa que hay grandes oportunidades de programar nuevas frecuencias y alcances más detallados a los sistemas de medición con base en los estudios de Reliability Centered Maintenance (RCM) de cada una de las unidades de operación.

PARA QUE?

Para una implementación a corto plazo de nuevos planes de mantenimiento y poder evidenciar progresivamente aumento en la Confiabilidad con base en los TMEF y TMER.

4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar en cada una de las unidades de la refinería los instrumentos (TAG) y servicio que realizan algún tipo de medición de gas.
- De los instrumentos identificados, seleccionar los equipos que estén regulados por la Ley SOX, pertenezcan al plan de Calidad de Productos y transferencia de custodia, para determinar su prioridad en la lista general.

- Identificar los históricos de mantenimiento de cada uno de los instrumentos.
- Definir los modos de falla predominantes en los equipos de medición, para establecer su principal causa.
- Establecer si los equipos de medición están incluidos y/o actualizados en los estudios de Reliability Centered Maintenance (RCM) de las unidades.
- Revisar y optimizar las frecuencias de mantenimiento de los equipos de medición con base en sus modos de falla.

5. ALCANCE.

La evaluación para la optimización de la estrategia actual de mantenimiento en los sistema de medición de Gas en la Refinería de Barrancabermeja se va a realizar con base de la revisión de los históricos y modo de fallas de los equipos que se encuentran a la entrada, entre unidades (internos), salida y con transferencia de custodia, así como el porcentaje (%) de equipo confiable actualmente en la Refinería, con el fin de lograr tener una actualización, seguimiento y optimización de suministros, consumos y entregas de gas entre unidades y sistemas de transferencia de custodia.

Uno de los mayores beneficios con la futura implementación de la nueva estrategia de mantenimiento es asegurar la documentación e información de los trabajos ejecutados con el fin de disponer de mayor facilidad para realizar los diferentes análisis de riesgos entre unidades cuando los balances de entrega y suministro de gas al interior de la Refinería no coinciden.

Con base en un estudio que realizó la Corporación CDT de Gas y posterior publicación en la revista semestral MET&FLU sobre la perspectiva del análisis tecnológico a la CALIDAD DEL GAS NATURAL y con base en la Regulación Colombiana se puede generalizar que para el caso de Colombia, es evidente que la dinámica de actualización de los procesos e inclusive de la reglamentación vigente se hace aprovechando los recursos económicos disponibles en el sector, utilizando en su mayoría el concurso de expertos extranjeros, quienes haciendo uso de los análisis y resultados obtenidos en experiencias en otros países, los replican en nuestra realidad nacional.

Infortunadamente, debemos confiar ciegamente en sus hallazgos y recomendaciones, dado que no se posee “Conocimiento Colombiano”, no se cuenta con infraestructura adecuada, no se ha establecido la trazabilidad y tampoco se utiliza la incertidumbre de la medición, como parámetro que permita garantizar la confiabilidad de los resultados emitidos y por ende la conformidad o no conformidad de las exigencias nacionales.

En conclusión, podemos decir que el aumento del porcentaje (%) de equipos confiables será en forma graduable de acuerdo con la implementación de la optimización de la estrategia de mantenimiento a largo plazo y el fortalecimiento de la normatividad vigente.

La evaluación de la Confiabilidad de los equipos de medición se realiza con base en los tiempos utilizados entre mantenimientos y los tiempos presentados entre fallas; en el siguiente capítulo se detalla esta información.

Figura 27. Características Metrológicas utilizadas en GRB

CONTAMINANTE	ESPECIFICACIÓN DEL MÉTODO	CARACTERÍSTICAS METROLÓGICAS ²⁷		
		Alcance de Medición (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	Reproducibilidad (mg/m ³)
Ácido sulfhídrico H ₂ S	ASTM D4084. Análisis de H ₂ S en gases combustibles (Método de la velocidad de reacción del acetato de plomo).	0 - 1253	6,3	8,3
		1390 - 12515	63,0	83,4
	ASTM D4810. Análisis de H ₂ S en gas natural empleando tubos detectores.	4,2 - 167	+/- 16,7	--
		69,5 - 6950	+/- 347,7	--
	ASTM D1945. Análisis de gas natural por cromatografía de gases.	0 - 1253	139	278
		1390 - 12515	556	973
Azufre Total	ASTM D4468. Azufre total en gases combustibles por hidrogenólisis y Colorimetría Radiométrica.	Alcance de Medición (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)	Reproducibilidad (mg/m ³)
		1,39	0,22	0,36
		0,14	0,07	0,11
	ASTM D7493. Medición en línea de compuestos azufrados en Gas Natural y Gases Combustibles por cromatografía de gases y detección electroquímica.	Componentes	Concentración (mg/m ³)	Repetibilidad (mg/m ³)
		H ₂ S	8,1	+/- 0,065
		Metil mercaptano	12,5	+/- 0,090
		i-Propil mercaptano	3,6	+/- 0,050
		t-Butil mercaptano	9,19	+/- 0,041
	ASTM D6228. Determinación de compuestos sulfurados en gas natural y gases combustibles por cromatografía de gases y detección de llama fotométrica.	Tiofeno	16,9	+/- 0,24
		Sulfuro de Carbonilo	5,08	+/- 0,15
		Sulfuro de dimetilo	11,6	+/- 0,38
		Disulfuro de dimetilo	7,7	+/- 0,23
		Tiofeno	22,16	+/- 0,55
Dióxido de Carbono (CO ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Alcance de Medición (% Mol)	Repetibilidad (% Mol)	Reproducibilidad (%Mol)
		0 - 0,09	0,01	0,02
		0,1 - 0,9	0,04	0,07
		1,0 - 4,9	0,07	0,10
		5,0 - 10	0,08	0,12
	Mayor a 10	0,10	0,15	
	Análisis de CO ₂ por Espectroscopia Infrarroja.	0 - 9,0	0,017	0,003
Nitrógeno (N ₂) Oxígeno (O ₂) Hidrógeno (H ₂)	ASTM D1945. Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases	Alcance de Medición (% Mol)	Repetibilidad (% Mol)	Reproducibilidad (%Mol)
		0 - 0,09	0,01	0,02
		0,1 - 0,9	0,04	0,07
		1,0 - 4,9	0,07	0,10
		5,0 - 10	0,08	0,12
	Mayor a 10	0,10	0,15	
	Análisis de Oxígeno por Espectrofotometría	No existen datos de precisión disponibles para este método.		
Análisis de Oxígeno por el efecto de la reducción electroquímica	No existen datos de precisión disponibles para este método.			
Análisis de H ₂ por espectroscopia.	No existen datos de precisión disponibles para este método.			
Humedad (H ₂ O)	ASTM D1142. Contenido de Vapor de agua por medición de la temperatura del Punto de Rocío.	No existen datos de precisión disponible para este método.		
	ASTM D4888. Vapor de agua en Gas Natural usando Tubos detectores.	La precisión considerada generalmente es de +/- 25% del valor de la lectura.		
	ASTM D5454. Contenido de vapor de agua en gases combustibles empleando analizadores de humedad electrónicos.	Los datos de precisión se están preparando para este método de ensayo mediante un estudio entre laboratorios.		

Fuente: Corporación CDT de Gas

6. DESARROLLO DE LA EVALUACION Y OPTIMIZACIÓN

Con base en los Objetivos Específicos relacionados en el punto 8.1.2 y el contexto teórico desarrollado a lo largo del documento, se presenta los entregables para el desarrollo de la evaluación y optimización de la estrategia de Mantenimiento.

6.1. LISTADO DE INSTRUMENTOS (TAG DE EQUIPOS) ASOCIADOS AL SISTEMA DE MEDICION DE LAS UNIDADES DE GRB

El listado de los Instrumentos están divididos por los 5 principales Departamentos que abarcan el 100% de las Unidades de la Refinería. En esta identificación de sistemas de medición tenemos como resultado un total de 166 instrumentos los cuales están distribuidos en cada una de las unidades así:

Las Unidades de Cracking tienen 54 Instrumentos pertenecientes al sistema de Medición de Gas, distribuidos así:

- UOPI = 7
- MODELO IV = 5
- ETILENO = 8
- UOP II = 17
- ORTHOFLOW = 17

Tabla 5. Listado de Instrumentos asociados al sistema de medición de Cracking

UOP I		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GLP DE D-2755	FI-27512
2	PROPANO DESVIO T-2756	FI-27553
3	GAS DE COLA T-2758	FI-27548
4	GAS RESIDUAL DE U-2760	FIC-27530
5	GAS - PILOTOS A TEA No6	FETTEA6
6	GAS COMBUSTIBLE H-2751	FI-27547
7	GAS-PILOTOS A TEA 1	FETTEA1

MODELO IV		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	BUTANOS U-250	FI-03064
2	GASES EXTERNOS(CRC)	FI-03065
3	GAS RESIDUAL MODELO IV	FI-03063
4	GAS COMBUSTIBLE DE D-313	FI-03041
5	CARGA DE GAS ACIDO	FI-47007

ETILENO		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS ESPONJA A D-4303	FI-43003
2	GAS DE COLA DE D-4306	FI-43011
3	GAS ESPONJA DE UOP II	FET-PIC43005
4	ETANO- ETILENO A GAS COMBUSTIBLE	FET-41001
5	ETANO- ETILENO A GAS COMBUSTIBLE	FET-41002
6	ETANO- ETILENO A GAS COMBUSTIBLE	FET-41000
7	GAS RICO EN METANO D-4114	FRC-41128
8	GAS RICO EN H2 D-4134	FRC-41126

UOP II		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS DE D-313	FI-42503
2	GAS DE C-245	FIC-42507
3	GAS RESIDUAL DE D-308 A E4253	FIC-42508
4	BUTANOS DE TOPPING	FIC-42530
5	PROPANO DE T-4255	FIC-42538
6	BUTANO DE T-4255	FIC-42533
7	BUTANO DE T-4255	FIC-42534
8	GAS COMBUSTIBLE DE D-4254	FIC-42523
9	GAS ESPONJA DE D-4254	FI-42522
10	PROPANO DE T-4255	FIC-42537
11	ENVIO DE GASES A LA TEA	FET-PIC42045
12	GAS ESPONJA UOP II	PIC-43005
13	GAS DE COLA D-4306	FI-43011
14	GAS COMBUSTIBLE A H-42001	FI-42074
15	GAS COMBUSTIBLE A H-43001	FI-43006
16	GAS COMBUSTIBLE A H-4362	FI-43718
17	GAS-PILOTOS A TEA No7	FI-43807
ORTHOFLOW		
No.	DESCRIPCIÓN	TAG
1	GAS COMBUSTIBLE D-562	FI-55077
2	GAS RESIDUAL A D-503	FI-50094
3	GAS COMBUSTIBLE A R-501	FT-50010
4	GAS COMBUSTIBLE A R-520 VERTICAL J-BEND	FIC-50009
5	GASES DE MODELO IV A D-503	FI-55069
6	GAS RESIDUAL DE D-581	FI-55075
7	GAS COMBUSTIBLE FUEL GAS A TEA	PIC-55084
8	GAS COMBUSTIBLE DE ORTHOFLOW U-550-GC	FI-50085
9	GAS COMBUSTIBLE A H-552	FI-55067
10	GAS COMBUSTIBLE D-588 PURGAS	FT-50300
11	GAS COMBUSTIBLE D-588 A QUEMADORES	FT-55021
12	D-588 A PILOTOS	FT-55031
13	GAS COMBUSTIBLE GAS COMBUSTIBLE A LADO FRIO	FT-55302
14	GAS COMBUSTIBLE PAYOA PURGA CABEZAL TEA No2	FT-55303
15	GAS COMBUSTIBLE PAYOA PILOTOS TEA No2	FT-55304
16	GAS COMBUSTIBLE A R-501	FI-50010
17	GAS COMBUSTIBLE A R-520	FI-50009

Fuente: ECOPETROL

Las Unidades de Refinación tienen 36 Instrumentos pertenecientes al sistema de Medición de Gas, distribuidos así:

- U130 = 1
- U150 = 7
- U170 = 1
- U200 = 9
- U250 = 4
- U2000 = 5
- U2100 = 3

Tabla 6. Listado de Instrumentos asociados al sistema de medición de Refinación

U130		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS COMBUSTIBLE H-131	FIT-1310
U150		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS RESIDUAL DE D-150	U150-FIT15009
2		U150-PRCT15001
3		U150-TI15087
4	Gases T152	U150-FI15053
5		U150-PI15133
6		U150-TI15088
7	GAS COMBUSTIBLE H-150	FR-15012
U170		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS RESIDUAL DE D172	U170-FI17009
U200		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS RESIDUAL DE D-201	U200-FI256
2		U200-PT202
3		U200-TI18
4	GAS RESIDUAL DE D-203	U200-FI205A
5		U200-PT204
6		U200-TI35
7	GAS COMBUSTIBLE H-201	FI-268
8	GAS COMBUSTIBLE H-202	FT-271
9	GAS COMBUSTIBLE H-202	FT-275

U250		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS RESIDUAL DE D-251	U250-FI02520
2	GAS COMBUSTIBLE H-2501	FI-25031
3	GAS COMBUSTIBLE H-253	FI-02547
4	GAS COMBUSTIBLE H-254	FI-02549
U2000		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS RESIDUAL DE D-2019	U2000-FIT20073
2	GAS RESIDUAL DE D-2010	U2000-FIT20084
3	GAS RESIDUAL DE D-2005	U2000-FIT20086
4	GAS COMBUSTIBLE H-2001	FT-20079
5	GAS COMBUSTIBLE H-2002	FT-20089

FONDOS		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	GAS COMBUSTIBLE H-2601	FI-26016
2	GAS COMBUSTIBLE H-2652	FI-26529
3	GAS COMBUSTIBLE H-2651	FI-26526
4	GAS COMBUSTIBLE H-2801	FI-28040
5	GAS COMBUSTIBLE H-2881	FI-28812
6	FLUJO TEA No. 6	FQI_29651

Fuente: ECOPEPETROL

Las Unidades de Petroquímica tienen 36 Instrumentos pertenecientes al sistema de Medición de Gas, distribuidos así:

- U1300 = 8
- U1600 = 3
- U1700 = 4
- SUMINISTRO = 21

Tabla 7. Listado de Instrumentos asociados al sistema de medición de petroquímica

PLANTAS	No.	DESCRIPCION	TAG
U1300 PLATFORMING	PRODUCTOS		
	1	GAS RICO EN H2 DE C-1301	FI-13020A
	2	GAS RICO EN H2 DE C-1301	FIC-13046
	3	GAS RICO EN H2 DE D-1308	FI-13027
	4	GAS RICO EN H2 DE D-1307	FI-13514A-FI-13514B
U1300 PREFRACCIONA MIENTO	PRODUCTOS		
	1	GAS RESIDUAL D-1310	FI-13035
U1300 UNIFINING	CARGAS		
	1	GAS RICO EN H2 A H-1302	FIC-13020 ^a
	PRODUCTOS		
	1	GAS RICO EN H2 DE D-1306	FI-13016
	2	GAS RICO EN H2 DE D-1304	FI-13019
PLANTAS	No.	DESCRIPCION	TAG
U1600 HYDEAL	CARGAS		
	1	GAS RICO EN H2 A H-1601	FRAL-1607
	PRODUCTOS		
	1	GAS RICO EN H2 DE D-1601	FR-1605
	2	GAS RICO EN H2 DE D-1604	FR-1610

PLANTAS	No.	DESCRIPCION	TAG
U1700 HYDRAR	CARGAS		
	1	GAS RICO EN H2 A U-1700	FET-1700-01
	2	GAS RICO EN H2 A T-1701	FR-1605
	PRODUCTOS		
	1	GAS RICO EN H2 DE D-1703	FR-1712
	2	GAS RICO EN H2 DE D-1704	FR-1716

PLANTAS	No.	DESCRIPCION	TAG
SUMINISTRO DE GAS	1	GAS COMBUSTIBLE H-1001	FIC-1053
	2	GAS-PILOTOS TEA No3	FETEA3
	3	GAS COMBUSTIBLE H-1121	FIC-11204
	4	GAS COMBUSTIBLE H-1151	FR-11502
	5	GAS COMBUSTIBLE H-1307	FR-1344
	6	GAS COMBUSTIBLE H-1310	FI-13047
	7	GAS COMBUSTIBLE H-1309	FI-13045
	8	GAS COMBUSTIBLE H-1304	FI-13044
	9	GAS COMBUSTIBLE H-1301	FI-13041
	10	GAS COMBUSTIBLE H-1302	FI-13042
	11	GAS COMBUSTIBLE H-1303	FI-13043
	12	GAS COMBUSTIBLE H-1601	FR-1613
	13	GAS-PILOTOS TEA No4	FETEA4
	14	GAS-PILOTOS TEA No5	FETEA5
	15	GAS COMBUSTIBLE H-4100A	FR-41007
	16	GAS COMBUSTIBLE H-4100B	FR-41014
	17	GAS COMBUSTIBLE H-4100C	FR-41021
	18	GAS RESIDUAL A D-4102	FR-41177
	19	GAS COMBUSTIBLE H-751/H-752	FI-7009
	20	GAS DE CIMA D-1103	FCAL-1100-03
	21	GAS DE CIMA D-1113	FCAL-1100-02

Fuente: ECOPEPETROL

Las Unidades de Servicios Industriales tienen 20 Instrumentos pertenecientes al sistema de Medición de Gas, distribuidos así:

- U2400 = 5
- U2950 = 5
- U2960 = 1
- U900 = 4
- U950 = 5

Tabla 8. Listado de Instrumentos asociados al sistema de medición de Servicios Industriales.

Las Unidades de Área Externa (Materias Primas) tienen 20 Instrumentos pertenecientes al sistema de Medición de Gas, distribuidos así:

UNIDAD	No.	DESCRIPCION	TAG
U-2400	1	GAS COMBUSTIBLE A B-2401	FR-24013
	2	GAS COMBUSTIBLE A B-2402	FR-24023
	3	GAS COMBUSTIBLE A B-2403	FR-24033
	4	GAS COMBUSTIBLE A B-2404	FR-24043
	5	GAS COMBUSTIBLE A B-2405	FR-24053

UNIDAD	No.	DESCRIPCION	TAG
U-2950	1	GAS COMBUSTIBLE A B-2951	FI-29502
	2	GAS COMBUSTIBLE A B-2952	FI-29507
	3	GAS COMBUSTIBLE A B-2953	FI-29512
	4	GAS COMBUSTIBLE A B-2954	FI-29517
	5	GAS COMBUSTIBLE A B-2955	FI-29522

UNIDAD	No.	DESCRIPCION	TAG
U-2960	1	GAS COMBUSTIBLE A TG-2960	FI-38706

UNIDAD	No.	DESCRIPCION	TAG
U-900	1	GAS COMBUSTIBLE A B-901A	FR-950
	2	GAS COMBUSTIBLE A B-901B	FR-960
	3	GAS COMBUSTIBLE A B-901C	FR-970
	4	GAS COMBUSTIBLE A B-901D	FR-980

UNIDAD	No.	DESCRIPCION	TAG
U-950	1	GAS COMBUSTIBLE A B-951	FR-20970
	2	GAS COMBUSTIBLE A B-952	FR-20972
	3	GAS COMBUSTIBLE A B-954	FR-9543
	4	GAS COMBUSTIBLE A B-955	FR-9553
	5	GAS COMBUSTIBLE A B-956	FR-9563

Fuente: ECOPELROL

Tabla 9. Listado de Instrumentos asociados al sistema de medición de Materias Primas.

AREA EXTERNA		
No.	DESCRIPCION	TAG
1	Probador (12")	SVP3301
2	Transmisor de Presión	PI33002
3	Transmisor de Presión	PI33003
4	Transmisor de Presión	PI33004
5	Transmisor de Presión	PTProber CB7
6	Medidor de Flujo Coriolis	FI31601
7	Medidor de Flujo Coriolis	FI31602
8	Medidor de Flujo Coriolis	FI31603
9	Medidor de Flujo Coriolis	FI31604
10	Medidor de Flujo Coriolis	FI31605
11	Medidor de Flujo Coriolis	FI31606
12	Medidor de Flujo Coriolis	FI31607
13	Medidor de Flujo Coriolis	FI31608
14	Medidor de Flujo Coriolis	FI31609
15	Medidor desplazamiento	FQ3302
16	Medidor desplazamiento	FQ3303
17	Medidor desplazamiento	FQ3304
18	Transmisor de Presión	PI33002
19	Transmisor de Presión	PI33003
20	Transmisor de Presión	PI33004

Fuente: ECOPELROL

6.2. IDENTIFICACION DE EQUIPOS REGULADOS POR LEY SOX DE LAS UNIDADES DE GRB

El listado de los Instrumentos regulados por la ley SOX, están enfocados en sistemas de medición de Transferencia de Custodia y Salida de Productos distribuidos en las Unidades de la Refinería así:

Tabla 10. Listado de equipos regulados por Ley SOX en GRB

TAG	TAG	TAG	TAG	TAG	TAG
FIC27512	FIC09543	FR-24012	FI31601	TI31602	FIC42019
FIC27553	FIC09553	FR-24022	FI31602	TI31603	FIC42027
FI27548	FIC09563	FR-24042	FI31603	TI31604	FI42804
FI27530	FIC09002	FR-24052	FI31604	TI31605	FI43017
FI27547	FIC09007	FIC-29513	FI31605	TI31606	FI42503
FETTA 6	FIC09012	FI-29518	FI31606	TI31607	FI42507
FETEA 1	FIC09017	FR-20968	FI31607	TI31608	FIC-42508
FI03064	FIC29502	FR-9542	FI31608	TI31609	FIC-42530
FIC03024	FI29503	FR-9552	FI31609	FET-41001	FIC42538
FIC03022	FI-29504	FR-9562	PI31601	FET-41002	FI42515A
FI03065	FI-24031	FI09001A	PI31602	FET-41000	FIC42533
FIC03006	FIC-29517	FI09002A	PI31603	FRC-41128	FIC42534
FIC03018	FI-29522A	FI09003A	PI31604	FI43011	FIC42515
FI03066	FIC24001	FI09004A	PI31605	FIC43019	FIC-42046
FI03063	FIC24006	PT-PROBER 7	PI31606	FIC43022	FIC42006
FI03041	FIC24011	TT-PROBER 7	PI31607	PIC43005	FIC42071
FIC47003	FIT24016A	FI29523	PI31608	FIC42529	FIC42523
FIC47007	FI24022	FI38706	PI31609	FI42522	FIC42537
FI47094	FR-9544	TIT33002	PI31610	FI42052A	FI-26550
FI29508	FR-9554	TIT33003	PI31611	FI43003	FI26540
FIC24002	FR-9564	PIT33002	PI31612	FRC-41126	FI26534
FIC24007	FI-29501	PIT33003	PI31613	FI42509	FI26535
FIC24012	FI-29506	PIT33004	PI31614	FI42001	FI26538
FIC24017	FI-29511	TIT33004	PI31616A	FIC42301	FIC26506
FIC24022	FI-29516	TI31610A	PI31616B	FIC42302	FIC26513
FIC20972	FI-29521	TI31610B	TI31601	FIC42080	FIC26505
FI26532	FI26023	FIC25006	FI28061	FI28812	FIT-15043
FI26533	FIC26007	FIC25001	FIC28036	FQI-29651	FRCT-15003
FI26536	FIC26004	FI25036	FIC28034	FRT-15001	FRCT-15004
FIC26508	FI26003	FIC25021	FI28069	TI-15012	FRCT-15005
FI26016	FI26001	FET-2500-00	FI28046	PI-15133	TI-150195
FI26529	FI26018	FI-25030	FIC28023	TI-15088	FIT-15011
FI26526	FI26004	FI-25033	FI28057	FI-15055	TI-150119
FI28040	FQ26001	FI-28062	FI28049	FICT-1301	FIT-15009
FIC26512	FIC25215	FI28060	FI28055	FRT-15010	PRCT-15001
FIC26001	FIC25210	FI28051	FI28056	TI-15087	FI-15053

Fuente: ECOPETROL

6.3. HISTORICOS DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMA DE MEDICION DE LAS UNIDADES DE GRB

El historial de mantenimiento está listado en cada uno de los TAG de los Instrumentos caracterizados en el sistema Ellipse, sin embargo, uno de los principales enfoques para el desarrollo de la nueva estrategia de mantenimiento es fortalecer la documentación de los mantenimientos realizados en el sistema y con base en él, estructurar con más detalle los alcances de mantenimiento bajo el esquema de la anticipación a fallas.

Figura 28. Historial de Mantenimiento en Ellipse para los Sistemas de Medición

The screenshot shows the 'Work Order Completion Text' dialog box with the following content:

```

*****CONDICIONES DE RECIBO*****
-FI 31607 OT.319506 PERMISO#:432068

SE DA APROBACION DE PERMISO POR PARTE DE OPERACIONES A
TRABAJO A REALIZAR. CON LA COLABORACION DE OPERADOR DE
CONSOLA SE TOMAN DATOS DE PANTALLA, Y COLOCAR LAZO DE
COMUNICACION EN MANUAL DEL INSTRUMENTO SI SE REQUIERE.
RANGO DCS: , P. CONTROL: SOLO INDICACION,
SERVICIO: BUTANO PAYOA, V.MEDICION I:CAFE-ROJO 51.4 H,VERDE
BLANCO 152.9 H, AZUL-CRIS 152.2 H (BOBINAS SENSOR CAMPO)
*****REPORTE DE REVISION DEL TRANSMISOR*****
-TX (SEÑAL ANALOGA/OUT LINEAL)

MARCA:MICROMOTION, MODELO:RFT973CE4SUK,S/N:1706433T
RANGO:
SE REALIZO VERIFICACION DE MEDICION (AL AIRE) DE RESISTENCIA
DE LAS BOBINAS SENSADORAS DE FLUJO, ARROJANDO VALORES DE
MEDICION DENTRO DE LIMITES DE TOLERANCIA PERMITIDOS.
NOTA:PARA ESTE TIPO DE TRANSMISORES

*****CONDICIONES SUBESTANDAR ENCONTRADAS*****
-N/A

*****PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS UTILIZADOS*****
-RCOGRB-INS-N-7003.reB

*****LISTADO DE REPUESTOS UTILIZADOS*****
-N/A

*****CONDICIONES DE ENTREGA*****
-SE COLOCA EN SERVICIO INSTRUMENTO Y SE ENTREGA CON VALORES
DE MEDICION OK. VALOR MEDICION I. : EN ESTE MOMENTO EL
  
```

Fuente: ECOPETROL GRB – Ellipse

6.4. MODOS DE FALLA PREDOMINANTE DE LOS SISTEMA DE MEDICION DE LAS UNIDADES DE GRB

Dentro del histórico de Mantenimiento, se han hallado diferentes tipos de falla, los cuales después de ser analizados por el Ingeniero de Confiabilidad de Instrumentación y Control son estructurados y consolidados en el Software de

mantenimiento Ellipse para posteriores análisis de mantenimiento de diferentes equipos del mismo género. Se relaciona a continuación la lista de los modos de Falla consolidados en el Software.

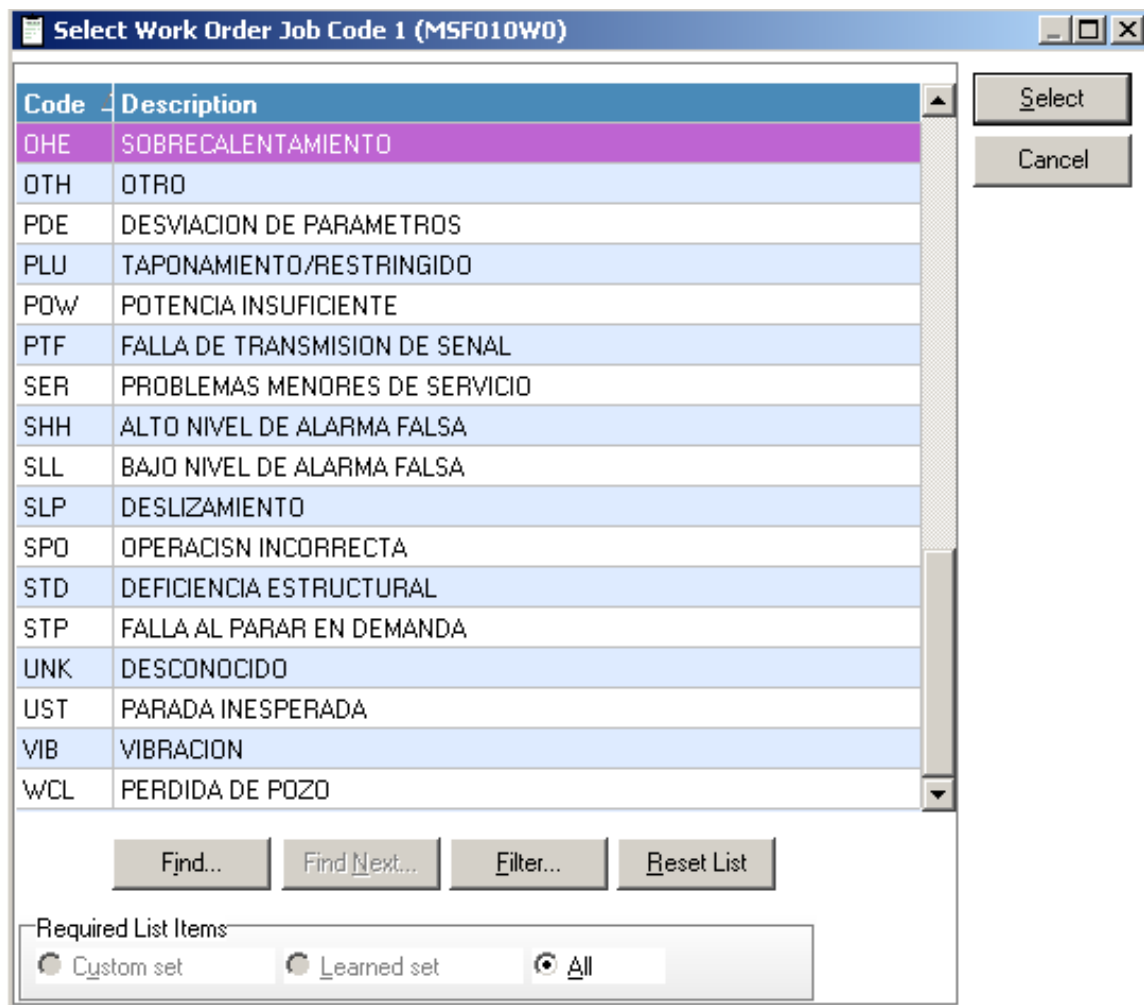
Figura 29. Modos de Falla consolidados en Ellipse para los Sistemas de Medición 1

Code	Description
AIR	LECTURA ANORMAL DE INSTRUMENTO
BRD	ROTURA
CLW	PERDIDA COMUNICACION CONTROL
DOP	OPERACION RETRASADA
ELF	FUGA EXTERNA - COMBUSTIBLE
ELP	FUGA EXTERNA MEDIO DE PROCESO
ELU	FUGA EXTERNA MEDIO AUXILIAR
ERO	SALIDA ERRATICA
FCO	FALLA AL CONECTAR
FDC	FALLA AL DESCONECTAR
FOF	FRECUENCIA SALIDA DEFECTUOSA
FOV	VOLTAJE SALIDA DEFECTUOSO
FRO	FALLA AL ROTAR
FTC	FALLA CERRAR AL REQUERIRSE
FTD	FALLA AL DESCONECTAR CON CARGA
FTF	MAL FUNCIONAMIENTO
FTI	FALLA FUNCIONAMIENTO PREVISTO
FTO	FALLA ABRIR AL REQUERIRSE
FTS	FALLA AL INICIAR EN DEMANDA
HID	BAJA TRANSFERENCIA DE CALOR
IHT	FUGA INTERNA
INL	FUGA INTERNA
LBP	BAJA PRESION DE ACEITE
LCP	FUGA EN POSICION CERRADA
LOA	PERDIDA DE CARGA
LOB	PERDIDA DE INDICACION DE NIVEL
LOO	BAJA SALIDA
LOR	PERDIDA DE REDUNDANCIA
MOF	FALLA DE AMARRE
NOI	RUIDO
NON	EFFECTO NO INMEDIATO
NOO	NO HAY SALIDA

Required List Items: Custom set Learned set All

Fuente: ECOPETROL GRB – Ellipse

Figura 30. Modos de Falla consolidados en Ellipse para los Sistemas de Medición 2



Fuente: ECOPETROL GRB - Ellipse

6.5. PLANES DE RCM ACTUALIZADOS DE LAS UNIDADES EN GRB

El plan establecido en GRB es tener cada una de las Unidades de la Refinería con planes de RCM actualizados, se relaciona a continuación es estado actual de cada una de las unidades con base en el listado de equipos de instrumentación.

En conclusión se tiene 6 Unidades sin tener actualizado los RCM, (las unidades relacionadas corresponden a las que tienen instrumentos pertenecientes al sistema de Medición.

Departamento de Cracking

- UOPI = RCM Actualizado
- MODELO IV = RCM Actualizado
- ETILENO = RCM Actualizado
- UOP II = RCM Actualizado
- ORTHOFLOW = RCM Actualizado

Departamento de Refinación

- U130 = RCM No Actualizado
- U150 = RCM No Actualizado
- U170 = RCM No Actualizado
- U200 = RCM Actualizado
- U250 = RCM Actualizado
- U2000 = RCM Actualizado
- U2100 = RCM Actualizado

Departamento de Petroquímica

- U1300 = RCM Actualizado
- U1600 = RCM Actualizado
- U1700 = RCM Actualizado

Departamento de Servicios Industriales

- U2400 = RCM Actualizado
- U2950 = RCM Actualizado
- U2960 = RCM Actualizado
- U900 = RCM No Actualizado
- U950 = RCM No Actualizado

Departamento de Materias Primas (Área Externa)

- Área Externa = RCM No Actualizado

6.6. REVISAR Y OPTIMIZAR LAS FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS.

Las frecuencias de intervención de los equipos están definidas en los planes de mantenimiento de las unidades, aquellas que tienen el RCM actualizado tienen las frecuencias establecidas y los cambios por hacer serán mínimos, pero aquellas unidades que tienen el RCM desactualizado, se debe realizar un trabajo estructurado para recopilar toda la información de los equipos y analizar los modos de falla, probabilidades y consecuencias y determinar las nuevas frecuencias de intervención.

7. RECOMENDACIONES

Con base en esta evaluación de la estrategia actual de mantenimiento de los sistemas de medición de la GRB, podemos sintetizar las siguientes recomendaciones:

- El primer punto de partida es programar para el Departamento de Materias Primas, un taller de trabajo con todo el equipo núcleo para consolidar la información necesaria para iniciar junto al Facilitador la actualización de los RCM, ya que este es el Departamento con mayor número de instrumentos sin plan de mantenimiento con base en RCM.
- Asegurar con el personal de planeación la programación de las actividades de mantenimiento conforme al plan de mantenimiento establecido, asegurando la disponibilidad de recursos y partes para su ejecución al 100%
- Establecer un seguimiento detallado al personal de mantenimiento por parte del personal de QA/QC para asegurar toda la documentación en el sistema de mantenimiento Ellipse.
- Concluir los análisis de fallas pendientes por cerrar en el sistema y asegurar la disciplina operacional para registrar los eventos en el portal de forma sistemática.
- Actualizar las frecuencias de mantenimiento de los equipos que se vayan actualizando para evidenciar el cierre de brechas en cuanto al tema de optimización de los sistemas de medición.

8. CONCLUSIONES

De acuerdo, con la investigación realizada en los sistemas de medición en la GRB, podemos concluir:

- Para la presente monografía se delimito en la población actual de sistemas de medición de gas combustible y se clasificó de acuerdo al actual plan de RCM que tiene cada unidad.
- Se identificaron los modos de falla registrados en el sistema Ellipse y se realizo medición de los TMEF y TMEM en general a los sistemas de medición de gas combustible.
- El 35% de los equipos de medición se encuentran en unidades que no tiene actualizado el plan de RCM, razón por la cual, la evaluación de la estrategia actual de mantenimiento se centra en este porcentaje (%) dado que el impacto de no tener estructurado un plan de mantenimiento genera mantenimientos correctivos.
- Comparando la frecuencia de los mantenimientos preventivos de los equipos que tienen plan estructurado de RCM con la frecuencia de los mantenimientos preventivos de los que no tienen plan estructurado de RCM, se observa una gran diferencia e impacto del uno frente al otro generando así mayor disponibilidad del recurso de los equipos, del personal de mantenimiento y mayores costos de intervención.
- Se observa, que a pesar que se tiene de la frecuencia anual de los mantenimientos preventivos, estos, no siempre se cumplen debido a la no disponibilidad del recurso o que el personal de operaciones no entrega el equipo. Esto se observa en la medición del promedio de horas del TMEM.

De implementarse la propuesta del aumento en la frecuencia de mantenimientos preventivos, estos deben cumplirse puntualmente.

- Se destaca la importancia de las actividades del operador en el *BEC*, como una excelente estrategia económica y que garantiza el aumento de la confiabilidad y disponibilidad de los equipos en la planta.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE API, API STANDARD 611, 4ª edición, Junio 1997

AMERICAN SOCIETY OF AUTOMOTIVE ENGINEERS (SAE), STANDARD SAE JA 1011, Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), 1997.

MECANICA DE FLUIDOS, NOVENA EDICION ED. MC GRAW HILL
STA. FE DE BOGOTA, COLOMBIA 2,000

MORA GUTIERREZ, Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios. 2009.

PEREZ Carlos, Mantenimiento Centrado en la confiabilidad, Soporte & CIA LTDA, 2003.

Corporación CDT de Gas

Perspectiva del análisis tecnológico a la CALIDAD DEL GAS NATURAL

Revista semestral MET&FLU No. 2 año 2010,

Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography
ASTM D1945-03 (2010)

FUENTES ELÉCTRONICAS

<http://www.reliabilityweb.com>

<http://www.ecopetrol.com.co>

<http://www.cdtdegas.com/>

REFERENCIAS NORMATIVAS

ECP-VSM-M-001 Manual de Medición de Hidrocarburos

ECP-VSM-D-01 Política para la Gestión de la Medición

ECP-VSM-D-012. Política de Contabilización de Transacciones e Inventarios de la Cadena de Suministros de Ecopetrol S. A.

ECP-VIJ-I-01 Instructivo Conflictos de Interés