

**DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM
PARA UNA ESTACION TIPO (CITY GATE) DE LA TRANSPORTADORA DE
GAS INTERNACIONAL TGI S.A E.S.P.**

RAMIRO LUNA CAMPUZANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2013**

**DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM
PARA UNA ESTACION TIPO (CITY GATE) DE LA TRANSPORTADORA DE
GAS INTERNACIONAL TGI S.A E.S.P.**

RAMIRO LUNA CAMPUZANO

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

**Director: Guillermo Alexis Pineda
Ingeniero Mecánico
Especialista en Recursos Energéticos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2013**

En memoria de mi padre.
Carlos Alberto Luna Zúñiga

AGRADECIMIENTOS

Doy Gracias a Dios, creador de la vida, por permitirme llevar a feliz término una etapa más en mi camino, llena de muchos retos importantes, que permitirá formarme como mejor persona en todos los ámbitos donde me desempeño.

Expreso también de manera especial, mis agradecimientos a mi esposa Norma Patricia, quien siempre me ha acompañado en cada objetivo propuesto, a mis hijos David Santiago y Daniela, quienes han motivado el deseo de superación, como también, quienes han compartido con sacrificio el tiempo que he dedicado en la realización y cumplimiento del mismo.

A mis compañeros de trabajo que han participado en este proyecto, aportando su experiencia y aquellos que de alguna manera han sido facilitadores de esta labor en beneficio común.

A mis profesores y asesores de la Universidad, a quienes les debo el conocimiento adquirido, y por quienes he sido motivado constantemente en la investigación, buscando en mí un aprendizaje integral como profesional, como trabajador y como persona.

A la transportadora de Gas Internacional TGI SA ESP, de quien recibí el apoyo que necesite durante la formación y finalización de esta etapa y a Guillermo Alexis pineda como director de proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. DESCRIPCION DE LA ORGANIZACIÓN	18
1.1 RESEÑA HISTORICA	19
1.2 DESCRIPCION DE LA INFRAESTRUCTURA	21
1.2.1 Gasoductos	21
1.2.2 Estaciones Compresoras	22
1.3 ORGANIGRAMA DE LA COMPAÑÍA	26
1.4 DEFINICION DE PROCESOS DE TRANSPORTE	27
1.4.1 Normas y legislaciones aplicables	28
1.4.1.1 RUT (Reglamento único de transporte)	28
1.4.1.2 Decreto 880 de 2007	31
1.4.1.3 Contratos Comerciales	32
1.5 DEFINICION DE PROCESOS DE MANTENIMIENTO	32
1.5.1 Normas y procedimientos aplicables	32
1.6 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN LA COMPAÑÍA	34
1.6.1 Descripción de los grupos de trabajo y distritos de Mantenimiento.	36
1.6.2 Descripción del Plan de Mantenimiento	38
1.6.2.1 Reparaciones y/o Correctivos Mayores	38
1.6.2.2 Preventivos y de apoyo	38
1.6.2.3 Preventivos Correctivos y apoyo a Operaciones	39
1.6.3 Análisis del Plan detallado de Mantenimiento (PDT) actual.	39
2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	41
2.1 DEFINICION	41
2.2 RESEÑA HISTORICA	42
2.3 OBJETIVOS	43

2.4	METODOLOGIA	44
2.5	IMPLEMENTACION	44
2.5.1	Procesos de Análisis de fallas	46
2.5.2	Beneficios de la estrategia	46
3.	ANALISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLO AMEF	48
3.1	DEFINICION DEL AMEF	48
3.2	RESEÑA HISTORICA DEL AMEF	49
3.3	IMPLEMENTACION DEL AMEF	50
3.3.1	Preparación	51
3.3.2	Determinación del proceso a realizar	51
3.3.3	Análisis Funcional	51
3.3.3.1	Funciones Primarias	52
3.3.3.2	Funciones secundarias	52
3.3.3.3	Funciones de Protección	52
3.3.3.4	Funciones de Control	52
3.3.3.5	Funciones Subsidiarias	52
3.3.4	Definición de Fallas	53
3.3.5	Identificar Modos de Falla	53
3.3.6	Establecer los Efectos y Consecuencias de la Falla	54
3.3.7	Jerarquización del Riesgo	55
3.3.8	Acciones Recomendadas	56
4.	ANALISIS CAUSA RAIZ	57
4.1	DEFINICION	57
4.2	BENEFICIOS DE SU UTILIZACION	58
4.3	METODOLOGIA	58
4.3.1	Conformación del Equipo de Trabajo	59
4.3.2	Definición y Jerarquización de los Problemas	59
4.3.3	Diagnósticos y determinación de Causas raíces	61

4.3.4	Identificación e implantación de soluciones	62
4.3.5	Evaluación de efectividad de las soluciones	62
5.	ESTRUCTURACION DE LA ESTRATEGIA	64
5.1	ANTECEDENTES	64
5.2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	65
5.3	DESARROLLO DE ACTIVIDADES	66
5.4	DEFINICION Y OBJETIVOS	67
5.4.1	Objetivo general	67
5.4.2	Objetivos específicos	67
5.5	ALCANCE DE LA ESTRATEGIA	68
5.5.1	Análisis de Criticidad	69
5.5.1.1	Calculo de Criticidad	69
5.6	DEFINICION DE UNA ESTACION DE ENTREGA O CITY GATE	71
5.7	ANALISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA	73
5.7.1	Contexto Operacional	74
5.7.2	Identificación de Funciones y Despiece de los Sistemas	75
5.7.2.1	Sistema de Filtración	75
5.7.2.2	Sistema de Regulación	76
5.7.2.3	Sistema de Medición	77
5.7.2.4	Sistema de Scada y Telecomunicaciones	78
5.7.2.5	Sistema eléctrico – Sistema de Puesta a tierra SPAT	79
5.7.2.6	Genéricos de Instrumentacion	79
5.7.3	Identificación de Fallas Funcionales	80
5.7.3.1	Sistema de Filtración	80
5.7.3.2	Sistema de Regulación	80
5.7.3.3	Sistema de Medición	81
5.7.3.4	Sistema de Scada y Telecomunicaciones	81
5.7.3.5	Sistema eléctrico – Sistema de Puesta a tierra SPAT	82
5.7.3.6	Genéricos de Instrumentacion y Control	82

5.7.4	Identificación de Modos de Falla	82
5.7.5	Evaluación de Consecuencias de las Fallas	84
5.7.6	Análisis de aplicación	86
5.7.7	Actividades Preventivas	87
5.7.8	Selección de actividades de mantenimiento	88
5.7.9	Establecer criterios para definir el plan de mantenimiento	90
5.8	ANALISIS DE FALLAS (RCA)	91
5.8.1	Alcance del Análisis Causa – Raíz	92
5.8.2	Objetivo	92
5.8.3	Definición del problema encontrado	92
5.8.4	Antecedentes	93
5.8.5	Definición del Contexto operacional	93
5.8.6	Hallazgos	95
5.8.7	Identificación de Modos de Fallo	100
5.8.8	Validación de la Hipótesis	101
5.8.9	Conclusión	102
5.8.10	Plan de Acción	102
5.8.11	Plan de Acción complementario	103
5.8.12	Análisis Costo – Riesgo – Beneficio	104
5.8.13	Análisis Ciclo de Vida	105
5.8.14	Análisis Financiero de la Implementación	106
5.8.15	Aplicación – seguimiento y Control	106
6.	ELABORACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	108
6.1	ANALISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACION	110
6.2	COMPARACION COSTOS ACTUALES Y COSTOS PROYECTADOS	111
6.3	IMPLEMENTACION DE MEJORAS	112
6.3.1	Mejoras en la Infraestructura	112
6.3.2	Talento Humano	112
6.4	IMPLEMENTACION DE INDICADORES	113

6.4.1	Descripción de los Indicadores	113
6.4.2	Plan de Avisos de Mantenimiento	114
6.4.3	Plan de Seguimiento y Retroalimentación	115
6.5	MEJORAMIENTO CONTINUO	115
7.	CONCLUSIONES	117
	BIBLIOGRAFIA	119

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de la infraestructura de transporte de TGI S.A.E.S.P	19
Figura 2. Construcción Estacion compresora	23
Figura 3. Estacion Compresora de Miraflores	23
Figura 4. Instalaciones Operativas de TGI, Centro Operacional de Mariquita	24
Figura 5. Instalaciones Operativas de TGU, City Gate Saldaña	25
Figura 6. Instalaciones Administrativas de TGI SA ESP	26
Figura 7. Organigrama General	26
Figura 8. Organigrama de Mantenimiento de la Gerencia de Infraestructura	35
Figura 9. Organigrama Distrito de Mantenimiento No. II	38
Figura 10. Esquema General de aplicación de un RCA	59
Figura 11. Matriz de Criticidad y procedimiento para cálculo de Riesgo Propuesto por TGI SA ESP.	61
Figura 12. Ubicación Distrito No. II de Gualanday	68
Figura 13. Estacion de Entrega o City Gate	72
Figura 14. Diagrama de Procesos City Gate de Guayabal	75
Figura 15. Componentes del sistema de filtración	76
Figura 16. Componentes sistema de regulación – regulador axial y tipo zsc	77
Figura 17. Conexión reguladores axiales de tipo (monitor / trabajador)	77
Figura 18. Componentes sistema de medición, ficha técnica medidor rotativo	78
Figura 19. Componentes sistema Scada	78
Figura 20. Componentes del sistema eléctrico y SPAT	79
Figura 21. Componentes de Instrumentacion y control	80
Figura 22. Diagrama del proceso de regulación	94
Figura 23 Descripción de un regulador axial	95
Figura 24. Imágenes de mangas y diafragmas rotos	96
Figura 25. Imágenes de partes con polvillo de azufre	96
Figura 26. Registros de computador de flujo indica de baja temperatura	97

Figura 27. Descripción selección mangas para reguladores axiales	98
Figura 28. Información sobre análisis de azufre y (H ₂ S) encontrado	99
Figura 29. Ilustración sobre proceso de sublimación de gas natural	99
Figura 30. Estructura árbol lógico	100
Figura 31. Diagramas selección regulador Big Joe de Fischer	103
Figura 32. Simulación de fallas y horas de operación actual	105
Figura 33. Simulación de fallas y horas de operación con el plan sugerido	105
Figura 34. Actividades de mantenimiento programadas en SAP	108
Figura 35. Actividades realizadas y notificadas en SAP	109
Figura 36. Actividades programadas por Orden de Trabajo	109
Figura 37. Grafica comparativa de costos	111
Figura 38. Indicadores propuestos Estacion de Guayabal	114
Figura 39. Formato de aviso de mantenimiento	116

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones de Gas Natural adoptados por la CREG	29
Tabla 2. Criterios para la determinación de la criticidad	60
Tabla 3. Factores de Criticidad propuestos	70
Tabla 4. Análisis de Criticidad de estaciones	70
Tabla 5. Matriz de Criticidad	71
Tabla 6. Modos de fallo City Gate Guayabal	83
Tabla 7. Volumen de gas transportado y costos asociados	84
Tabla 8. Calculo de Riesgo al año para cada modo de fallo	85
Tabla 9. Calculo de riesgo económico al año	86
Tabla 10. Cuadro de actividades preventivas	87
Tabla 11. Frecuencia plan propuesto de actividades preventivas	89
Tabla 12. Costos de Mantenimiento actual versus el Propuesto con RCM	90
Tabla 13. Validación Hipótesis	101
Tabla 14. Plan de acción complementario	103
Tabla 15. Valores asumidos para determinación de costos	104
Tabla 16. Costos del riesgo Actual vs Propuesto	104
Tabla 17. Costos de mantenimiento Actual vs Propuesto	104
Tabla 18. Costos del ciclo de vida de la inversión	106
Tabla 19. Comparativo costos de mantenimiento actual vs propuesto Bajo RCM	110

RESUMEN

TITULO: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM PARA UNA ESTACION TIPO (CITY GATE) DE LA TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL TGI S.A E.S.P

AUTOR: RAMIRO LUNA CAMPUZANO

PALABRAS CLAVES: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO, MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, ANALISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA, ANALISIS CAUSA RAIZ, CITY GATE, TRANSPORTE DEGAS, PROCESO DE NOMINACION, REGULADORES AXIALES, PILOTOS, ITEM MANTENIBLE.

DESCRIPCION: El presente estudio, contiene las actividades realizadas en la estructuración de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para una estación para entrega de gas Natural, de La Transportadora de Gas Internacional, seleccionada como critica, de acuerdo a las técnicas de análisis involucradas en el proceso.

La estrategia planteada, fue documentada con los lineamientos expuestos en la filosofía de mantenimiento centrado en confiabilidad, utilizando herramientas de análisis de modo y efectos de falla y análisis causa raíz, para permitir la modificación de las rutinas existentes y el planteamiento de algunas adicionales con la asignación y ajuste de sus frecuencias respectivas, buscando garantizar la confiabilidad de los equipos o sistemas y reducir los costos de mantenimiento, como también evitar que sucedan actividades correctivas consideradas como inadmisibles.

Adicionalmente, se demuestra, los beneficios y la necesidad de estar dispuestos al cambio y asumir los roles de manera responsable con la utilización de estas herramientas y técnicas existentes, que mejoran el rendimiento de la organización en general y permiten el cumplimiento de su objeto social a costos óptimos, redundando en beneficios para todos.

Se realiza una descripción detallada de la organización, de la infraestructura, de los procesos y actividades propias del negocio, destacando la importancia y necesidad del área de mantenimiento dentro de la compañía, alineados con las políticas de calidad del servicio y los objetivos estratégicos para consolidarse como una empresa líder en américa latina en el transporte de gas natural, asegurando prácticas de clase mundial en el cumplimiento de la misión.

* Estrategia de mantenimiento basada en RCM para una estación de tipo (City gate) de la Transportadora de Gas Internacional.

** Facultad de Ingeniería Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director. Ing. Guillermo Alexis Pineda.

SUMMARY

TITLE: MAINTENANCE STRATEGY BASED ON RCM FOR A STATION (CITY GATE) OF THE INTERNATIONAL GAS TRANSPORTER TGI S.A E.S.P

AUTHOR: RAMIRO LUNA CAMPUZANO

KEY WORDS: MAINTENANCE STRATEGY, RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE, FAILURE MODE AND EFFECTS ANALYSIS, ROOT CAUSE ANALIYSIS, CITY GATE, GAS TRANSPORT, NOMINATION PROCESS, AXIAL REGULATORS, PILOT REGULATORS, MAINTAINABLE ITEM.

SUBJECT: This study contains the activities developed in the structuring a Maintenance strategy based on RCM for a Natural gas delivery station of International Gas Transporter, selected as critical, according to analysis techniques involved in the process.

The proposed strategy, was documented with guidelines stated in the philosophy of reliability centered maintenance, using analysis tools to failure mode and effects analysis and root cause analysis, to allow modification of existing routines and approach with some additional allocation and the respective frequency setting, seeking to ensure the reliability of the equipment or systems, and to reduce maintenance costs, as well as prevent them from happening remedial activities considered as unacceptable

Additionally, we demonstrate the benefits and the need to be willing to change, and take on roles in a responsible manner, with the use of these existing tools and techniques that improve the performance of the overall organization and allow the fulfillment of its objects to optimal costs, resulting in benefits for all.

We performed a detailed description of the organization, infrastructure, processes and business activities, highlighting the importance and necessity of the maintenance area within the company, aligned with the quality of service policies and strategic objectives, to consolidate as a leader in Latin America in the transportation of natural gas Company, ensuring world-class practices in fulfillment the mission.

* Maintenance strategy based on RCM for a station (City gate) of the International Gas Transporter TGI S.A E.S.P

** School of Mechanical Engineering. Maintenance management Specialization. Director: Ing. Guillermo Alexis Pineda.

INTRODUCCION

Para la Transportadora de Gas Internacional TGI SA ESP, es importante desarrollar estrategias que le permitan garantizar el cumplimiento de su objeto social, conocido como la prestación del servicio público de transporte de Gas Natural por tubería, por esta razón, realiza de manera directa la operación y el mantenimiento de su infraestructura, alineados con el plan estratégico corporativo, resaltando los objetivos “P1: asegurar prácticas de clase mundial y P3: garantizar el abastecimiento costo – efectivo” en su operación.

El presente trabajo, pretende profundizar en los conceptos y la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad RCM, como una herramienta que permita facilitar la gestión del mantenimiento, diseñar una estrategia eficaz para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de la infraestructura, que le permita ser competitiva en el mundo actual, globalizado y dinámico, aportando rentabilidad al negocio en su aplicación.

La estrategia planteada, es aplicable a una estación de entrega, donde pretendemos migrar de un mantenimiento netamente preventivo, modificando las actividades, rutinas y frecuencias de mantenimiento, previo análisis de sus componentes, la criticidad que representan, los procesos inherentes a su desempeño y evaluando el riesgo en los diferentes horizontes que nos muestran las normas aplicables, buscando la confiabilidad operativa y la optimización de los recursos.

De igual manera, trataremos de profundizar en herramientas de análisis que permitan determinar las fallas, el impacto y su origen, llegando a la causa raíz del problema para proyectar las acciones de mejora en los procesos y equipos, que permitan la implementación de la estrategia de mantenimiento.

1. DESCRIPCION DE LA ORGANIZACIÓN

La transportadora de Gas Internacional TGI SA ESP, Es una compañía registrada como sociedad anónima y Empresa de servicios públicos, cuyo mayor accionista es el Grupo de Energía de Bogotá (EEB), y que presta el servicio público de transporte de Gas Natural por tubería en el territorio nacional. Cuenta con aprox. 3.774 Km de gasoductos de diferentes diámetros, construidos en acero al carbono y 12 estaciones compresoras que le permiten tener una capacidad de transporte promedio a los 420 MPCD (Millones de Pies cúbicos Día).

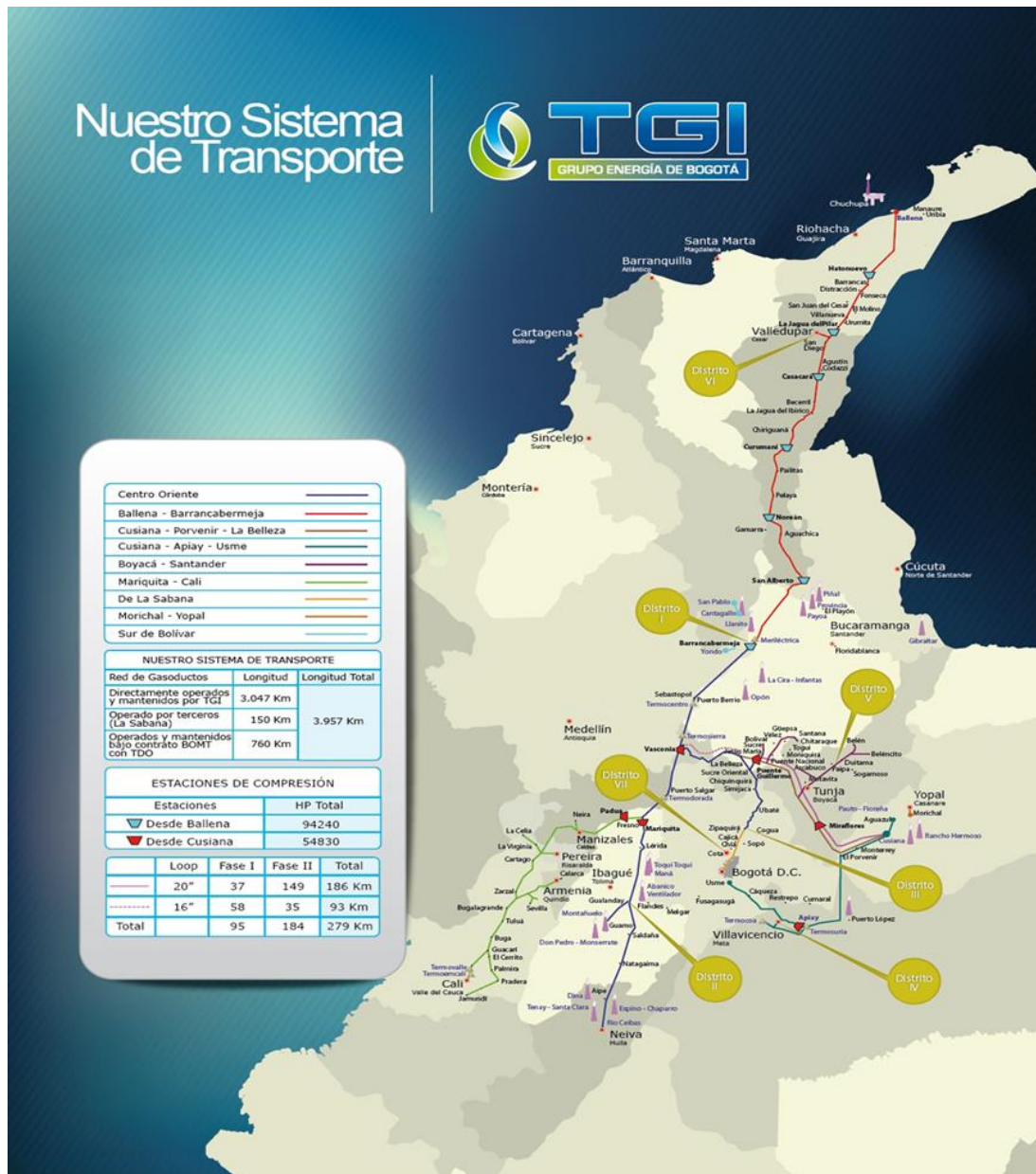
Su infraestructura se extiende desde el Departamento de La Guajira en el norte sobre la Costa Caribe hasta los Departamentos de Tolima y Huila en el Centro y Sur del país. También lo hace desde los Departamentos de Casanare y Meta en el oriente hasta el Departamento del Valle en el Occidente, pasando por la sabana donde se encuentra Bogotá en el centro del país¹.

En la actualidad, es la mayor transportadora de gas por ductos en Colombia, atiende el mercado más importante y de mayor crecimiento, contando con ingresos estables mediante contratos a largo plazo y un sistema tarifario que combina dólares estadounidenses y pesos colombianos.

TGI, en cumplimiento de su objeto social, realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos de manera directa, para garantizar el transporte y la entrega de gas a sus clientes finales o consumidores conectados a la infraestructura. Estos clientes, están representados por usuarios residenciales, comerciales e industriales, que se conectan en forma directa, a través de redes domiciliarias de distribución, o redes contratadas con el sector privado.

¹ Tomado de <http://www.tgi.com.co>

Figura 1. Mapa de la Infraestructura de transporte de TGI S.A. E.S.P.



Fuente: TGI SA ESP. Obtenido de <http://www.tgi.com.co>

1.1 RESEÑA HISTORICA

Durante la década de los 90, el estado colombiano dio origen el plan nacional de masificación de gas Natural, promoviendo el consumo de esta fuente de energía

limpia en el territorio nacional, por tal razón, en unión con la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol, se diseñaron y construyeron los principales gasoductos, además, se reutilizaron líneas existentes que inicialmente transportaban crudo, sometiéndolas a procesos de reparación y restauración para convertirlas en gasoductos, que a la postre conformarían la red principal de transporte de Gas Natural del centro y oriente del país. Paralelamente operaban y se construían algunas redes en el caribe a cargo de la empresa Promigas SA, pero que no hacían parte de esta infraestructura hacia el interior del país.

Esta red de transporte, permitiría conectar los diferentes pozos productores de gas ubicados en los departamentos de la Guajira, el Meta y el Casanare, con el interior del país y los clientes o consumidores, representados en su mayoría por los municipios y ciudades ubicadas dentro del área de tránsito de la tubería en el centro, oriente y occidente del país. Posteriormente, fueron construidos ramales de menores diámetros para llegar a otras poblaciones cercanas y facilitar la conexión de los usuarios finales.

Fue entonces cuando se crea la Empresa Colombiana de Gas Ecogas, quien tendría a su cargo, la dirección y administración de estos activos, para cumplir el objetivo propuesto y permitir en 1997 dar inicio al sistema de transporte con la puesta en funcionamiento de los gasoductos. Posteriormente se culminó con la interconexión de otras líneas que ampliarían la cobertura, permitiendo el transporte de gas y facilitando la explotación comercial de la infraestructura.

La compañía denominada como TGI, es creada en el año 2006 durante la administración del Doctor Alvaro Uribe Vélez, con el objetivo de trasladar y enajenar los activos a cargo de Ecogas, y mediante un proceso de subasta pública, es adquirida por el Grupo de Energía de Bogotá a finales del 2006, y quienes a partir del 3 de marzo de 2007 recibieron la totalidad de los activos con las respectivas funciones, obligaciones y compromisos.

La Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. ESP, se constituyó como sociedad anónima y empresa prestadora de servicio público el 19 de febrero de 2007, mediante certificado de existencia y representación legal con matrícula 05-138524-04, por escritura pública No. 72 de la Notaría 11 del círculo de Bucaramanga. La empresa está sujeta a la regulación, vigilancia y control de las autoridades competentes como la Comisión de regulación de Energía y Gas CREG, la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, la Contraloría de Bogotá y La Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios SSPD.

1.2 DESCRIPCION DE LA INFRAESTRUCTURA

1.2.1 GASODUCTOS

La compañía posee la red de gasoductos más grande a nivel nacional, que le permite la interconexión y la cobertura de un área importante en varios departamentos como lo son el Cesar, Guajira, Santander, Cundinamarca, Boyacá, Meta, Casanare, Tolima, Caldas, Huila, Quindío, Risaralda y el Valle del Cauca. Esta red de gasoductos, se encuentran determinados por tramos que son descritos de la siguiente manera.

- **Gasoducto Ballenas – Barrancabermeja:** Longitud 578 Km, diámetro 18 pulgadas, Capacidad de transporte 260 MSCFD (Millones de pies cúbicos estándar día), cubre los departamentos de Cesar, Magdalena, Santander y Guajira, atendiendo 35 poblaciones.
- **Gasoducto Centro oriente:** Longitud 1005 Km, tramos de diferentes diámetros 20, 22, 14, 16, 12, 6 pulgadas, entre las cuales resaltamos Barrancabermeja – Neiva (560.8 Km), Vasconia – Cogua – Bogotá (208.7 Km), Montañuelo Gualanday (37.4 Km), Dina – Tello – Los Pinos (19.9 Km), Puente Guillermo – Sucre oriental (34.3 Km). Atiende 6 departamentos como Huila, Tolima, Boyacá, Cundinamarca, Caldas, Antioquia y Santander.

- **Gasoducto Sur de Bolívar y Santander:** Longitud 308 Km, tramos de diferentes diámetros 10”, 8” y 2”, cubre los departamentos de Boyacá y Santander atendiendo a 40 municipios.
- **Gasoducto Mariquita – Cali:** Longitud 417 Km de red troncal y 343 Km en ramales que cubre los departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío, Tolima y Valle del cauca, atendiendo cerca de 48 poblaciones, como también las térmicas de Termo-emcali y Termo-valle.
- **Gasoducto Morichal – Yopal:** Longitud 13.2 Km, diámetro 4 pulgadas, atiende el municipio de Yopal y otras localidades menores, se encuentra en el departamento de Casanare.
- **Gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá:** Longitud 331 Km, tramos de diferentes diámetros 10”, 12”, 6”, 2”, cubre los departamentos del Casanare, Meta y Cundinamarca, atendiendo la demanda en ciudades importantes como Bogotá y Villavicencio, al igual que las termoeléctricas de Suria y Ocoa.
- **Gasoducto Cusiana – El Porvenir – La belleza:** Longitud 222.9 Km, diámetro 20 pulgadas, que cubre los departamentos de Santander, Boyacá y Casanare, atendiendo 40 municipios, siendo una de los principales líneas por conectar la producción de gas de Cusiana una de las mayores fuentes del Sistema Nacional de Transporte, la línea tiene una capacidad máxima de 390 MSCFD.

1.2.2 ESTACIONES COMPRESORAS

Con el fin de aumentar la capacidad de transporte, se han construido 12 estaciones compresoras con una potencia instalada de 140.070 HP, ubicadas de manera estratégica en medio de los tramos de gasoductos, y cuya función principal es elevar la presión del fluido en la línea para suministrar la energía necesaria en el transporte, redundando en una aumento de velocidad y volumen por unidad de tiempo. A continuación citamos las estaciones compresoras así:

- Estacion compresora Hato Nuevo.
- Estacion compresora La Jagua del Pilar.

- Estacion compresora Casacara.
- Estacion compresora Curumani.
- Estacion compresora Norean.
- Estacion compresora San Alberto.
- Estacion compresora Barrancabermeja.
- Estacion compresora Vasconia.
- Estacion compresora Mariquita.
- Estacion compresora Padua.
- Estacion compresora Miraflores.
- Estacion compresora Puente Guillermo.

Figura 2. Construcción estación compresora



Fuente. TGI S.A. E.S.P. <http://www.tgi.com.co> webmaster@tgi.com.co

Figura 3. Estacion compresora de Miraflores



Fuente. TGI S.A. E.S.P. <http://www.tgi.com.co> webmaster@tgi.com.co

Adicionalmente a las redes de gasoductos o líneas troncales y las estaciones compresoras descritas anteriormente, existen algunos ramales o derivaciones de menor longitud y diámetro que permiten llegar a la cabecera municipal de algunas poblaciones, de igual manera, se cuenta con instalaciones denominadas centros operacionales donde se han instalado las facilidades para realizar actividades de limpieza de tuberías (Corrida de raspadores) y otras estaciones denominadas City Gates o estaciones de entrega a puertas de ciudad, donde se han instalado sistemas para filtración, calentamiento, regulación y medición del gas que se entrega a los diferentes clientes finales, y serán materia de estudio más adelante.

Figura 4. Instalaciones Operativas de TGI, Centro Operacional de Mariquita.



Fuente. TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.

<http://www.tgi.com.co> webmaster@tgi.com.co

Figura 5. Instalaciones Operativas de TGI, City Gate Saldaña.



Fuente. TGI S.A. E.S.P. <http://www.tgi.com.co> webmaster@tgi.com.co

Estas estaciones de entrega, de menor costo y tamaño, no son menos importantes que las líneas troncales, o estaciones compresoras, y son atendidas con especial cuidado por los distritos de mantenimiento, ya que representan la última etapa en la cadena de transporte y por ende, es donde se realiza la medición del gas entregado que es base de la facturación final de transporte y las cuentas de balance del hidrocarburo consumido. Si bien es cierto, se realiza un transporte de gas, se debe entender que el gas pertenece al cliente, quien lo ha adquirido al productor, y TGI lo recibe en el punto de entrada (boca de pozo) al mismo tiempo que lo está entregando en el punto de salida, asumiendo con el gas contenido en el ducto como inventario propio la inmediatez del proceso.

Administrativamente, existen algunas instalaciones donde se han instalado las bases administrativas y operativas, como edificios ubicados en Bucaramanga y Bogotá, y algunas edificaciones construidas en centros operacionales que albergan el personal de mantenimiento en campo y que también hace parte de la infraestructura de la compañía.

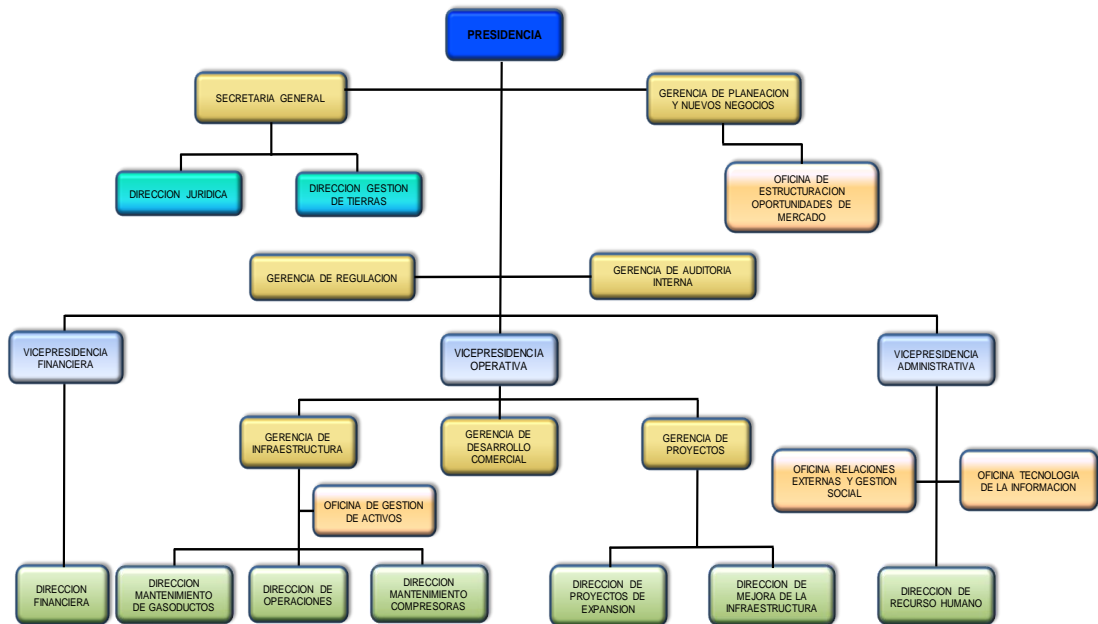
Figura 6. Instalaciones Administrativas de TGI SA. ESP.



Fuente: TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP
 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

1.3 ORGANIGRAMA DE LA COMPAÑÍA

Figura 7. Organigrama General



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. <http://www.tgi.com.co>
webmaster@tgi.com.co

1.4 DEFINICION DEL PROCESO DE TRANSPORTE DE GAS

El transporte de gas natural, es el proceso principal de la compañía ya que enmarca el objeto social, se trata de trasladar o llevar de un lugar a otro elementos tangibles, para el caso que nos ocupa, llevamos el gas propiedad de nuestros clientes desde un lugar de origen (donde es comprado) a un destino final (punto de entrega) conectados ambos de manera previa a las tuberías.

Para ser más específicos, los clientes o remitentes como Gas Natural, Gasorient, Alcanos SA, compran el gas a empresas productoras o que realizan la explotación del hidrocarburo, como Ecopetrol, Equion, Chevron, Hocol, directamente en los pozos de explotación, una vez efectuada la negociación, envían a TGI el listado del gas natural adquirido y los puntos donde desean que le sea entregado, de igual manera, los productores, envían a TGI un listado del gas vendido y asignado, para ser cotejado, debe coincidir los registros del comprador y el vendedor para tener la certeza de la cantidad de gas comercializado, el origen y el destino. Este proceso se llama nominación y se realiza antes de las 16:00 horas de cada día, para aprobar el transporte del día siguiente. Cabe resaltar, que cada comprador o remitente, ha celebrado previamente con TGI un contrato de transporte, y posee una capacidad asignada para ser transportada diariamente, en ningún momento le será transportado una cantidad de gas mayor a la contratada, así lo haya comprado en pozo y lo tenga disponible. TGI transporta solamente su capacidad contratada, cualquier cantidad adicional, debe ser atendida como un adicional y para ser aprobada se debe evaluar previamente si en el tramo de gasoducto por donde va a transitar, existe esa capacidad adicional para transportarla.

Una vez aceptada la nominación, esta pasa a operaciones, y a las 00.00 horas del día siguiente inicia el día de gas y mientras el productor inyecta el gas vendido a ratas de flujo horarias aprobadas, los remitentes, la pueden sacar en sus puntos de salida programados, con las ratas de flujos horarios fijadas, es de entender que

en las horas pico, existe un aumento de flujo o consumo que debe ser validada durante la nominación para poder cumplir con la entrega. El tránsito del gas en la tubería, es cobrado de acuerdo a los Km de línea recorridos por la cantidad de gas entregado, con unas tarifas fijas y variables aprobadas contractualmente con cada remitente. Para mayor claridad, el gas que está consumiendo en Bogotá, Neiva y Manizales a las 12:00, está siendo extraído de las tuberías de TGI, mientras Ecopetrol se encuentra inyectándolo a las mismas tuberías en Cusiana (Casanare).

1.4.1 Normas y legislaciones aplicables: El proceso de transporte de Gas Natural, es regido por diferentes normas y decretos, de las cuales se resaltan las principales:

1.4.1.1 RUT (Reglamento Único de Transporte).

Establecido mediante la resolución No. 71 de 1.999 por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Donde se establecen las reglas y condiciones operativas que deben cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte de Gas, considerándola como actividad de servicio público. El reglamento define la calidad del gas transportado, las condiciones para conectarse al Sistema Nacional de Transporte, los sistemas de publicación y acceso a información, los procedimientos asociados a la solicitud y prestación del servicio de transporte. “A continuación algunas definiciones”²:

- **Acceso al Sistema Nacional de Transporte de Gas:** Es la utilización de los Sistemas de Transporte de Gas Natural mediante el pago de los cargos correspondientes, con los derechos y los deberes que establece el Reglamento Único de Transporte y las normas complementarias a éste.

² RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. <www.creg.gov.co>

- **Agentes Operacionales o Agentes:** Personas naturales o jurídicas que sostienen relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de Gas Natural, iniciando con la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son Agentes los productores-comercializadores, comercializadores, distribuidores, transportadores, usuarios no regulados y los almacenadores independientes.
- **Calidad del Gas:** Especificaciones y estándares del Gas Natural adoptados por la CREG en el presente reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

Tabla 1. Especificaciones de Gas Natural adoptados por la CREG.

<i>ESPECIFICACIONES</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (*)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (*)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido (**)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (***)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en Suspensión (****) ³	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Fuente. RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. <http://www.creg.gov.co>

- **Capacidad Contratada:** Capacidad de transporte de gas natural que el remitente contrata con el transportador para el servicio de transporte

³ (*) Todos los datos referidos a metro cúbico ó pie cúbico de gas se referencian a Condiciones Estándar.

(**) El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el "Cricodentherm" el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.

(***) Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

(****) El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el sistema Internacional de unidades.

- **Capacidad máxima del gasoducto:** Capacidad máxima de transporte diario de un gasoducto definida por el transportador, calculada con modelos de dinámica de flujo de gas utilizando una presión de entrada de 1.200 psi, las presiones para los diferentes puntos de salida del mismo y los parámetros específicos del fluido y del gasoducto.
- **Capacidad firme:** Capacidad que, de acuerdo con los contratos suscritos, no es interrumpible por parte del transportador, salvo en casos de emergencia o de fuerza mayor.
- **Condiciones estándar:** Definen el pie cúbico estándar como el volumen de gas contenido en un pie cúbico a una presión de 14,65 psi y a una temperatura de 60° F. A estas condiciones se referirán los volúmenes y el poder calorífico del gas transportado por el Sistema Nacional de Transporte.
- **Conexión:** Conjunto de bienes que permiten conectar al Sistema Nacional de Transporte un productor - comercializador, un distribuidor, un usuario no regulado, un Sistema de almacenamiento, o cualquier usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador.
- **Contrato de Transporte:** Acuerdo de voluntades que se suscribe entre un Transportador y un Remitente para la prestación del servicio de transporte de gas natural, sometido a la regulación que explica la CREG, a las normas pertinentes de la ley 142 de 1994 y del Derecho Privado.
- **Día de Gas:** Día oficial de la República de Colombia que va desde las 0:00 horas hasta las 24:00 horas, durante el cual se efectúa el suministro y transporte de gas.
- **Gas Natural:** Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o asociada al petróleo. El gas natural cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas

establecidas en el RUT, y en las normas que lo adiciones, modifiquen o sustituyan.

- **Nominación de Transporte:** Es la solicitud diaria del servicio para el siguiente día de gas, presentada por el remitente al transportador, especificando la cantidad de energía a transportar horariamente, o diariamente, en el caso de distribuidores; el poder calorífico del gas; así como Puntos de Entrada y Salida.
- **Punto de entrada:** Punto que utiliza el remitente para entregar el gas natural al transportador, el cual será la brida situada a la salida de los medidores del transportador, localizados inmediatamente después de la planta de deshidratación del transportador.
- **Punto de salida:** Punto en el cual el remitente toma el gas natural.
- **Remitente:** Persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un contrato para prestar el servicio de transporte de gas natural. Puede ser alguno de los siguientes agentes: productor - comercializador, comercializador, distribuidor, almacenador, usuario no regulado, usuario regulado.
- **Sistema de Transporte:** Conjunto de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de Transporte.
- **Volumen Autorizado:** Volumen de gas natural que el remitente tiene derecho a tomar del Sistema de Transporte de gas en el día de gas y que ha sido aprobado previamente por el transportador.
- **Volumen Entregado:** volumen de gas natural que el remitente o su representante entrega durante el día de gas en el punto de entrada.
- **Volumen Tomado:** Volumen de gas natural que el remitente toma durante el día de gas en el punto de salida.

1.4.1.2 DECRETO 880 DE 2007: Por medio del cual se fina el orden de atención prioritaria cuando se presentan insalvables restricciones en la oferta de Gas o situaciones de grave emergencia, que impidan un mínimo abastecimiento de la demanda. Solo entra en funcionamiento

cuando hay racionamiento o en caso de daños en la infraestructura de transporte o producción, que generan restricciones y no permiten atender el mercado de forma normal.

1.4.1.3 CONTRATOS COMERCIALES: Que son los celebrados con los clientes o remitentes, y especifican para cada uno, la capacidad de transporte contratada, para una vigencia específica, y las condiciones como debe ser transportado y/o entregado. En la mayoría de las veces, se debe realizar una regulación para los clientes domiciliarios, y se atienden una presión y temperatura fija.

1.5 DEFINICION DE PROCESOS DE MANTENIMIENTO

La Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P., opera y mantiene sus sistemas de Transporte de Gas Natural, cumpliendo los requisitos legales, la normatividad del sector y los reglamentos tanto nacionales como internacionales aplicables, con el objeto de garantizar que actúa aplicando prácticas de Clase Mundial. Para TGI S.A E.S.P. es primordial garantizar la integridad operativa de su Sistema de Transporte así como mantener sus procesos de Operación y Mantenimiento (O & M) dentro del marco regulatorio interno, para satisfacer las necesidades de los cliente y en procura de evitar fallas que puedan causar algún efecto adverso a empleados, contratistas, clientes, la comunidad en general y el medio ambiente, previniendo, identificando, evaluando, mitigando y/o controlando los riesgos de toda su infraestructura.

1.5.1 Normas y procedimientos aplicables.

Enmarcados en las políticas calificadas del SGI (Sistema de Gestión Integrado), conformado con el cumplimiento de las normas ISO 9.001, ISO 14.001 Y OSHA 18.001 como estándar para la gestión en todos los procesos, a nivel de

mantenimiento, se ajustan los procesos para dar cumplimiento a las más altas exigencias en calidad de los servicios de mantenimiento tanto al personal técnico propio como a contratistas, buscando prácticas de Clase Mundial.

Dentro de la gestión del Mantenimiento, se toman como referentes normas Americanas y Europeas como son las generadas por el American Petroleum Institute (API) American Society of Mechanical Engineers ASME, American Welding Society AWS, International for Standardization Organization ISO, a nivel nacional, se han normalizado con el Instituto Colombiano de Normas Técnicas algunos reglamentos aplicables a los sistemas de transporte y distribución en el territorio nacional, pero aún falta ampliar y cubrir todos los campos de acción.

API 1104: define los estándar API para soldadura de tuberías y accesorios en línea regular como en locaciones o facilidades para la industria petrolera, en transmisión, producción, almacenamiento.

ASME B31.8: Prácticas recomendadas para tuberías de transmisión (gasoductos) y distribución de gas, este código enfatiza en los temas importantes sobre diseño, selección de materiales y componentes de tubería, fabricación, instalación, inspección, ensayos, operación y mantenimiento de estos sistemas.

NTC 2505: Instalaciones para suministro de Gas combustible destinados a usos residenciales y comerciales.

NTC 3728 Gasoductos, líneas de transporte y distribución de Gas.

AGA: American Gas Association, fundamenta la construcción y utilización de sistemas de medición.

ANSI: American National Standards Institute, clasificación y construcción de materiales

ASTM: American Society for Testing and Materials, procesos de ensayos a materiales y procedimientos de fabricación.

AWS: American Welding Society, procedimientos para soldadura

DOT: Department of Transportation, legislación internacional sobre transporte de hidrocarburos.

IEC: International Electrothechnical Comission, normas tecnicas para construcción y utilización de sistemas eléctricos, sistemas de puesta a tierra SPAT.

NACE: National Association of Corrosion Engineers, fundamenta las prácticas de protección contra la corrosión.

NEMA: National Electrical Manufacturing Association, fabricación y utilización de carcazas y encerramiento de protección para equipos de acuerdo al ambiente donde serán instalados.

NFPA: National Fire Protection Association, clasificación de áreas peligrosas y protecciones recomendadas para mitigación de eventos.

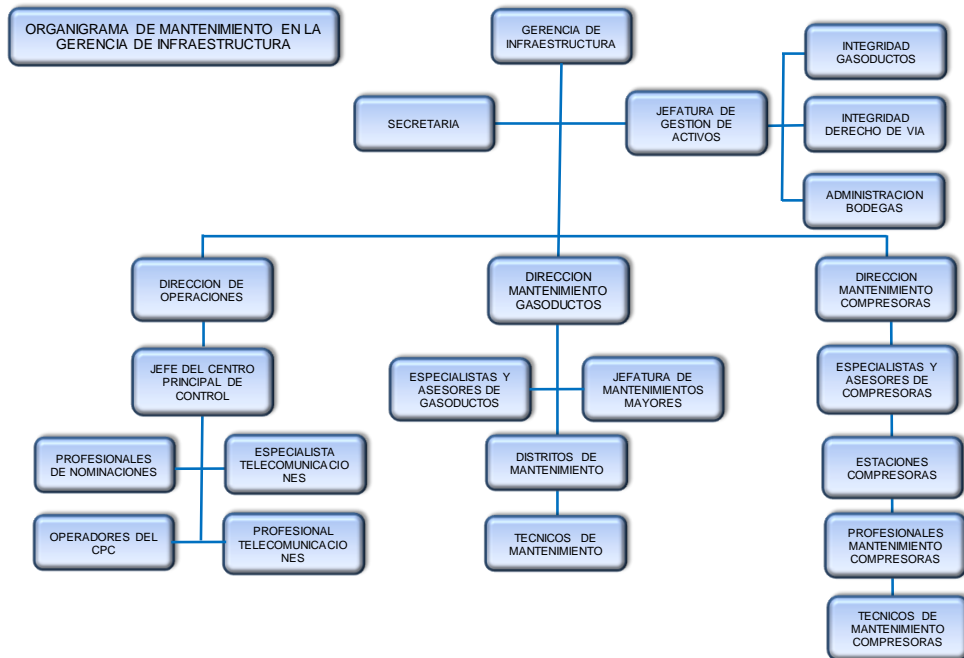
UL: Underwrite Laboratories Inc.

1.6 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN LA COMPAÑÍA

La compañía, ha diseñado una estructura para realizar el mantenimiento de sus instalaciones dependiente de la Gerencia de Infraestructura, donde existen los pilares principales que son, la dirección de mantenimiento de los gasoductos y la dirección de mantenimiento de las estaciones compresoras.

La gerencia combina para los procesos de mantenimiento, dos esquemas de atención, donde una gran mayoría de actividades son realizadas por el personal técnico propio de la compañía a través de los distritos de mantenimiento, y otros trabajos, son contratados con terceros, buscando altos niveles de calidad, ya que es muy difícil tener los recursos suficientes entre equipos y mano de obra calificada de manera directa, para la gran cantidad de actividades que se derivan en la operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte.

Figura 8. Organigrama de mantenimiento en la Gerencia de Infraestructura.



Fuente: El Autor.

El presente estudio está centrado en la dirección de mantenimiento de gasoductos, donde se busca mejorar su eficiencia, con la aplicación del presente trabajo, para lo cual, habrá un especial énfasis en los distritos de mantenimiento y sus funciones. No obstante, y con menos detalle, se pueden ilustrar, las funciones que algunas áreas asociadas a la dirección mantenimiento realizan de manera paralela y cuyas competencias dependen de otros miembros gestores:

- **La Jefatura de Mantenimientos mayores**, se encarga de la contratación de trabajos de alto impacto en el sistema de transporte y de altos costos pero poco frecuentes, como lo son, las reparaciones, construcción de variantes, estaciones nuevas o cambios grandes de tuberías. Obviamente, demandan mano de obra calificada y maquinaria o equipo pesado que TGI no pretende adquirir, por ser ajenos a su función principal, y adicionalmente, su administración generarían compromisos altos y con utilidades poco frecuentes.

- **La jefatura de gestión de activos:** tiene a su cargo varias funciones como los son:
 - ✓ Trabajos de protección o integridad al derecho de vía o el trazado por donde pasan las tuberías enterradas, mediante la contratación con terceros de obras geotécnicas y de contención o recuperación de bancadas, cruces sobre corrientes hídricas, protección vegetal y protección de movimientos de tierra o erosivos que pongan en riesgo la integridad de las tuberías.
 - ✓ Trabajos de integridad de las tuberías, que requieren instalación y reparación de sistemas para evitar la corrosión, pruebas con herramientas inteligentes para detectar defectos en las tuberías, pérdidas de espesor y recorridos en búsqueda de anomalías. Para lo cual contrata con empresas especializadas incluyendo la mano de obra y equipos.
 - ✓ Administración de las bodegas, donde se guardan materiales y equipos requeridos para el mantenimiento, donde se incluyen elementos de Instrumentación, telecomunicaciones, metrología, materiales consumibles, tuberías y accesorios para soldadura entre otros. Existen 8 bodegas para gasoductos con diferentes ubicaciones que se administran a través de un contratista.
- **Los asesores y especialistas,** corresponden a un pequeño grupo de trabajo, que dan soporte a la dirección en temas de contratación y compras, como también, facilitan la gestión de recursos financieros para la operación de los distritos de mantenimiento, que requieren gastos continuos en desplazamientos del personal técnico, equipos de transporte, herramientas, alquiler, materiales consumibles, elementos de papelería y/o cafetería, aseo entre otros, para funcionar.

1.6.1 Descripción de los grupos de trabajo y distritos de Mantenimiento: Los distritos de mantenimiento, son pequeños grupos de trabajo, con personal

interdisciplinario, que combina profesionales y técnicos en diferentes especialidades, ubicados de manera estratégica para brindar el mantenimiento y prestar soporte de campo a la operación en los diferentes tramos de gasoducto, que se encuentran delimitados administrativamente para facilitar su cobertura.

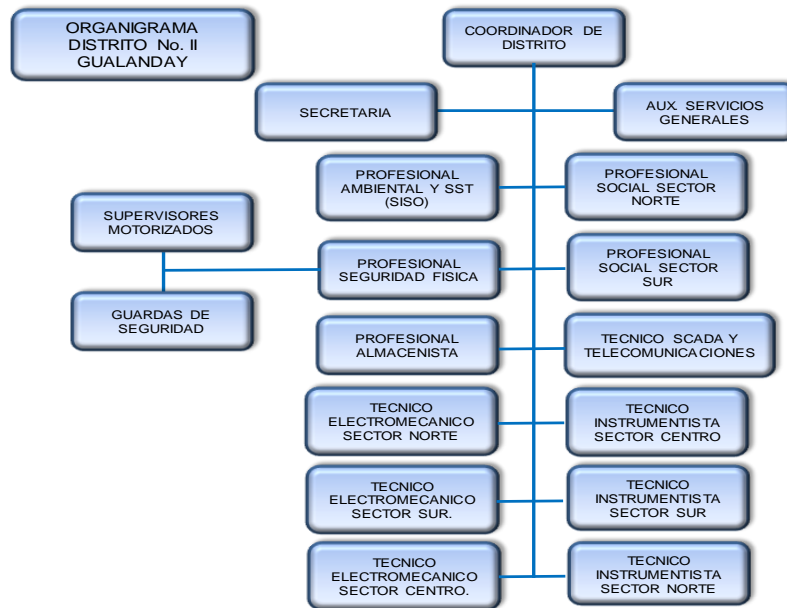
La compañía posee actualmente siete (7) distritos de mantenimiento, y ha creado límites en los gasoductos, para distribuirlos en los distritos, por lo tanto, cada distrito posee una longitud de tubería para atender y asociado a ella, se encuentran los ramales, válvulas de seccionamiento, válvulas de derivación, estaciones de entrega o City Gates y trampas de raspadores, donde se realizan diferentes actividades programadas de mantenimiento.

Una de las funciones principales en un distrito de mantenimiento, es brindar soporte en la operación al apoyar al operador del Centro Principal de Control, atendiendo las solicitudes de revisión de anomalías en las válvulas y estaciones, como también las solicitudes de los remitentes por fallas en las mismas, para garantizar las entregas de gas, y garantizar el transporte con los perfiles de presión requeridos para cada sector y para cada cliente. Adicional a esta, se deben ejecutar las actividades programadas en el plan detallado de Trabajo (PDT) generado por la dirección de mantenimiento y que corresponde al plan de mantenimiento, de acuerdo a las frecuencias ajustadas en el área de planeación, entre las cuales destacamos calibración a sistemas de medición, inspección a sistemas de filtración, revisión de sistemas de regulación, mantenimiento a instalaciones eléctricas, puestas a tierra y sistemas de telecomunicaciones.

Algunas actividades no menos importantes que se deben atender, son asociadas con el acompañamiento a contratistas en el desarrollo de contratos suscritos con otras áreas de mantenimiento, como también,

atender la solicitud de otras áreas de la Empresa, diferentes a la operación o mantenimiento y que soportan, actividades de tipo jurídico, nuevas conexiones, acompañamiento a clientes, etc.

Figura 9. Organigrama distrito de Mantenimiento No. II



Fuente: El Autor

1.6.2 Descripción del Plan de Mantenimiento: El plan de mantenimiento desarrollado por la compañía, posee varias componentes que pueden ser considerados así:

1.6.2.1 Reparaciones y/o Correctivos Mayores: Contratistas encargados de realizar actividades especializadas, con equipo y personal certificado, estas actividades no están al alcance del personal propio de la compañía ya que representa una alta inversión y su utilización es poco frecuente: reparación de tuberías, Cambio de revestimientos, Obras de protección geotécnica.

1.6.2.2 Preventivos y de apoyo: Realizado por contratistas encargados de ejecutar algunas actividades de mantenimiento que debido a la

exigencia de recursos y personal, no se pueden atender con los distritos de mantenimiento, y se proyectan a un periodo de tiempo medio, y pueden ser: Cuadrillas de mantenimientos menores (3 años), Inspección de sistemas eléctricos y de protección catódica (2 años), suministro de vehículos en alquiler (4 años).

1.6.2.3 Preventivos, correctivos y apoyo a operaciones: Realizado por el personal profesional y técnico propio de la compañía, encargado de realizar las actividades programadas en el Plan Detallado de Mantenimiento, con frecuencias diseñadas para las diferentes estaciones y componentes. De igual manera, prestan soporte a la dirección de operaciones y acompañamiento al personal contratistas en el área de influencia, como también la atención a los clientes de manera directa.

1.6.3 Análisis del Plan detallado de Mantenimiento (PDT) actual.

El PDT es el plan trazado para todo el año, que involucra la atención y mantenimiento de las estaciones localizadas en el área de influencia de los diferentes distritos de mantenimiento. Su diseño considera en su mayoría, actividades de mantenimiento preventivo a estaciones de entrega (City Gates) a válvulas de Línea, Trampas de raspadores, Centros operacionales, con frecuencias fijadas previamente y hasta el inicio de este análisis, se basaba en la experiencia del anterior mantenedor sin soporte de análisis AMEF, RCA y RCM.

Las actividades de mantenimiento están encaminadas a realizar inspecciones preventivas y de correcciones en sistemas eléctricos, electromecánicos, de protección catódica, sistema de Instrumentacion, sistemas de medición, filtración, regulación, Scada y telecomunicaciones, que le corresponde atender a diferentes técnicos de acuerdo a su especialidad. Algunas actividades no propias de mantenimiento pero que se encuentran al alcance del personal del distrito,

consisten en apoyar al operador de turno ubicado en el Centro Principal de Control (CPC), consistentes en abrir o cerrar válvulas, cambiar el sentido de flujo de Gas, mejorar las condiciones de presión en estaciones, válvulas o tramos de gasoducto, y todas que sean detectadas por los operadores en las estaciones ubicadas en el área del distrito.

Otras actividades desarrolladas en campo por el personal técnico, consiste en acompañar a los contratistas de diferentes áreas como Integridad de gasoductos, Integridad de Derecho de Vía⁴, Proveedor de Telecomunicaciones, y donde deben supervisar que los trabajos se realicen con los estándares de calidad y protección a la seguridad humana y el ambiente, exigidos en los diferentes contratos y de acuerdo a los estándares de ejecución de los sistemas atendidos. De igual manera, estas rutinas de mantenimiento dirigidas por otras áreas de la compañía, no han sido normalizadas de acuerdo a una estrategia específica, en estos momentos, toda el área de mantenimiento se encuentra en la migración a mantenimiento centrado en confiabilidad RCM.

⁴ Área o franja de terreno, de propiedad privada que tiene uso limitando por una reglamentación o acuerdo, por donde o pasa la infraestructura de transporte (Gasoducto). También aplica para trazados de líneas eléctricas que también se conoce como servidumbre.

2. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

2.1 DEFINICION

El RCM es una filosofía de gestión de mantenimiento, que permite combinar varias técnicas de análisis, de acuerdo a un alcance planteado, buscando garantizar la funcionalidad y confiabilidad de los activos dentro de un contexto operacional específico, teniendo en cuenta el diseño de los mismos y/o los procesos asociados con su desempeño, para estructurar un plan efectivo de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos y teniendo en cuenta los efectos originados por sus modos de fallas, a la seguridad, el ambiente, y a las operaciones.

Según la norma SAE JA1011 “RCM es un proceso específico utilizado para identificar las políticas que deben ser implementadas para administrar los modo de falla que pueden causar fallas funcionales de cualquier activo físico en un contexto operativo dado”⁵.

Dentro de la estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad, debemos dirigir el principal objetivo, que consiste de acuerdo con lo planteado en la obra de RCMII de John Moubray, “como un proceso usado para decidir qué debe hacerse para asegurar que cualquier activo físico (equipo), sistema o proceso continuo cumpla la función para la cual fue diseñado y durante el intervalo de tiempo determinado por el usuario según las recomendaciones iniciales del fabricante”⁶.

Es necesario definir el alcance del plan, para incorporar valoraciones de acuerdo con las matrices de criticidad a los activos que requieren ser mantenidos, con el fin de identificar, donde se deben dirigir los mayores esfuerzos económicos y de

⁵ SAE. SAE JA1011 Evaluation criteria for Reliability-centered Maintenance (RCM) processes. Warrendale, PA : SAE, 1999. p. 5.

⁶ MOUBRAY, John. Reliability-Centered Maintenance RCM II. 1997

recursos, como también a donde se pueden reducir, buscando un costo óptimo en la implementación del plan de mantenimiento.

2.2 RESEÑA HISTORICA

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), equivalente a la sigla en inglés RCM (Reliability centred Maintenance), se originó al final de la década de los años 60, como un esfuerzo conjunto del gobierno y la aeronáutica norteamericana, a fin de establecer un proceso lógico para diseñar actividades de mantenimiento apropiadas con frecuencias óptimas, para establecer procedimientos que buscaban reducir los costos y tiempos de parada por mantenimiento e incrementar la seguridad de los vuelos en una flota aérea creciente. Los primeros documentos llamados MSG-1 (Maintenance Evaluation and Program Development) formaliza y establece los criterios inicialmente que estaban diseñados en función del equipo, sin importar su engranaje en el funcionamiento del sistema, cambiando la orientación desde la evaluación de las funciones del equipo hacia el análisis de las funciones del sistema. Posteriormente se publica el MSG-2 para generalizar en toda la industria aeronáutica, incorporando la herramienta del árbol de decisión lógico (categorizando las fallas en base a preguntas), convirtiéndose en el estándar, que contiene los lineamientos de lo que actualmente se denomina RCM.

Esta forma de mantenimiento posibilitaría una eficaz operación del Boeing 747(*), evitando estar mucho tiempo en tierra para mantenimiento preventivo. Los resultados fueron sorprendentes y en poco tiempo era herramienta estándar de las fuerzas militares norteamericanas y de la industria nuclear. Los otros sectores industriales fueron tentados a su práctica en los ochenta (petróleo, energía y minería),⁷ con resultados muy buenos en unos casos y decepcionantes en otros.

⁷ DURAN, José Bernardo. The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999.< www.twpl.co.uk>

Para estandarizar la aplicación correcta del RCM, fue publicada la norma SAE JA1011 en 1999, donde se enuncian los criterios que debe cumplir un proceso para ser denominado como RCM. De igual manera, fue publicado el libro RCM II (Reliability-centred Maintenance) por John Moubray, como documento aceptado.

En la actualidad, el proceso ha permitido definir cuales tareas de mantenimiento son adecuadas para cualquier activo físico. El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc.⁸

2.3 OBJETIVOS

La implementación de la metodología centrada en confiabilidad busca:

- Mejorar la “confiabilidad operacional”⁹ de los equipos, sistemas, procesos y la confiabilidad humana.
- Optimizar los recursos, buscando resultados efectivos en la gestión y administración del mantenimiento, en función de la criticidad de los equipos.
- Crear una cultura organizacional en el personal asociado al mantenimiento, para identificar las fallas, como también sus causas físicas y la causa raíz.
- Identificar en cada área, las fallas y las consecuencias asociadas, para implementar estrategias clase mundial, documentadas y socializadas.
- Generar los indicadores relevantes, que permitan evidenciar de manera clara y concreta, los efectos de las fallas y la funcionalidad de la estrategia.

⁸ RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p 1. 30 Octubre, 2005.<www.rcm.-confiabilidad.com.ar>

(*) El Boeing 747, comúnmente apodado «Jumbo», es un avión comercial transcontinental de fuselaje ancho fabricado por Boeing.

⁹ CONFIABILIDAD OPERACIONAL: Es la capacidad de una instalación o sistema (integrado por procesos, tecnología y gente), para cumplir su función dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico.

2.4 METODOLOGIA

La metodología MCC, propone un procedimiento que permite identificar las necesidades reales del mantenimiento de los activos en su contexto operacional a partir del análisis de las siguientes las siete preguntas:

- **Funciones:** ¿Cuáles son las funciones y patrones de desempeño del equipo en su contexto operacional actual?
- **Fallas Funcionales:** ¿De qué forma falla el equipo al cumplir sus funciones?
- **Modo de Falla:** ¿Qué ocasiona cada falla funcional?
- **Efectos de Falla:** ¿Qué efectos genera cada falla?
- **Consecuencias de Falla:** ¿En qué formas afecta cada falla funcional?
- **Tareas Pro-activas y frecuencia:** ¿Qué debe hacerse para predecir o prevenir cada falla funcional?
- **Tareas por omisión:** ¿Qué debería hacerse si no se pueden hallar tareas pro-activas aplicables?

2.5 IMPLEMENTACION

En una fase inicial, se debe definir el grupo natural de trabajo, multidisciplinario, que se encargará de responder las siete preguntas básicas de la metodología, de cuyo desempeño dependerá el éxito del proceso de implantación. Deberá existir un líder o facilitador que asegura la implementación del proceso en forma ordenada y efectiva.

Definir el contexto Operacional en el cual funciona el equipo, el régimen de operación, la mano de obra disponible, repuestos, consecuencias de la indisponibilidad, recuperación de la producción, objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente. “Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus

contextos operacionales 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”¹⁰.

- **Funciones:** Son todas las desarrolla el equipo dentro del contexto operacional, lo que se desea que sea capaz de realizar, existen las primarios o la razón de porque existe el sistema o equipo y las secundarios, que corresponden a funciones adicionales que brinda el mismo, que no representa una relevancia estratégica.
- **Fallas Funcionales o Estado de falla:** están directamente relacionados con las funciones, y que traducen en conductas indeseables que impiden que el activo realice las funciones que debe cumplir por un tiempo resultante (total o parcial). Pueden existir más de una falla ligada a cada estándar de ejecución.
- **Modos de Falla:** Es una posible causa por la cual el equipo puede llegar a un estado de falla o pérdida de la función. Cada falla funcional, puede llegar a tener más de un modo de falla que debe ser identificado, como también su posible causa raíz, para tener una idea de porque ocurre la falla.
- **Los Efectos de la Falla:** Es la información de los eventos que ocurren cuando un modo de falla provoca la pérdida de la función en el equipo o sistema estudiado. Se debe listar para cada modo de falla, los efectos de falla asociados, que deben tener la información necesaria para determinar la consecuencia y las tareas de mantenimiento, considerando que los demás dispositivos funcionan normalmente.
- **Consecuencias de la Falla:** Es el impacto que ocasionan las fallas de un equipo o sistema, y que afecta a la organización en varias formas, pero podemos agruparlas para definir las de en dos grupos de acuerdo a como son encontradas en condiciones normales de operación:
 - ✓ Evidentes: No operacional, Operacional, Seguridad / ambiente.

¹⁰ RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.p9. 30 Octubre 2005.
<www.rcm.confiable.com.ar>

- ✓ No evidentes: Fallas ocultas.
- **Que debe hacerse:** existen distintos tipos de mantenimiento que permiten dar el tratamiento adecuado para prevenir, mitigar o eliminar las fallas, dentro de los cuales citamos los siguientes:
 - ✓ Mantenimiento predictivo o también llamado a condición.
 - ✓ Mantenimiento preventivo que puede ser o reacondicionamiento cíclico o sustitución.
 - ✓ Mantenimiento correctivo o trabajo a falla.
 - ✓ Mantenimiento detectivo o búsqueda de fallas.

2.5.1 Procesos de Análisis de las Fallas: Se debe definir una política de mantenimiento de acuerdo a la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla identificada.

- Para fallas *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 la que consigue reducir la probabilidad de la falla a un nivel tolerable.
- Para fallas con consecuencia económica (*operacionales / no operacionales*) la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales a la organización.

2.5.2 Beneficios de la estrategia.

La implementación del RCM¹¹ debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducción de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del servicio, y en el cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora continua en la relación entre

¹¹ RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.p9. 30 Octubre 2005. <www.rcm.confiable.com.ar>

distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mayor entendimiento entre mantenimiento y operaciones. Los puntos más sobresalientes de implementar una metodología de RCM son:

- Costos: Reducción de los niveles de mantenimiento programado (alrededor de 10% al 50% de disminución).
- Calidad: Aumento en la disponibilidad de los activos generando mayor continuidad y confiabilidad en la operación o servicio, facilita el proceso de normalización (ISO 9000), desarrollando un efectivo sistema de manejo de datos e información
- Tipo de servicio: Disminución de paradas no programadas.
- Tiempo: Reducción de tiempos de reparación (MTTR) e incremento de tiempos medio entre fallas (MTBF).
- Riesgo: Disminución en los impactos relacionados con medio ambiente, infraestructura y población.
- Fomentar el trabajo en grupo, involucrar a todo el personal de la organización, asumiendo responsabilidades desde la alta gerencia.

3. ANALISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLO AMEF

Con el objetivo de mantener los equipos y activos en la máxima disponibilidad y confiabilidad, para garantizar una producción continua, se vienen incorporando los criterios de riesgo, buscando disminuir, evaluar y controlar los impactos de las fallas funcionales, aplicando metodologías de análisis de modos de fallas, efectos y criticidad. Esta técnicas de análisis, permiten identificar los modos de fallas que representan un mayor riesgo en la organización, para seleccionar posteriormente la mejor tarea de mantenimiento, ya sea preventiva, correctiva o predictiva.

Se busca con su implementación, optimizar los recursos en la planeación del mantenimiento, enfocada en los modos de falla derivados de un análisis funcional, que permite identificar las áreas donde el mantenimiento tendrá una mejor oportunidad para impactar la seguridad y confiabilidad de la instalación, tratando los modos de falla de acuerdo al nivel de riesgo que representan.

Existen diferentes metodologías de identificación de peligros, empleada en un proceso de evaluación de riesgos y seleccionada dependiendo de las necesidades del estudio o de las características de los resultados deseados, como son:

- Estudios de peligro y operabilidad (*HazOp, Hazardand Operability*)
- Análisis de modos de falla y sus efectos (*FMEA*, por sus siglas en inglés, *Failure Mode and Effect Analysis*)
- Listas de verificación
- Arboles de falla
- Arboles de eventos, etc.

3.1 DEFINICION DEL AMEF

Es un método sistemático que permite identificar los problemas antes de estos ocurran y puedan afectar o impactar a los procesos y productos en un área

determinada, bajo un contexto operacional dado. El AMEF, es la principal herramienta en la implantación del MCC, ya que mediante el análisis realizado a los distintos activos en su contexto operacional, se obtendrá la información necesaria para poder prevenir las consecuencias o efectos de las posibles fallas, a través de la adecuada selección de actividades de mantenimiento.

El objetivo básico del AMEF, es encontrar todas las formas o modos en los cuales pueda fallar un activo dentro de un proceso, e identificar las posibles consecuencias o efectos de las fallas en función de tres criterios básicos para el MCC: seguridad humana, ambiente y operaciones (producción). Para poder cumplir con este objetivo los grupos de trabajo del MCC, deben realizar el AMEF siguiendo la siguiente secuencia.

3.2 RESEÑA HISTORICA DEL AMEF

La aplicación de esta técnica sistemática para el Análisis de Modo y Efecto de Fallas, fue implementada inicialmente por el ejército de U.S.A durante la segunda guerra mundial para evaluar la confiabilidad y determinar el efecto de los modos de falla de los sistemas y/o equipos en el éxito de la misión. El primer procedimiento publicado el 9 de noviembre de 1949 fue titulado MIL-STD-1629 "Procedimiento para la ejecución de un Modo de Falla, efectos y análisis de criticidad". Utilizados por la industria aeroespacial, aplicados en el desarrollo de cohetes superando las expectativas. los AMEF y el todavía más detallado Análisis Crítico del Modo y Efecto de Falla (ACMEF) fueron de mucha ayuda en evitar errores sobre tamaños de muestra pequeños en la costosa tecnología de cohetes.

La industria automotriz en 1988, con el afán de ceñirse a los parámetros establecidos por la Organización Internacional para la Estandarización en la serie ISO 9000 para la gestión y el aseguramiento de la calidad, desarrolla la norma QS 9000, por medio de la cual exige a los proveedores automotrices emplear la

Planeación de la calidad del producto y ejecutar FMECA, desarrollando e implementando la norma en 1993.

Posteriormente, se ha estandarizado algunas normas para definir la implementación del AMEF o también llamado FMEA por su sigla en Inglés Failure Modes, Effects Analysis como son:

- La norma SAE J1739, utilizada como guía de implementación de la técnica dirigida a FMEA de diseño, FMEA de proceso y FMEA de sistema.
- BS 5760-5 “Guía de análisis de criticidad, modos de falla y sus efectos (FMEA y FMECA)”.
- SAE ARP 5580 “Recomendaciones para análisis de modos de fallo y efectos (FMEA) para aplicaciones no Automotrices”.
- SEMATECH (1972) “Análisis de los modos de fallo y los efectos (FMEA)”: una guía para la mejora continua de la industria de equipos de semiconductores.
- ISO 14224, Utilizada como guía de estructuración y jerarquización de los Activos a analizar, como también asociar y organizar de manera efectiva la información proveniente del análisis AMEF.

3.3 IMPLEMENTACION DEL AMEF

Esta metodología, de acuerdo a su concepción, tiene mayor impacto en el mejoramiento, al ser aplicadas durante las etapas de diseño, no obstante, puede ser aplicada a procesos y sistemas que se encuentran en operación, buscando mejorar la forma de planeación de las actividades de mantenimiento en función de prevenir o mitigar los impactos generados por las fallas funcionales de los equipos. Es importante, enfatizar el entendimiento de la falla, no solamente el estado de falla cuando el activo deja de funcionar sino también la falla funcional, que evita que el activo desempeñe la función conforme a un estándar de desempeño.

3.3.1 Preparación: Conformación del grupo de trabajo multidisciplinario, con un líder con experiencia en análisis de criticidad y capaz de asumir la administración y el desarrollo del plan. De igual manera, es necesario entender y conocer las instalaciones donde se llevara a cabo el análisis identificando los sistemas y subsistemas, donde se puede apoyar en la norma ISO 14222, como guía para estructuración y jerarquización de los activos, se debe recopilar toda la información relevante para el proceso, basados en Manuales, diagramas, planos, Registros Históricos y experiencia del anterior mantenedor.

3.3.2 Determinación del proceso a realizar: es la definición del plan de análisis y su aplicación partiendo de dos grupos así:

- AMEF de diseño: enfocado en lo que se espera del diseño de un producto, lo que se quiere que realice y se considera que el cliente necesita, iniciando con abastecimiento de materia prima, procesos de producción, hasta la utilización del producto por el usuario final.
- AMEF de proceso: enfocado en el proceso desarrollado, abastecimiento, transformación, listando áreas sensibles a posibles fallas y para empresas de servicios, tener en cuenta las entradas y salidas del proceso.

En esta etapa, se debe definir el contexto operacional del sistema, definir la operación de la planta, definir los procesos y las condiciones operativas, los estándares de diseño y las necesidades del usuario, para saber la forma en que se operan los activos y el nivel de detalle requerido para el análisis.

3.3.3 Análisis Funcional: Definir las funciones que realiza el equipo, aquellas que el usuario espera o desea que su activo desempeñe, identificando todas las que se puedan incluir y que puede realizar el equipo entre las cuales tenemos:

- 3.3.3.1 Funciones Primarias:** Constituyen la razón de ser del equipo y pueden ser definidas a partir de la descripción de las salidas, por ejemplo la función principal de una bomba es bombear algún tipo de fluido.
- 3.3.3.2 Funciones Secundarias:** son adicionales a su función primaria, resultan menos obvias que las primarias pero sus fallas pueden generar consecuencias más serias, ejemplo funciones de contención, soporte, apariencia, Higiene y seguridad.
- 3.3.3.3 Funciones de Protección:** son las realizadas por equipos diseñados e instalados como protección del activo principal y pueden desarrollar funciones como son, llamar la atención (alarmas), Apagar los activos cuando suceda la falla (shut down) y Eliminar o descubrir condiciones anormales (Valvulas de alivio o seguridad).
- 3.3.3.4 Funciones de Control:** realizan control de los equipos a mantener, algunas están adicionadas a sistemas de protección, y deben supervisar algunas variables como tensión, presión, volumen, velocidad, etc.
- 3.3.3.5 Funciones Subsidiarias:** suceden cuando un equipo posee equipos adicionales conectados y ajustados al proceso principal, pero realizan funciones dependientes del mismo, tales como aislamiento, ventilación, agitadores, pre calentadores.

Adicionalmente, es necesario definir los estándares de ejecución, que se encargan de asegurar que el activo cumpla eficientemente la función para la cual fue diseñado dentro el contexto operacional específico, como ejemplo, se puede definir para una bomba, los siguientes estándares de ejecución:

- Estándar de ejecución de diseño, transferir 1000 litros de agua por minuto.
- Estándar de ejecución deseado, transferir 800 litros de agua por minuto.

Este parámetro es importante, toda vez que podemos definir que las funciones de mantenimiento puede mejorar el funcionamiento del activo si está dentro de los límites de la capacidad de diseño.

3.3.4 Definición de las Fallas: De acuerdo con las funciones y los estándares de ejecución, definidos en el paso anterior para cada activo, se define las fallas que originan la pérdida de estas funciones. “La falla funcional es definida como una ocurrencia no previsible, que no permite que el activo alcance el estándar de ejecución esperado en el contexto operacional en el cual se desempeña, trayendo como consecuencia que el activo no pueda cumplir con su función o la cumpla de manera ineficiente”¹².

Es de esperar, que cada activo asociado a una función específica puede tener más de una falla funcional, las cuales a su vez, pueden incidir de una forma inesperada. Las fallas funcionales pueden considerarse:

- Falla Total.
- Falla Parcial.
- Falla Intermitente.
- Falla Gradual.
- Sobre-funcionamiento

3.3.5 Identificar los modos de falla: Identificar la forma como un activo pierde la capacidad de desempeñar la función, en otras palabras la forma en que un activo falla. A cada modo de falla, le corresponde una acción de mitigación dentro del proceso de administración del riesgo, la cual puede ser encaminada a desviaciones del proceso, factores humanos, etc., y debe ser asignada de acuerdo al nivel de detalle seleccionado para el activo, en la estructura de la planta.

¹² Parra, Carlos, “Course of Reliability-Centred Maintenance”, Universidad de los Andes, Mérida – Venezuela. 1998, pag 45.

Las actividades orientadas para atacar los modos de fallas, son de prevención, anticipación o corrección de la falla funcional, en muchos casos los modos de falla son la causa raíz o física de las mismas, como por ejemplo si la falla funcional de la bomba (no transfiere agua al tanque), el modo de falla puede ser (impulsor de la bomba bloqueado) y la causa raíz puede ser (Suciedad en el impulsor de la bomba), es necesario registrar todos los modos de fallo de donde serán excluidos aquellos donde la posibilidad de ocurrencia sea baja.

La causa es una deficiencia que se genera en el modo de falla y puede ser:

- Causas relacionadas con el diseño: selección del material, tolerancias / valores objetivo, configuración, componente de modos de falla a nivel de componente.
- Causas que no pueden ser entradas de diseño como: ambiente, vibración, aspecto térmico.
- Mecanismos de Falla: tales como rendimiento, fatiga, corrosión, desgaste.

3.3.6 Establecer los efectos y consecuencias de la falla: consiste en identificar lo que sucederá en el contexto operacional si ocurriese cada modo de falla previamente identificado, esta identificación deberá incluir toda la información necesaria para soportar la evaluación de las consecuencias de las fallas y/o efectos producidos. Los criterios para calificación de las consecuencias o el impacto que cualquier modo de falla pueda tener sobre la organización, lo cual dependerá de tres factores:

- A la seguridad humana.
- Al medio ambiente.
- A la producción y a las operaciones.

En todos casos, las consecuencias afectaran al producto final o los servicios prestados, por lo tanto la severidad de las ocurrencias de los

modos de falla deben ser los aspectos que gobiernen la selección de actividades de mantenimiento, que en su mayoría deben estar encaminadas a prevenir y anticipar la aparición del modo de falla, para eliminar o mitigar la consecuencia. Las actividades de mantenimiento planteadas por RCM son:

- ✓ Mantenimiento Predictivo: También llamado a condición, busca los indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra.
- ✓ Mantenimiento Preventivo: Actividades de sustitución o reacondicionamiento hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente.
- ✓ Mantenimiento Correctivo: Es el trabajo a rotura, se decide no realizar tareas predictivas o preventivas para manejar la falla, sino que será reparada una vez que ocurra.
- ✓ Mantenimiento Detectivo: también llamado búsqueda de fallas que consiste en la prueba de dispositivos de protección en condiciones controladas asegurando que los mismos ofrezcan la protección requerida cuando sea necesario.

3.3.7 Jerarquización del riesgo: este proceso es la resultante de combinar la Ocurrencia y su severidad Riesgo = ocurrencia (probabilidad) X Severidad (consecuencias) para determinar la criticidad de los elementos que componen el sistema analizado. Para el interior de TGI y sus gasoductos, el riesgo será enfocado en el cálculo de la frecuencia de ocurrencia con las consecuencias (Riesgo = Frecuencia X consecuencia), lo cual permite identificar las mejores áreas de oportunidad para realizar acciones preventivas y en la aplicación de recursos económicos, se requiere especialmente aquellos críticos por su nivel de riesgo, para lo cual se diseña la matriz de riesgo.

Frecuencia de Fallas: número de fallas sucedidas en un tiempo determinado.

- Excelente: 1 en 20 años.
- Bueno: 1 en 10 años.
- Promedio: 1 en 5 años.
- Pobre: Hasta 1 evento al año.
- Muy pobre: Más de 1 evento al año.

Consecuencias de fallas: consiste en involucrar el nivel de impacto operacional, costos de mantenimiento y afectación a la seguridad y el ambiente.

Consecuencia = (Impacto operacional) + Costo Manto + Impacto SAH.

3.3.8 Acciones recomendadas: dentro del proceso de implementación de la técnica, es necesario registrar toda la información extractada del análisis, para determinar las acciones preventivas o correctivas a desarrollar, con los responsables para su ejecución. Estas acciones son encaminadas a:

- Eliminar o disminuir la Ocurrencia de la causa del modo de falla. Modificación al diseño o proceso, acompañado con la implementación de métodos estadísticos para el cálculo de los tiempos.
- Reducir la Severidad del Modo de Falla, realizando los ajustes al diseño del producto o proceso, buscando controlar los efectos de la falla.
- Incrementar la Probabilidad de Detección, modificando los diseños de producto o proceso y adicionando elementos que mejoren la detección.

4. ANALISIS CAUSA RAIZ

Es una herramienta de análisis cuya utilización comenzó en la década de los años 70, teniendo especial impacto en la industria nuclear y la aviación entre otras, además, sus métodos de análisis también fueron acogidos por el campo de la medicina, para análisis de las complicaciones en la atención médica. Tiene sus orígenes en la psicología industrial y en el estudio de los factores humanos, para prevenir los errores.

4.1 DEFINICION

Es un proceso metodológico y sistémico, mediante el cual se busca llegar al origen de un evento o problema, para identificar los factores causales que lo generaron con el objeto de darles solución, evitando así su recurrencia.

Cada problema puede tener una o varias causas raíces físicas, estas causas físicas pueden tener su origen por la intervención humana y esta a su vez puede ocurrir por alguna desviación de los sistemas gerenciales (organizacionales). Estas últimas se conocen como las causas Latentes de un fallo o problema y serán las que se reconocerán como las verdaderas causas raíces.

Es de resaltar, que el proceso de diagnóstico y análisis, no se debe enfocar en los factores básicos de la falla o el error, o buscar a un culpable, ya que aun buscando el culpable los problemas persistirán, independientemente del individuo que ejecute la labor asociada a los problemas, no se pregunta ¿quién?, Se debe preguntar ¿cómo disminuir tendencias del error?, ¿Cómo puedo modificar el ambiente que induce al error y que no perdona el error?

4.2 BENEFICIOS DE SU UTILIZACION

Un RCA aplicado sistemáticamente, de manera correcta y objetiva, permite identificar las causas raíces primarias de los problemas, para luego aplicar correctivos (soluciones) que las eliminen de forma definitiva, redundando en:

- ✓ Ayuda a identificar problemas creando un panorama único basado en hechos.
- ✓ Mejora la Fiabilidad de los procesos a través del análisis de incidentes e identificación de causas sistemáticas comunes.
- ✓ Mejora la eficiencia de los procesos debido a la prevención de fallas (Problemas)
- ✓ Reduce los costos de reparación y penalización al ser identificados y corregidos los modos de fallo crónicos.
- ✓ Reduce la exposición al riesgo por seguridad y ambiente del personal al reducir el número de fallos de alto impacto.
- ✓ Amplia el acceso corporativo a la información producida por los análisis de fallos, mejorando la comunicación de las lecciones aprendidas entre las distintas localidades.

4.3 METODOLOGIA

La metodología recomienda como primera medida, conformar un equipo de trabajo interdisciplinario, que incluya desde el operador, el mantenedor, ingenieros de procesos y especialistas, conocedores del proceso y los equipos, para poder brindar una visión sistémica, global y técnica a la metodología aplicada. Dentro de los pasos, podemos definir los siguientes.

Figura 10. Esquema general de aplicación de un RCA



Fuente. PARRA, Carlos. Taller Práctico: Técnicas de Análisis Causa Raíz (RCA). Ingecon. 2011. ppt. <www.confiableidadoperacional.com>.

4.3.1 Conformación del equipo de trabajo: Se utiliza un grupo de personas que desempeñen diferentes funciones en la organización, por un periodo de tiempo determinado, que faciliten la sinergia buscando un objetivo común, no debe haber jerarquías para facilitar el involucramiento y permitir discusiones sanas, ya que todo debe ser llevado al consenso. La aceptación y compromiso por parte del equipo de trabajo, permitirá alcanzar óptimos resultados.

4.3.2 Definición y Jerarquización de los problemas: En esta etapa, se busca identificar y definir los problemas, incluyendo en el proceso las siguientes preguntas:

- ✓ ¿Qué? - ¿Qué ocurrió y sus principales síntomas?
- ✓ ¿Cuándo? - ¿Cuándo ocurrió?
- ✓ ¿Dónde? - ¿Dónde ocurrió?
- ✓ Frecuencia – Numero de fallos / año
- ✓ Impacto - ¿Cuál es la importancia del problema? (Seguridad, Ambiental, Producción, Mantenimiento, Frecuencia)

La jerarquización, define la importancia de los problemas encontrados, mediante un análisis de criticidad, involucrando su impacto global en el sistema afectado o en la organización. Se debe establecer un criterio de importancia y un método de evaluación para definir el alcance, que puede ser la cuantificación del riesgo en dinero, afectación al ambiente, producción o al personal. A continuación se listan algunos criterios más comunes utilizados para un análisis de criticidad, que permiten la jerarquización de las fallas.

Tabla 2. Criterios para la determinación de la criticidad.

Criticidad: Recurrencia de eventos x consecuencias

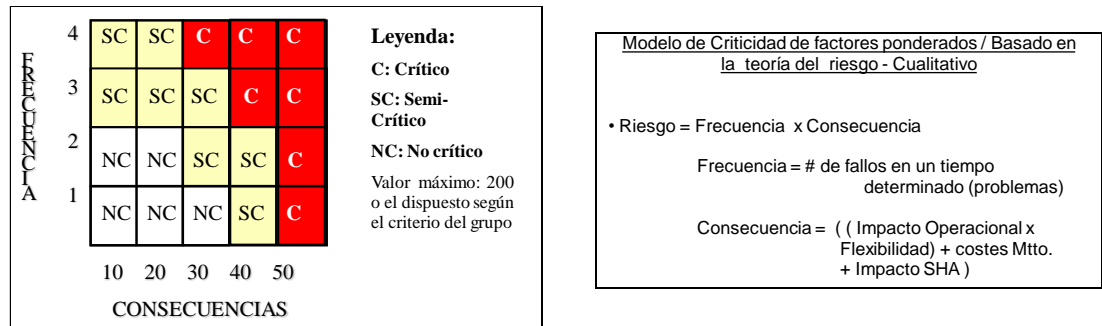
Consecuencia = (Impacto Operacional Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH)

Recurrencia de eventos:		Costo de Mtto.	
Pésimo mayor a 4 fallos/mes	4	Mayor o igual a 20.000\$	2
Malo 1 - 4 fallos/mes	3	Inferior a 20.000 \$	1
Regular 0,5 - 1 fallos/mes	2		
Promedio 0,25 - 0,5 fallos/mes	1		
Impacto operacional		Impacto en Seguridad Ambiente Higiene	
Parada inmediata de toda la producción	10	Afecta la seguridad humana/ambiente - alto impacto	8
Parada del complejo planta y tiene repercusión en otros complejos	8	Afecta las instalaciones causando daños severos	6
Impacta en niveles de producción o calidad	6	Provoca daños menores (Accidentes e incidentes) / impacto ambiental bajo que viola normas ambientales	4
Repercute en costes operacionales adicionales asociados a disponibilidad	4	Provoca molestias mínimas instalaciones o al ambiente - limpieza	2
No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción	1		
Flexibilidad Operacional			
No existe opción de producción y no existe función de repuesto	4		
Hay opción de repuesto compartido	2		
Función de repuesto disponible	1		

Fuente. PARRA, Carlos. Taller Práctico: Técnicas de Análisis Causa Raíz (RCA). Ingecon. 2011. ppt. <www.confiableoperacional.com>.

Posterior al análisis de la consecuencia y su cálculo correspondiente, se debe determinar el riesgo, el cual se cuantifica los elementos encontrados deben pasar por una matriz que permitirá ubicarlos dentro de un contexto de alta, media o baja criticidad, permitiendo mediante la aplicación de los cálculos la jerarquización.

Figura 11. Matriz de Criticidad y procedimiento para cálculo de Riesgo propuesto por TGI SA ESP.



Fuente. PARRA, Carlos. Taller Práctico: Técnicas de Análisis Causa Raíz (RCA). Ingecon. 2011. ppt. <www.confiableidadoperacional.com>.

Definir el contexto operacional, consiste en delimitar las áreas a las cuales se aplica el RCA, en una determinada instalación de proceso, considerada como el área objeto de estudio, para mayor comodidad, se definirán una serie de subsistemas o entidades funcionales como: variables del proceso, perfil de operación, ambiente de operación, alarmas, entradas del proceso. De igual manera, se debe recopilar información como esquemas, planos, manuales de equipos, instructivos, diagramas y procedimientos operacionales, bitácoras del operador, etc

4.3.3 Diagnóstico y determinación de causas raíces: una vez definidos los Problemas y recopilada la información relevante, debemos remitirnos a analizar los modos de falla, identificar las causas probables (Hipótesis), verificación de las causas raíces (primarias), presentando ante el equipo de trabajo los hallazgos encontrados, listando los posibles mecanismos que provocan los eventos de fallo. Al ser verificada una hipótesis, de inmediato se convierte en una causa raíz física. Se debe aplicar entrevistas a funcionarios, buscar asesorías externas, fabricantes, observadores estructurando un árbol de lógica, para verificar el tipo de causas que pueden ser:

- **Causas Físicas:** aquellas que envuelven materiales y cosas tangibles.
- **Causa Raíz Humana:** aquellas que generan fallos debido a la intervención inapropiada de un ser humano.
- **Causa Raíz Latente:** La falta o deficiencia en los sistemas gerenciales y administrativos (reglas, procedimientos, guías, normas culturales) que permitan que un fallo ocurra.

4.3.4 Identificación e implantación de las soluciones: Las soluciones deben reducir o eliminar la recurrencia del fallo, y debe ser validada no solamente desde el punto de vista técnico, sino también, soportarse con un análisis Costo – Beneficio – Riesgos que justifiquen su aplicación, además, debe tener vigencia en el tiempo. Estas recomendaciones debe llegar a solucionar la causa raíz física y latente, siendo esta ultima la más importante, ya que plantearía una contribución importante del área administrativa.

De igual manera, la implantación de las soluciones no solamente debe prevenir o mitigar el problema, sino que también debe prevenir problemas similares y no crear fallos adicionales o situaciones inaceptables. De igual manera, debe satisfacer las metas y objetivos propuestos por el grupo de trabajo.

4.3.5 Evaluación de la efectividad de las soluciones: Este paso es importante, ya que permite identificar la viabilidad de la solución propuesta en la situación actual, y a largo o mediano plazo. Este proceso de auditoría, continúa en un plazo prudencial, donde el equipo de trabajo evalúa el comportamiento de la solución, y la registra en formatos adecuados, evaluando el funcionamiento del equipo o sistema. De allí, se genera la estandarización de la mejora si fue efectiva, o el desarrollo de nuevas teorías para volver a implantarlas, ya que podemos tener escenarios así:

- ✓ Equivocación con las soluciones propuestas
- ✓ Tener causas correctas pero soluciones equivocadas
- ✓ Tener causas correctas y soluciones correctas, pero creando fallas colaterales.

Es importante resaltar, que los beneficios obtenidos con la implantación de las recomendaciones generadas, deben ser divulgados al interior de la organización para todos los colaboradores, ya que para todos es claro, que se deben vencer paradigmas cuando descubrimos las causas que originan los problemas.

5. ESTRUCTURACION DE LA ESTRATEGIA

5.1 ANTECEDENTES

La estrategia de mantenimiento que se ejecuta actualmente en los distritos, del área de gasoductos, corresponde en su gran mayoría a rutinas preventivas, establecidas por los anteriores operadores – mantenedores, las cuales se han venido programando hasta ahora en un entorno de Excel. A partir de febrero de 2010, se han vinculado dentro del SAP, en el módulo PM, llevando un control más detallado y riguroso del desarrollo de las mismas, así como dejando en el sistema el registro de la Orden Ejecutada e involucrando los controles de tipo SISO, con su respectivo Check List, Registro de Calidad y ATS.

Con la adquisición del módulo PM de SAP, se crea la coyuntura apropiada, para facilitar las actividades de control y la trazabilidad del mantenimiento, permitiendo auditar el desempeño y rendimiento del sistema, para poder evidenciar los cambios relevantes al implementar una nueva estrategia de mantenimiento. De igual manera, se pueden subir al sistema los documentos necesarios para registrar todas las actividades ejecutadas, la información técnica y manuales de los equipos, procedimientos e instructivos, como métodos de consulta y documentación para uso general, buscando el mejoramiento del plan de mantenimiento.

Hasta este punto, no existen indicadores de fallas, que puedan dar información exacta de la frecuencia de las mismas, el tiempo medio entre fallas, el tiempo de reparación, ya que al anterior mantenedor solo presentaba la ejecución y el cumplimiento de acciones preventivas, y cualquier falla adicional, se denominaba emergencia y se atendía con un correctivo. Por lo tanto, se generaban altos costos de mantenimiento preventivo por las frecuencias cortas en las actividades, el cambio de repuestos que presentaban buen estado y que guardaban aptitud

para el servicio, y el desconcierto de los clientes cuando se presentaban fallas en el suministro de gas.

La entrada de TGI como propietaria de la infraestructura en el 2007, se cambia la filosofía de contratar con terceros la operación y el mantenimiento de la infraestructura, por lo tanto, la decisión de realizar una operación directa, incorporando funcionarios técnicos y profesionales con gran capacidad técnica, permite garantizar la estabilidad en el área de mantenimiento, facilitando la inversión en capacitación y desarrollo de competencias al personal, garantizando la implementación de las políticas y técnicas de mantenimiento que siempre se proyectan a mediano y largo plazo.

5.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

De acuerdo con el mapa estratégico corporativo de la Transportadora de gas Internacional TGI SA ESP, y alineados con los objetivos correspondientes a optimizar los costos y gastos, y asegurar prácticas de clase mundial, se definió al interior de la vicepresidencia operativa, establecer una estrategia que permita realizar el mantenimiento de la infraestructura con un costo óptimo, basada en una filosofía de rigor práctico compatible con el sistema.

Actualmente, se evidencia algunas falencias en el área de mantenimiento de la infraestructura, donde se encuentra implementado un plan detallado de trabajo basado en su mayoría, en el mantenimiento preventivo, soportado en la experiencia del anterior operador - mantenedor y recomendaciones de los fabricantes de equipos e instalaciones, sin tener en cuenta históricos, frecuencias de fallas, análisis causa raíz, análisis de fallas, evidenciando en este esquema, baja eficiencia, como también, altos costos de mantenimiento por actividades preventivas poco aplicables y correctivas al mismo equipo dentro de la misma vigencia.

Al definir dentro de los objetivos principales de la compañía las prácticas de clase mundial, se hace necesario implementar estrategias de mantenimiento que involucren tendencias apropiadas como RCM (Mantenimiento centrado en confiabilidad) que permita la optimización de recursos, al igual que un planteamiento más efectivo y eficaz en la administración, planeación, ejecución y control del mantenimiento.

5.3 DESARROLLO DE ACTIVIDADES

El desarrollo planteado, obedece a la implementación de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM, que involucra directamente al área de mantenimiento, para lo cual se crean las siguientes actividades preliminares:

- Conformación de grupos de trabajo: vinculando a todo el personal del distrito, representado por técnicos de campo, profesionales de gasoductos.
- Programación de reuniones colectivas para capacitación y asignación de funciones.
- Catalogación de activos asociados al estudio.
- Recopilar información, manuales, instructivos, discusiones para establecer históricos de eventos, basados en la experiencia del personal debido a la carencia de los mismos.
- Contratación de firma externa como asesora Ingecon del proceso, y para realizar capacitaciones sobre las tecnologías que se aplicarán (RCM, AMEF, RCA).
- Delimitación del alcance por objetivos, entendiendo que la estructuración depende del alcance operativo de los diferentes frentes de trabajo y niveles de los funcionarios involucrados. Se crea un equipo que representan las diferentes especialidades de mantenimiento de campo, instrumentistas, electromecánicos, telecomunicaciones e integridad.

5.4 DEFINICION Y OBJETIVOS

La estrategia de mantenimiento planteada, debe responder a las necesidades actuales de la organización, en busca de mejorar las prácticas de mantenimiento y mejorar los niveles de confiabilidad y disponibilidad de los activos, para este caso de las estaciones de Entrega, teniendo en cuenta la optimización de los recursos.

5.4.1 Objetivo General: Plantear una estrategia de mantenimiento basada en (RCM) a las estaciones de entrega (ERM o City Gate) en el distrito II, de la Transportadora de Gas Internacional TGI.

5.4.2 Objetivos específicos:

- Analizar una estación de entrega (City Gate), de acuerdo a su funcionamiento, para descomponerla en subsistemas o equipos definidos como Ítem mantenible.
- Recopilar información histórica sobre el comportamiento de la operación y el funcionamiento de las estaciones, identificando las fallas para cada subsistema en tiempos anteriores, partiendo del hecho que no se tiene información histórica de fallas.
- Clasificar, los componentes del sistema de acuerdo a la criticidad, definiendo la importancia, factores de criticidad y matriz de criticidad, en función de los costos aplicables por mantenimiento, lucro cesante y penalizaciones
- Definir los modos de fallas en las estaciones, sus efectos o consecuencias de acuerdo con los lineamientos de la estrategia de RCM, calculando sus costos, riesgos y el impacto que generan.
- Establecer actividades y frecuencias de mantenimiento según el riesgo económico para los equipos clasificados como críticos, buscando mejorar y mantener la confiabilidad de los sistemas, optimizando los recursos.
- Establecer los indicadores de gestión requeridos para la administración y control de la estrategia de mantenimiento.

5.5 ALCANCE DE LA ESTRATEGIA

La estrategia de mantenimiento basada en RCM, es enfocada a las estaciones de entrega o City Gates, por considerarlas un punto neurálgico y muy frágil en la cadena de transporte, ya que de su correcta operación, se puede calificar el grado de satisfacción al cliente, la continuidad del servicio, además es allí donde se obtiene la información para la elaboración del balance de gas y la consecuente facturación del servicio de transporte, de igual manera de su confiabilidad depende evitar penalizaciones por concepto de suspensiones o restricciones en las entregas causadas por fallas mecánicas sin justificación o peor aún, por falta de mantenimiento. Esta estrategia, diseñada con la metodología mencionada, será aplicada por el personal técnico adscrito al distrito de mantenimiento No. II de Gualanday, y corresponderá en su inicio a un plan piloto, ejecutado en el City Gate de Guayabal, considerado vulnerable por el número de fallas en los últimos meses, y del éxito de su aplicación, la estrategia será extendida a las demás estaciones similares.

Figura 12. Ubicación Distrito No. II de Gualanday



Fuente. TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.
<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

El presente documento contempla la formulación del plan piloto de implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad para un City Gate del distrito II de TGI S.A. ESP. Este plan piloto propone ajustar las actividades de mantenimiento actuales mediante el análisis de riesgo económico para el grupo de elementos principales que componen el emplazamiento en mención.

5.5.1 Análisis de Criticidad.

La estación seleccionada, representa actualmente un sistema crítico en el distrito II, debido al número de fallas al año de (6), que han generado un desgaste técnico del personal de mantenimiento, como también constantes quejas ante la SSPD, por parte del distribuidor. Esta estación, ha sido históricamente un referente de fallas por múltiples factores, entre los cuales destacamos:

- Capacidad de entrega: Fue diseñada con una capacidad estimada a 10 años, pero el crecimiento de pequeñas industrias queseras y el desarrollo comercial generó el incremento de consumo superando la capacidad, por lo tanto se acondicionó un sistema de regulación más funcional.
- Condiciones operativas: las condiciones actuales muestran esfuerzos en los componentes del sistema de regulación que genera oscilaciones fuertes, y en consecuencia, activan las protecciones por alta con cierre de la estación.
- Condiciones de mantenimiento: los cierres constantes de la estación, han generado un aumento en la frecuencia de inspección y mantenimiento buscando prevenir tan indeseables eventos, generando costos adicionales.

5.5.1.1 Cálculo de Criticidad: De acuerdo con los conceptos aplicados en la compañía, se definió la ecuación de criticidad (***Criticidad = Recurrencia de Eventos X Consecuencia***), como también, los factores de criticidad, la matriz y se sometieron a análisis todas las estaciones del distrito para definir su relevancia. Se determinó el City Gate de Guayabal como una estación crítica que requiere prioridad.

Tabla 3. Factores de Criticidad propuestos

FRECUENCIA DE FALLA		CALIDAD	
Excelente: 1 evento en 20 años	1	Afectacion Total	5
Bueno: 1 evento en 10 años	2	Afectacion Parcial	3
Promedio: hasta 1 evento al año	3	No genera ningun impacto	1
Pobre: 1 evento / año	4		
Muy Pobre: Mas de 1 / año	5		
		IMPACTO TRANSPORTE Y COSTOS PENALIZACION Y MANTENIMIENTO	
		Superior a 1 millon de dolares	5
		Entre 500.000 y 1 millon de dolares	4
		Entre 50.000 y 500.000 dolares	3
		Entre 5.000 y 50.000 dolares	2
		Inferior a 5.000 dolares	1
		IMAGEN EN LA EMPRESA	
		Internacional	5
		Nacional	4
		Regional	3
		Local	2
		Sin Impacto	1
SEGURIDAD HIGIENE Y AMBIENTE (SHA)			
Catastrofico - Muerte / Mayor impacto ambiental	5		
Lesion Incapacitante / Afeccion Sensible al Ambiente	4		
Daños menores a la integridad Fisica / Afeccion ambiente controlable	3		
Alarma potencial en seguridad / Incidente ambiental sin repercusion	2		
No genera impacto en seguridad / No genera impacto en el ambiente	1		

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Distrito 2. Documento de Excel. 2011<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Tabla 4. Análisis de Criticidad de estaciones

ANALISIS DE CRITICIDAD DE ESTACIONES DISTRITO II									
TIPO DE ESTACION	DENOMINACION	FRECUENCIA DE FALLA	SHA	CA	IP - CM	IMAGEN	CONSECUENCIA	TOTAL	JERARQUIZACION
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Mariquita	3	2	3	2	2	3	9	MEDIA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Victoria	1	1	3	1	2	3	3	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Honda	4	3	3	2	3	3	12	ALTA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Lerida	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Venadillo	3	3	3	2	2	3	9	MEDIA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Libano	2	2	3	2	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Ambalema	2	2	3	2	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Gualanday	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Purificacion	2	3	3	2	3	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO UNO	City Gate Natagaima	2	3	3	2	3	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate Guayabal	4	2	3	2	3	3	12	ALTA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate La Sierra	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate Alvarado	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate Tierradentro	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate Piedras	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate Doima	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
CITY GATE TIPO DOS	City Gate San Luis	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	City Gate Guamo	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	City Gate Saldaña A	2	3	3	2	3	3	6	BAJA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	City Gate Saldaña B	2	2	3	1	2	3	6	BAJA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	City Gate Aipe	2	2	3	2	3	3	6	BAJA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	City Gate Buenos Aires	3	3	3	2	3	3	9	MEDIA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	City Gate Chicoral	2	2	3	2	3	3	6	BAJA CRITICIDAD
ESTACION MEDIDORA	EM Los Pinos	3	4	3	3	3	4	12	ALTA CRITICIDAD

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Distrito 2. Documento de Excel. 2011<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Tabla 5. Matriz de Criticidad

F R E E C U E N C I A	5	A	A	MA	MA	MA
	4	M	M	A	MA	MA
	3	M	M	M	A	MA
	2	B	B	M	A	MA
	1	B	B	M	A	A
		1	2	3	4	5
		CONSECUENCIAS				

B = Baja Criticidad
 M = Media Criticidad
 A = Alta Criticidad
 MA = Muy alta Criticidad

Fuente. PARRA, Carlos. Taller Práctico: Desarrollo del Modelo de Criticidad. Ingecon. 2010. ppt. <www.confiableidadoperacional.com>.

5.6 DEFINICION DE UNA ESTACION DE ENTREGA O CITY GATE

La estación de entrega o City gate, es un conjunto de equipos, instalados dentro de una locación, conectada al gasoducto, cuya función principal es de realizar la entrega de gas a los clientes. Las estaciones de Entrega o city Gate, son estaciones diseñadas y construidas para facilitar la **conexión** o punto de salida de los clientes o remitentes en su mayoría distribuidores de gas, ubicadas en las cabeceras municipales. Las primeras estaciones fueron construidas durante el proyecto de masificación de gas y son de propiedad de TGI, otro grupo de estas fueron construidas desde el inicio del proyecto, pero pertenecen a los clientes que en su mayoría son industriales y/o plantas de generación térmica, y finalmente, un último grupo, son las estaciones que han sido construidas e integradas al Sistema Nacional de Transporte posterior a su nacimiento y formalización, son propiedad del cliente quien solicita a TGI la conexión y construye su estación cercana al Derecho de Vía del Gasoducto para explotarla comercialmente. Previamente se evalúa la capacidad de transporte y la viabilidad técnica del proyecto para aprobar la conexión, de igual manera se generan unos costos asociados al punto de salida, que existen por regulación.

Figura 13. Estacion de Entrega o City Gate



Fuente: Transportadora de gas Internacional SA ESP. City Gate tipo I (Lérica)

Las estaciones de entrega o City Gate propias, tienen Cinco componentes principales, con diferentes funciones, pero que se encargan de garantizar la entrega del Hidrocarburo al cliente con las especificaciones contractuales, y el cumplimiento de las regulaciones aplicables, como también, de facilitar registros o reportes auditables de las transacciones realizadas y reportar en tiempo real las condiciones operativas de la estación al Centro Principal de Control. Los componentes principales de una estación son:

- **Sistema de Filtración y Separación:** Encargado de extraer la suciedad e impurezas al gas Natural, compuesto por filtro separador, tiene diseños que permiten extraer la humedad que en exceso pueda causar problemas en los sistemas subsiguientes.
- **Sistema de calentamiento:** Su función principal es calentar el gas en la estación, ya que al ser sometido a procesos de regulación, se generan fenómenos físicos que reducen su temperatura y es necesario mantenerla en los niveles aceptados por la reglamentación vigente, para su entrega.
- **Sistema de Regulación:** Normalmente gas es transportado a altas presiones (1000 a 1.200 PSI), y es necesario reducirlas para ser entregado al cliente final (60 o 250 PSI), por lo tanto, se ha instalado un sistema de reguladores que

realizan este proceso de reducción de presión, para entregarlo de acuerdo a lo estipulado en los contratos de transporte.

- **Sistema de Medición:** Contiene los medidores a través de los cuales se registra en flujo de gas entregado, integra algunos componentes electrónicos que realizan el ajuste y corrección, como también transmiten la información al Centro Principal de Control y generan reportes de medición y auditoría.
- **Sistema de Scada y Telecomunicaciones:** Radios y módems con antenas de transmisión, que se encargan de recopilar la información correspondiente a las variables operativas de la estación en tiempo real y las transmite al operador en el CPC.
- **Genéricos de Instrumentación y Control:** corresponde a todos los elementos usado para registro y control de variables, en su mayoría son análogos como manómetros y otros electrónicos como transmisores de presión y temperatura, que operan con señales de 4 a 20 miliamperios y alimentación de 24 voltios DC.
- **Sistema eléctrico y Puesta a Tierra:** Encargado de suministrar la energía necesaria a los equipos eléctricos y electrónicos instalados en la estación, como también la conexión de los elementos de protección termo-magnéticos y sistemas de puesta a tierra.

5.7 ANALISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA

El análisis planteado, está alineado con el proceso AMEF y contiene la información suficiente para conocer las funciones de la estación, los modos de falla, las consecuencias y un cálculo de costos asociados al riesgo que genera la ocurrencia de la falla, que posteriormente debe ser el referente para el cálculo y la optimización de los recursos en el planteamiento del plan de mantenimiento de la estación.

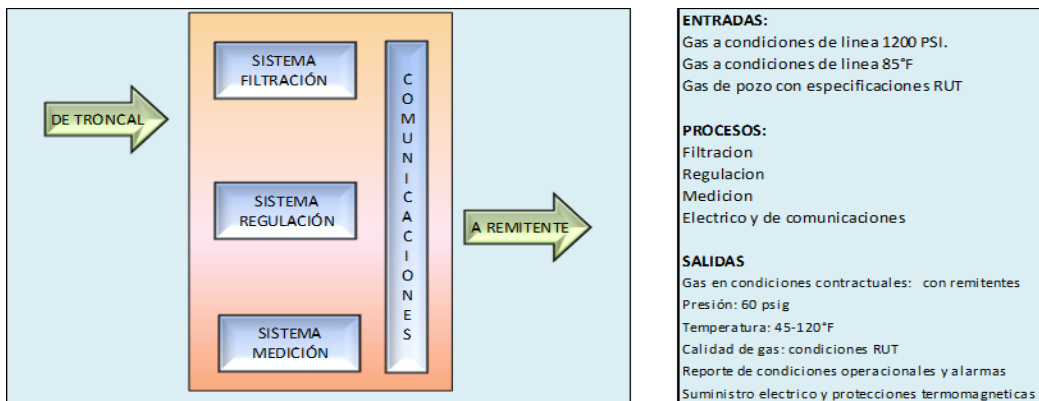
5.7.1 CONTEXTO OPERACIONAL

El City Gate de Guayabal, es una estación ubicada en el departamento del Tolima, en la ruta Mariquita – Ibagué. Su conexión está situada en el PK 313+100 en el tramo Mariquita – Gualanday del gasoducto centro oriente.

- Propósito: Entregar el gas nominado por los remitentes en el punto de salida Municipio de Guayabal, principalmente distribuidor domiciliario, su condición contractual de presión es de 60 PSIG, temperatura de 45 a 120 °F, y calidad de gas a condiciones RUT.
- Descripción General del sistema: Es una estación que contiene sistemas Mecánicos que realizan las funciones de Filtración, regulación y medición, mediante los cuales se condiciona y cuantifica el volumen de gas a entregar al remitente. La regulación se realiza tomando la presión de línea que en estos momentos está en 1180 PSI. Existen otros equipos asociados al sistema eléctrico y de telecomunicaciones (Scada) con menor incidencia en la operación, pero permiten supervisar la operación de la misma.
- Descripción Específica del Proceso: enunciaremos algunas condiciones operativas de la estación en su proceso de entrega de gas:
 - ✓ Volumen de gas diario: 45 KPCD (Miles de pies cúbicos diarios)
 - ✓ Presión de llegada: 1100 a 1200 PSI.
 - ✓ Presión de entrega: 60 PSIG.
 - ✓ Temperatura de entrega: 55 – 65 °F.
- Equipos principales; a continuación describimos las especificaciones de los principales equipos de la estación, que participan en el proceso de entrega:
 - ✓ Filtro separador marca Peerles de 1 elemento filtrante, 3 ½” de diámetro por 18” de largo, capacidad 5 a 10 micras.
 - ✓ Válvulas de flujo axial marca American Meter, de diámetro 2” ANSI 600, pilotos reguladores para control de presión tipo Z y ZSC.
 - ✓ Elemento primario rotativo marca Dresser, diámetro 2” ANSI 150.
 - ✓ Elemento terciario, electro corrector marca Eagle XARTU/1.

- ✓ Sistema Eléctrico, paneles solares a 18 VDC, baterías de 100 AMP/H y 12 VDC, fuente cargadora, y cableados eléctricos.
- ✓ Radio MDS 4310B y amplificador TPL de 25 Watts con antena tipo Yagui, frecuencias 505 a 515 Mhz, para comunicaciones.
- **Diagrama Entradas – Proceso – Salidas:** mediante el siguiente diagrama, se explica la operación de la estación.

Figura 14. Diagrama de Procesos City Gate de Guayabal



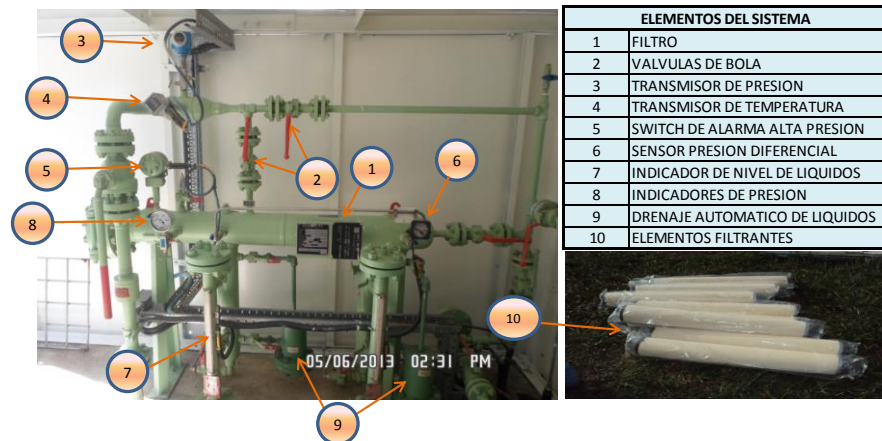
Fuente: El autor.

5.7.2 Identificación de Funciones y Despiece de los sistemas: La estación de entrega, poseen varios sistemas conectados y que cumplen diferentes funciones necesarias en el proceso de transporte y entrega, como lo son:

5.7.2.1 Sistema de Filtración: Compuesto por un filtro o vasija construida en acero al carbón, certificada para operar en alta presión que contiene el elemento filtrante (rango 5 a 10 micrones), el cual es el encargado de extraer las impurezas o suciedad que trae la corriente de gas y que puede generar inconvenientes en el funcionamiento de los demás componentes de la estación. Este filtro, en algunos casos llamados filtro separador (coalescente), tiene diseños que permiten extraer la humedad, retenerla en trampas y expulsarla automáticamente a un tanque de condensados externo, también poseen válvulas y facilidades

para su conexión y By-pass. Algunas facilidades instaladas permiten realizar seguimiento a variables importantes como lo son la presión estática, presión diferencial entre las cámaras y el control de nivel de líquidos.

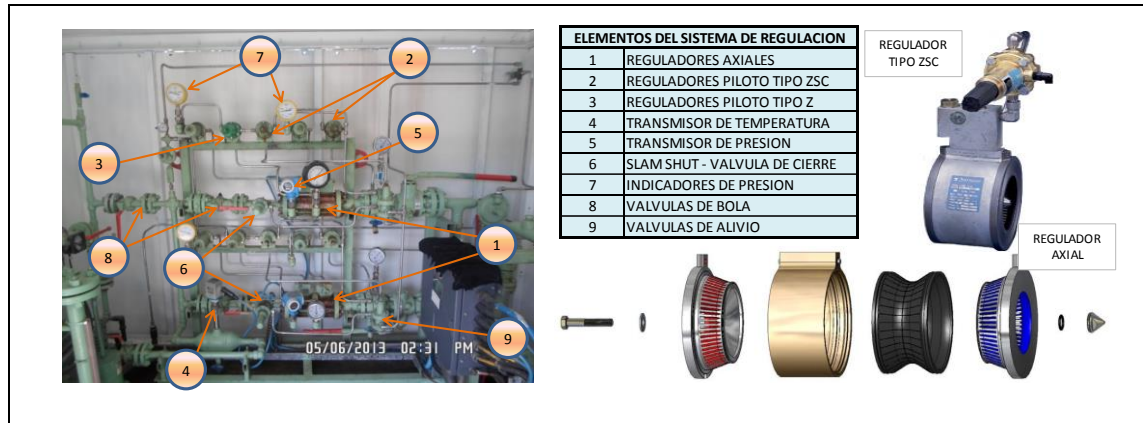
Figura 15. Componentes del sistema de filtración.



Fuente: TGI SA ESP. Sistema de filtración, City Gate tipo uno.

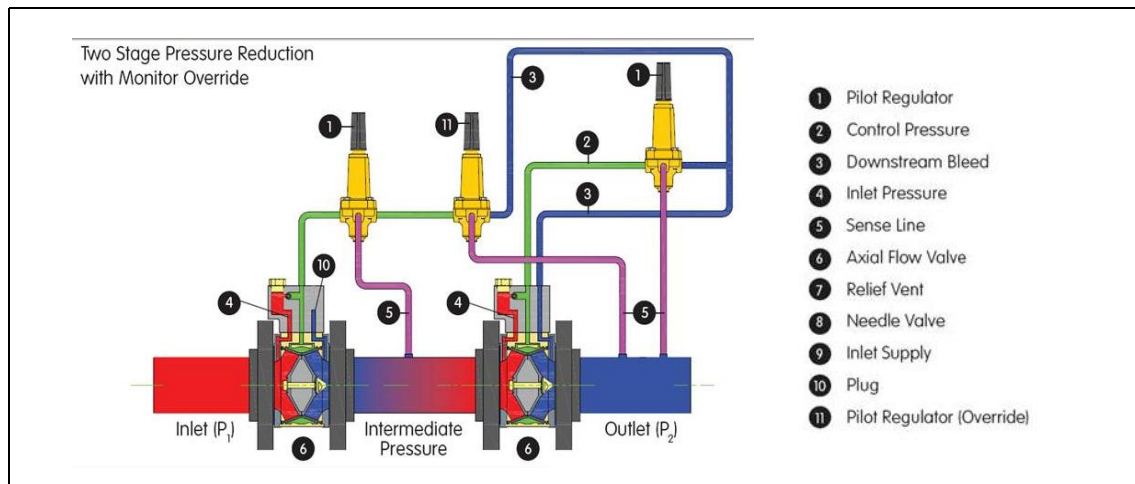
5.7.2.2 Sistema de Regulación: Consta de varios componentes secundarios como lo son las válvulas de corte para habilitar el paso de flujo, elementos de Instrumentación electrónica como transmisores de presión y/o temperatura, Instrumentación análoga como manómetros o indicadores de presión, y los componentes principales que son los reguladores, que en su mayoría corresponden a reguladores axiales y reguladores de diafragma. La función principal de este sistema es regular la presión del gas que entra a la estación a un promedio de 1.200 PSI, y que debe ser entregada a 60 PSI o 250 PSI de acuerdo a las especificaciones registradas en el contrato de transporte para cada cliente.

Figura 16. Componentes sistema de regulación – regulador axial y tipo zsc



Fuente: TGI S.A E.S.P. Sistema de Regulación, City Gate tipo uno.

Figura 17: Conexión reguladores axiales de tipo (monitor / trabajador)



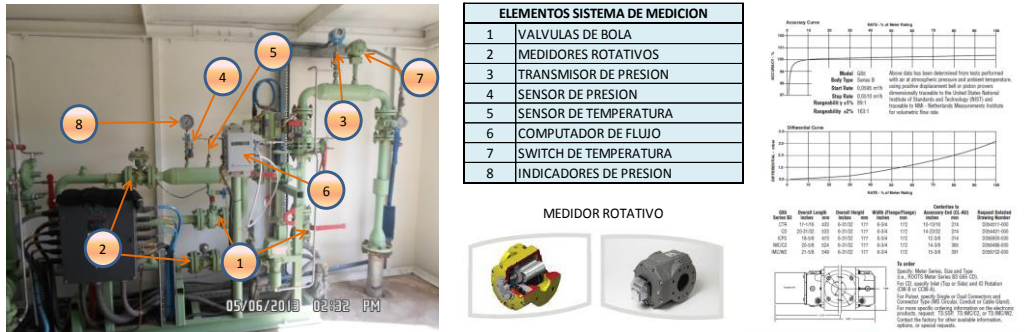
Fuente: Elster American Meter, Boletín técnico válvulas de flujo axial. P 15.

<<http://www.elster-americanmeter.com>>

5.7.2.3 Sistema de Medición: Contiene los medidores a través de los cuales se registra en flujo de gas entregado y que tiene varios componentes como son: un elemento primario o medidor, un elemento secundario o transductor de presión y temperatura y un elemento terciario o Computador de flujo, los cuales se integran y sincronizan para realizar la medición exacta del gas entregado y consumido por el cliente, además

poseen la facilidad de transmitir datos y brindar reportes horarios, diarios e informes de todos los registros.

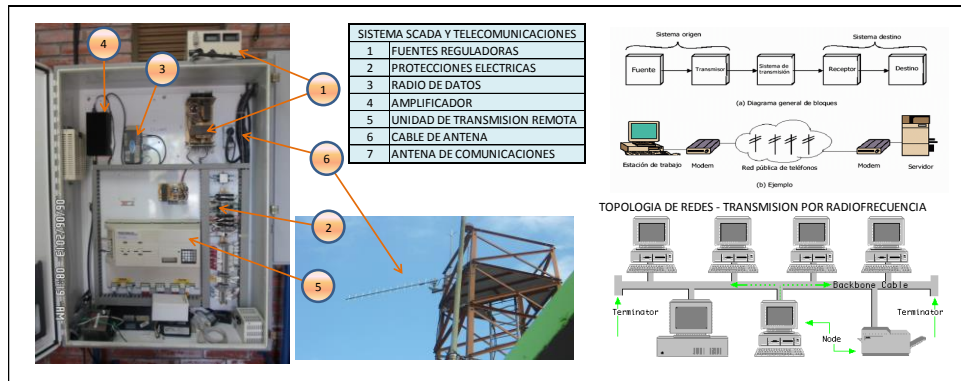
Figura 18. Componentes sistema de medición, ficha técnica medidor rotativo



Fuente: TGI S.A E.S.P. Sistema de Medición, City Gate tipo uno.

5.7.2.4 Sistema de Scada y Telecomunicaciones: su función principal es capturar los registros de variables operativas como son presión, flujo, temperatura, volumen y transmitirlos al Centro Principal de Control (CPC), por medio de algunos equipos conectados en línea como son: RTU o unidad de transmisión remota, Radios y/o modem, antenas de telecomunicaciones. Se encuentran conectadas a sensores e instrumentos de medida, alarmas, protecciones y transmiten en tiempo real toda la información al operador.

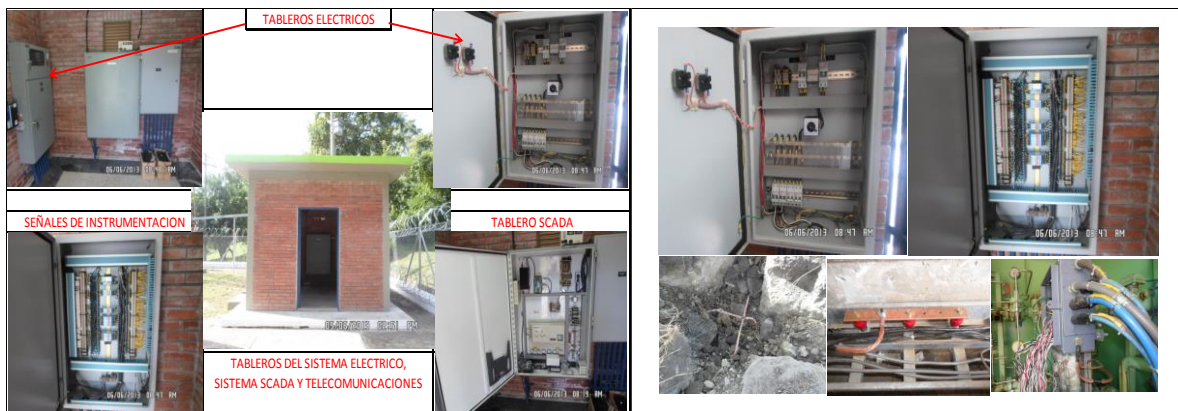
Figura 19. Componentes sistema Scada.



Fuente: TGI S.A E.S.P. Sistema de Scada City Gate Tipo uno.

5.7.2.5 Sistema Eléctrico – Sistemas de puesta a tierra: Corresponden a las fuentes de suministro eléctrico, cableados y protecciones eléctricas. Este sistema está ligado con el anterior llamado de Scada y telecomunicaciones, pero se adicionan las mallas a tierra, pararrayos y electrodos de cobre conectados a las protecciones eléctricas.

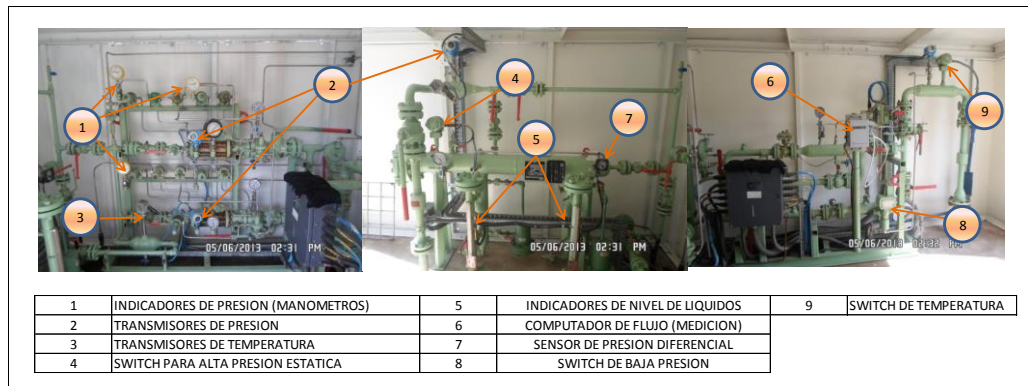
Figura 20. Componentes del sistema eléctrico y SPAT



Fuente: TGI S.A E.S.P. Sistemas eléctricos, City Gate tipo uno.

5.7.2.6 Genéricos de Instrumentacion: corresponden a todos los instrumentos sensores (RTD, transmisores de presión y temperatura, switches de alarmas y mecanismos de posición), que registran las diferentes variables operativas y mediante indicadores, conexiones y protocolos de conexión específicos, permiten la lectura y captura de los registros censados. Los indicadores facilitan la lectura que realiza el técnico de campo, mientras los transmisores electrónicos son leídos por equipos como un PLC, RTU, CONTROL WAVE o cualquier otra interface que completan el lazo de control y son transmitidos al operador en el Centro Principal de Control.

Figura 21. Componentes de Instrumentación y control.



Fuente: TGI SA ESP. Imágenes City Gate tipo uno.

5.7.3 Identificación de Fallas Funcionales: Dentro del análisis de los equipos y sus fallas funcionales, debemos identificar sus funciones, las cuales se han clasificado de acuerdo a los sistemas que componen la estación:

5.7.3.1 Sistema de Filtración: como su función principal es retirar las impurezas o suciedad y las trazas de humedad o líquidos condensados existentes en el gas natural, para garantizar en el primer caso, que los sistemas de regulación y medición no se vean obstruidos o frenados por la suciedad y que el hidrocarburo entregado contenga humedad dentro de los parámetros exigido en las reglamentaciones existentes. Para todos los casos, la función inherente del sistema es filtrar, la falta de esta función sería:

- No filtrar: condición inaceptable.
- filtrar deficientemente: condición inaceptable, ya que permitiría paso de suciedad como también entregar gas con humedad fuera de especificaciones que generarían consecuencias similares a la pérdida total de la función.

5.7.3.2 Sistema de Regulación: su función Principal es regular o reducir la presión dentro de los rangos acordados contractualmente. La pérdida de la función sería no regular, o regular deficientemente.

- **No regular:** sería causado por la mala operación de los elementos y genera la no entrega de gas al cliente:
- **Regular deficientemente:** Puede ser, aumentar el rango de presión requerido a la salida, lo cual activaría las protecciones por alta presión de salida en la estación y su consecuente cierre, para evitar daño en las tuberías o polietilenos de los clientes debido a la alta presión.
- **Regular deficientemente:** Puede ser, reducir el rango de presión requerido a la salida, lo cual no permitiría entregar el gas necesario, evidenciando un volumen entregado por debajo del volumen consumido por el cliente y la continua pérdida de presión, que generaría desabastecimiento y por último la condición de cierre por baja presión. La protección de cierre por baja, se genera cuando la presión de salida es tan baja que se puede suponer pérdida de gas por rotura de la tubería del cliente y necesidad de cierre de la estación.

5.7.3.3 Sistema de Medición: Su función es medir el gas entregado al cliente para poder generar la facturación, su falta de función es no medir o medir deficientemente, que para ambos casos generarían incongruencias y falta de información clave para continuar con el proceso administrativo siguiente y no pueden ser admisibles, toda vez que serán motivo de quejas ante la (SSPD) Superintendencia de servicios públicos por parte del cliente al no ver soportes de los consumos facturados.

5.7.3.4 Sistema de Comunicaciones: Este sistema, posee elementos electrónicos para la captura y transmisión de datos al Centro Principal de Control CPC, por lo tanto su función principal es Transmitir los datos capturados en tiempo real, la pérdida de función es no transmitir los datos, o realizar una transmisión intermitente. Tanto la falta completa o la deficiencia en la ejecución de la función no brindan la confiabilidad

necesaria para que el operador controle y supervise las variables de la estación, por lo tanto ambas son inadmisibles.

5.7.3.5 Sistema eléctrico y puesta a tierra: la función principal es brindar el suministro eléctrico y la protección por descargas eléctricas o por corto circuito. La pérdida de la función es no proteger el sistema eléctrico de la estación, proteger deficientemente será igual que no proteger ya que la función de protección no será realizada. Este sistema, pese a no intervenir en los procesos principales de la estación, se ha considerado como importante, debido a los cambios tecnológicos y la utilización de muchos equipos electrónicos que requieren protección eléctrica eficiente, acompañado del continuo accionar delincuencial que hurtan las partes de cobre y mallas a tierra poniendo en riesgo su funcionamiento.

5.7.3.6 Genéricos de Instrumentación y control: compuestos por elementos sensores de presión, temperatura, volumen y características del gas, una parte son análogos y otros electrónicos, su función es indicar el valor de la variable censada, la falta de la función puede evidenciarse en no indicar o permitir leer el valor de la variable o mostrar un valor errado.

- La pérdida de la total de la función, genera deficiencias en la operación del sistema y pérdida del control de las variables. No admisible.
- La ejecución deficiente o errada, genera deficiencias en la operación y falsas alarmas asociadas a los límites de operación de la estación. No admisible.

5.7.4 Identificación de modos de falla: En el siguiente cuadro, se detallan los modos de falla para cada función de manera simplificada, clasificados de acuerdo a los diferentes sistemas que componen la Estación analizada. Debido a que no se tienen registros históricos de las fallas, las frecuencias y los tiempos promedios de falla, mantenimiento y puesta en operación nuevamente, se acude a la experiencia del personal técnico del distrito, por

lo tanto, se adicionan el número de fallas por año, tomando como base la operación los últimos 10 años.

Tabla 6. Modos de fallo City Gate Guayabal

Función	Falla Funcional	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Genera Lucro Cesante (SI - NO)	Efecto de Falla
CITY GATE GUAYABAL	No entrega gas	gas Natural	0,1	SI	Evidente/No evidente: SI - Afecta SHA:SI Efecto operacional (síntomas): Acción correctiva:
	Entrega fuera de especificaciones		0,1	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: SI Efecto operacional (síntomas): Acción correctiva:
Sistema de Filtración	No Filtra	Elemento filtrante	1	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: SI Efecto operacional (síntomas): Incremento de la presión diferencial. Acción correctiva: Cambio de elementos filtrantes.
	Filtra deficiente	Sistemas de drenajes	0,5	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): No hay evacuación de líquidos. Acción correctiva: Desarme y limpieza.
Sistema de regulación	No regula/Regula Deficiente	Dispositivos de regulación (mangas, pilotos, restrictores)	6	SI	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Caída o aumento de presión. Acción correctiva: Revisión del sistema de regulación.
		Dispositivo de regulación	6	SI	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Caída o aumento de presión. Acción correctiva: Desmante y cambio de partes internas.
		Actuador de regulación	6	SI	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Caída o aumento de presión. Acción correctiva: Desmante y cambio de partes internas.
Sistema de Medición	No mide/mide deficiente	Elemento primario	0,1	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): No hay medición o mide mal. Acción correctiva: Desmante e inspección de partes internas.
		Elementos secundarios (Transductores de P y T)	0,1	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): No indica el valor correcto de la variable o lo indica mal. Acción correctiva: Recalibración o cambio.
		Elemento terciario	0,1	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Cálculos erróneos fuera de comunicación con la remota. Acción correctiva: Revisión de su configuración y componentes.
Genéricos instrumentación y control	No indica valor o falso valor	Indicadores de presión	0,2	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Incorrecta indicación de la variable. Acción correctiva: Recalibración o cambio de elementos.
		indicadores de temperatura	0,2	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Incorrecta indicación de la variable. Acción correctiva: Recalibración o cambio de elementos.
Sistema de puesta a tierra	No protege	Pararrayos	0,05	NO	Evidente / No evidente: NO Afecta SHA: SI Efecto operacional (síntomas): No hay síntomas. Acción correctiva: Reposición del elemento.
		Malla de puesta a tierra	0,05	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Aumenta la resistividad. Acción correctiva: Revisión de empalmes, varillas.
		Barraje equipotencial	0,05	NO	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: NO Efecto operacional (síntomas): Mal contacto. Acción correctiva: Cambio de elementos.

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Modos de falla consolidados en el Distrito II. Excel. 2011.<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tqi.com.co.

5.7.5 Evaluación de consecuencias de las fallas.

Teniendo en cuenta los criterios de tiempos de la falla, el lucro cesante y las penalizaciones, se calcula el costo por no prestar el servicio de transporte de gas en el punto de salida, soportado en la información del área comercial y de operaciones de la compañía. Se determina que la Estacion de Guayabal posee un alto riesgo económico debido a la alta frecuencia de fallas tan alta.

Tabla 7. Volumen de gas transportado y costos asociados

UBICACIÓN	SISTEMA CRITICO	TRAMO O PUNTO DE SALIDA	VOLUMEN PROMEDIO TRANSPORTADO (MMSCFD) PROMEDIO 2011	LUCRO CESANTE DIA		PENALIZACIONES
				US \$	\$	
DISTRITO 2	CITY GATE LOS PINOS	LOS PINOS, CRESERGAS, SURGAS	PINOS 4551 CRESERGAS 0,242 SURGAS0,338	6.047	5.243	8.851
	CITY GATE GUAYABAL	GUAYABAL	0,041	69	58.239	71
	CITY GATE HONDA	HONDA	0,112	169	138	193

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales Documento de Excel. 2011 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Conociendo los costos por lucro cesante y penalización asociados a la falla, se determinarán los costos directos, correspondientes a repuestos y mano de obra, que se pueden causar con la ocurrencia, teniendo en cuenta salarios, viáticos, parafiscales, alquiler de vehículos y equipos, costos de transporte. Estos valores serán usados para calcular el riesgo para cada modo de falla mediante la siguiente ecuación y será proyectado a un año, con la frecuencia de fallas sugerida.

$$R = FF \times [(TPPR \times IP) + ICD + ISHA] = \text{USD/año}$$

Dónde,

R: Riesgo Económico

FF: Frecuencia de fallas por año: fallas/año

TPPR: Tiempo promedio para reparar: horas/falla

IP: Impacto en producción por hora: USD/hora

ICD: Impacto en costos directos de reparación: USD/hora

ISHA: Impacto en seguridad, salud, medio ambiente: USD/hora

Tabla 8. Cálculo de riesgo al año para cada modo de fallo.

Función	Falla Funcional	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Genera Lucro Cesante (SI - NO)	Efecto de Falla	TPP R horas	Imp. Prod. \$/hora	Costo directo por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año
CITY GATE GUAYABA	No entrega gas	gas Natural	0,1	SI	Evidente / No evidente: Afecta SHA: Efecto operacional (síntomas): Acción correctiva:	2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Entrega fuera de especificación		0,1	NO	Evidente / No evidente: Afecta SHA: Efecto operacional (síntomas): Acción correctiva:	2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Sistema de Filtración	No Filtra	Elemento filtrante	1	NO	Evidente /No evidente: si Afecta SHA: si Efecto operacional (síntomas): Incremento de la presión diferencial. Acción correctiva: Cambio de elementos filtrantes.	2	\$ -	\$ 210	\$ -	\$ 210
	Filtra deficiente	Sistemas de drenajes	0,5	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): No hay evacuación de líquidos. Acción correctiva: Desarme y limpieza.	2	\$ -	\$ 140	\$ -	\$ 70
Sistema de regulación	No regula/Regula Deficiente	Dispositivos de regulación (mangas, pilotos, bloques restrictores)	6	SI	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): Caída o aumento de presión. Acción correctiva: Revisión del sistema de regulación.	16	\$ 3	\$ 1.928	\$ 71	\$ 12.323
		Dispositivo de control de regulación	6	SI	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): Caída o aumento de presión. Acción correctiva: Desmonte y cambio de partes internas.	6	\$ 3	\$ 753	\$ 71	\$ 5.065
		Actuador de regulación	6	SI	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): Caída o aumento de presión. Acción correctiva: Desmonte y cambio de partes internas.	8	\$ 3	\$ 559	\$ 71	\$ 3.946
Sistema de Medición	No mide/mide deficiente	Elemento primario	0,1	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): No hay medición o mide mal. Acción correctiva: Desmonte e inspección de partes internas.	6	\$ -	\$ 1.797	\$ -	\$ 180
		Elementos secundarios (Transductores de P y T)	0,1	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): No indica el valor correcto de la variable o lo indica mal. Acción correctiva: Recalibración o cambio.	2	\$ -	\$ 71	\$ -	\$ 7
		Elemento terciario	0,1	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): Cálculos erróneos fuera de comunicación con la remota. Acción correctiva: Revisión de su configuración y componentes.	3	\$ -	\$ 104	\$ -	\$ 10
Genéricos instrumentación y control	No indica valor o falso valor	Indicadores de presión	0,2	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): Incorrecta indicación de la variable. Acción correctiva: Recalibración o cambio de elementos.	1	\$ -	\$ 71	\$ -	\$ 14
		indicadores de temperatura	0,2	NO	Evidente / No evidente: si Afecta SHA: no Efecto operacional (síntomas): Incorrecta indicación de la variable. Acción correctiva: Recalibración o cambio de elementos.	1	\$ -	\$ 71	\$ -	\$ 14
Sistema de puesta a tierra	No protege	Pararrayos	0,05	NO	Evidente / No evidente: No Afecta SHA: Si Efecto operacional (síntomas): No hay síntomas. Acción correctiva: Reposición del elemento.	8	\$ -	\$ 352	\$ -	\$ 18

		Malla de puesta a tierra	0,05	NO	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Aumenta la resistividad. Acción correctiva: Revisión de empalmes, varillas.	8	\$ -	\$ 1.130	\$ -	\$ 57
		Barraje equipotencial	0,05	NO	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Mal contacto. Acción correctiva: Cambio de elementos.	8	\$ -	\$ 638	\$ -	\$ 32

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Distrito 2. Documento de Excel. 2011 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

5.7.6 Análisis de aplicación. De acuerdo con las fallas identificadas, y su nivel de riesgo económico, es necesario conocer la proyección de las fallas al año, utilizando las frecuencias sugeridas para su ocurrencia, lo que finalmente permite conocer un estimado de costo al año de la Estación por el riesgo de ocurrencia de las fallas identificadas.

Tabla 9. Calculo de riesgo económico al año.

EMPLAZAMIENTO	RIESGO USD/AÑO
CITY GATE LOS PINOS	\$ 10.329,19
CITY GATE GUAYABAL	\$ 22.239,00
CITI GATE HONDA	\$ 9.362,66

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Distrito 2. Documento de Excel. 2011 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Conociendo el costo total del riesgo, estimado en USD 22.239, se procede mediante la aplicación del “principio de Pareto”¹³, a seleccionar los modos de falla en los componentes cuyo riesgo corresponde al 80% del riesgo económico de toda la Estación, considerándolos de mayor importancia o sistemas críticos que requieren mayor cantidad de recursos y atención. Estos sistemas identificados como críticos, corresponden a los componentes del sistema de regulación.

¹³ También conocida como regla del 80-20, que recibe el nombre en honor a Wilfredo Pareto quien lo enunció por primera vez, al comparar la sociedad de la época y es aplicado actualmente en todos los campos como la economía la ingeniería, la política entre otros, evidenciando que El 20% del esfuerzo genera el 80% de los resultados.

5.7.7 Actividades preventivas: Establecidas las fallas e identificados los modos de falla, resaltando su riesgo y definida su criticidad, se propone a continuación en la tabla anexa, las actividades de mantenimiento para cada uno denominándolos como ítem mantenible, adicionando una tabla de tiempos que permita más adelante el cálculo de los costos y definir su prioridad.

Tabla 10. Cuadro de actividades preventivas.

Sub-sistema	Denominación ubicación técnica	Descripción breve Operación	Duración normal
Sistema Filtración	City Gate Guayabal	cambio elementos filtrantes	3,0
		Insp. y/o cambio elementos filtrantes	1,0
		Revisión sistema de drenaje Filtros	0,3
		Mantenimiento indicadores de presión	1,0
		Inspección diferencial presión filtros	0,3
		Mantto Drenaje de filtros	4,0
		Insp. indicadores nivel y vál.sist.filt.	0,5
Sistema calentamiento	City Gate Guayabal	Revi. espesores vasijas sist. de filtr.	2,0
		Mto. sistema energía calentador	2,0
		Mto. sistema gas combustible calentador	2,0
		Inspección intercambiador de calor	2,0
Sistema de Regulacion	City Gate Guayabal	Mto. sistema de control calentador	1,0
		Inspección dispositivos regulación	1,0
		Inspección control de regulación	1,0
		Inspección actuador de regulación	1,0
		Pruebas operativas sistema de regulación	0,7
		Mantenimiento de mangas sistema de regulación	5,0
		Mantto internos control sistema de reg.	5,0
		Calibración ind. de presión sist. regul.	2,0
		Calibración válvulas PSV	1,0
		Soporte Calibración válvulas PSV	1,0
Calibración y pruebas actuador val. ESDV	1,0		
Sistema de Medición	City Gate Guayabal	Diag. elemento primario de medición	8,0
		Cali. y verif. elemento medición presión	2,0
		Cali. y verif. elemento medición temper.	2,0
		Confirmación Metroológica	8,0
Sistema Scada y telecomunicaciones	City Gate Guayabal	Revisión sist. control protección scada	1,0
		Insp. y Mto Sistema alimentación scada	1,0
		Inspección antenas y parrayos	1,0
		Revi. elementos y componentes del scada	2,0
		Revisión Banco de Baterías	0,3
		Inspección, Instalación locativa Scada	0,5
		Revisión panel solar	0,5
		Pruebas operativas Scada	0,5
Genéricos de Instrumentacion	City Gate Guayabal	Mantenimiento indicadores de presión	1,0
		Mantenimiento indicadores temperatura	1,0
Sistema eléctrico SPAT	City Gate Guayabal	Mantenimiento Pararrayo	1,0
		Mantenimiento malla de puesta a tierra	1,0
		Mantenimiento Barraje equipotencial	1,0
		instalaciones locativas	1,0
		Inspección y Mantenimiento locativa	1,0
		Verif. Sist. tierras asociados scada	0,3
		Insp. Sistemas tierras asociados Scada	1,5
Verificación estado cableado eléctrico	3,0		

Fuente. TGI S.A. E.S.P. Actividades preventivas. City Gates tipo uno, Documento de Excel.

2012<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

5.7.8 Selección de actividades de mantenimiento.

De acuerdo con las actividades de mantenimiento propuestas, seleccionamos las más efectivas, teniendo en cuenta las frecuencias de ejecución, buscando reducir los costos de mantenimiento a niveles óptimos. Se aplicarán los criterios definidos en el cálculo de riesgo, direccionando la mayor cantidad de recursos en los ítem mantenibles de mayor impacto, los sistemas que no generan alta criticidad serán atendidas por mantenimiento a condición y mantenimiento a falla o correctivo.

Previa a esta selección, se encuentra que para los sistema de regulación, la falla que genera el mayor impacto de la Estación, lo cual, no permite realizar una reducción de costos en el plan de mantenimiento sin afectar la confiabilidad, por lo frágil del sistema y las condiciones operativas de la Estación. Adicionalmente, Las condiciones de diseño, serán llevadas a los límites debido a los últimos cambios operativos del sistema de transporte, que ha cambiado el perfil de presiones en algunos tramos de tubería.

La entrada en operación de la Estacion Compresora de Gas en el municipio de Mariquita, genera un perfil de presión cercanos a 1200 PSI, en los City Gates ubicados dentro del tramo Mariquita – Gualanday, generando un rango de operación al límite de diseño en los sistemas de regulación, lo que a su vez demanda una frecuencia alta de actividades de inspección. Se propone realizar análisis y mejoramiento de la Estacion de Guayabal y las estaciones cercanas a la descarga de la Estación compresora, como requerimiento previo a la implementación de un plan nuevo de mantenimiento.

Tabla 11. Frecuencia plan propuesto de actividades preventivas.

SUB SISTEMA	DESCRIPCION BREVE ACTIVIDAD	HR	FRECUENCIA (MESES)					
			1 MES	CADA 3	CADA 6	CADA 12	Pr CONDICI ON	A FALLA
Sistema Filtracion	cambio elementos filtrantes	3,0				X		
	Insp. y/o cambio elementos filtrantes	1,0			X			
	Revisión sistema de drenaje Filtros	0,3			X			
	Mantenimiento indicadores de presión	1,0				X		
	Inspección diferencial presión filtros	0,3		X				
	Mantto Drenaje de filtros	4,0					X	
	Insp. indicadores nivel y vál.sist.filt.	0,5		X				
	Revi. espesores vasijas sist. de filtr.	2,0				X		
	Sistema de Regulación	Inspección dispositivos regulación	1,0		X			
Inspección control de regulación		1,0		X				
	Inspección actuador de regulación	1,0		X				
	Pruebas operativas sistema de regulación	0,7		X				
	Mantenimiento de mangas sistema de regulación	5,0				X		
	Mantto internos control sistema de reg.	5,0				X		
	Calibración ind. de presión sist. regul.	2,0			X			
	Calibración válvulas PSV	1,0				X		
	Soporte Calibración válvulas PSV	1,0				X		
	Calibración y pruebas actuador val. ESDV	1,0				X		
Sistema de Medición	Diag. elemento primario de medición	8,0				X		
	Cali. y verif. elemento medición presión	2,0	X					
	Cali. y verif. elemento medición temper.	2,0	X					
	Confirmación Metrológica	8,0				X		
Sistema Scada y telecomunicaciones	Revisión sist. control protección scada	1,0		X				
	Insp. y Mtto Sistema alimentación Scada	1,0		X				
	Inspección antenas y pararrayos	1,0					X	
	Revi. elementos y componentes del Scada	2,0		X				
	Revisión Banco de Baterías	0,3		X				
	Inspección, Instalación locativa Scada	0,5			X			
	Revisión panel solar	0,5		X				
	Pruebas operativas Scada	0,5		X				
Genéricos de Instrumentación	Mantenimiento indicadores de presión	1,0				X		
	Mantenimiento indicadores temperatura	1,0				X		
Sistema eléctrico SPAT	Mantenimiento Pararrayo	1,0						X
	Mantenimiento malla de puesta a tierra	1,0						X
	Mantenimiento Barraje equipotencial	1,0						X
	Insp. instalaciones locativas	1,0			X			
	Inspección y Mantenimiento locativa	1,0				X		
	Verif. Sist. tierras asociados Scada	0,3			X			
	Insp. Sistemas tierras asociados Scada	1,5				X		
	Verificación estado cableado eléctrico	3,0			X			

Fuente. TGI S.A E.S.P. Actividades preventivas. City Gates tipo uno, Documento de Excel. 2012 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

5.7.9 Establecer criterios para definir el plan de mantenimiento:

Se presenta un análisis de costos, listando por modos de fallas las actividades de mantenimiento, comparando el mantenimiento actual contra el mantenimiento propuesto con RCM. Se considera de vital importancia, realizar un análisis de las fallas (RCA – Ver Punto 5.8) al sistema de regulación y aplicación de los correctivos generados de este, como condición para que entren en vigencia las nuevas frecuencias basadas en RCM.

Tabla 12. Costos de Mantenimiento actual versus el Propuesto con RCM

Costo Alquiler Camioneta: COL\$/Hora								\$	29.000,00
Gasolina: COL\$/Hora								\$	30.000,00
Costo Peajes Promedio: COL\$								\$	7.100,00
Salario Promedio Mecánico-Instrumentista COL\$/Hora								\$	25.000,00
Horas Transporte desde la Base: Horas									0,5
Numero de peajes desde la Base: #									0
TRM									1900

MODO DE FALLA	DIARIO	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	SEMESTRAL	ANUAL	ANUAL9	COSTO COL\$/AÑO	
										TRIMESTRAL	SEMESTRAL
Elemento filtrante						x			\$ 318.800,0	x	\$ 381.333
Sistemas de drenajes						x			\$ 128.800,0	x	\$ 151.333
Dispositivos de regulación (mangas, pilotos, bloques restrictores)						x			\$ 818.800,0	x	\$ 1.631.333
Dispositivo de control de regulación						x			\$ 518.800,0	x	\$ 1.031.333
Actuador de regulación						x			\$ 158.800,0	x	\$ 311.333
Elemento primario							x		\$ 104.000,0	x	\$ 46.500
Elementos secundarios (Transductores de P y T)				x					\$ 108.000,0		\$ 1.434.000
Elemento terciario				x					\$ 58.000,0		\$ 834.000
Indicadores de presión						x			\$ 288.800,0	x	\$ 285.666
indicadores de temperatura						x			\$ 288.800,0	x	\$ 285.666
Pararrayos							x		\$ 83.800,0	x	\$ 81.500
Malla de puesta a tierra							x		\$ 58.800,0	x	\$ 56.500
Barraje equipotencial							x		\$ 58.800,0	x	\$ 56.500
Instalaciones locativas				x					\$ 48.000,0	x	\$ 73.000

COSTO MTO ACTUAL USD/AÑO	\$ 6.318,95	COSTO MTO RCM USD/AÑO	\$ 3.505,26
---------------------------------	-----------------------	------------------------------	-----------------------

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe de aplicación piloto de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) Distrito 2. 2012. p 13
 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>.

Se aprecia una disminución estimada de USD\$ 2.814/año al pasar de las frecuencias anteriores a las nuevas basadas en la metodología de RCM, con las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda inspección por condición de la presión diferencial de los filtros semestral, sin necesidad de destaparlos, y se proyecta un mantenimiento preventivo anual considerando que el material de los filtros se hace permeable y no es posible evidenciarlo por el indicador de presión diferencial.
- El sistema de regulación, cambia la frecuencia de mantenimiento trimestral a semestral, se implementan actividades de inspección trimestrales sin reemplazo de partes. Una vez mejorado el sistema, se propone un mantenimiento general anual, para cambio de partes, actualmente la tasa de fallos es de 5.4 fallas/año, tiempo medio entre fallas 1599 horas (MTTF) 24 horas de tiempo promedio para la reparación (MTTR) y disponibilidad del 98.53%.
- A los sistemas de puesta a tierra, pararrayos y barrajes, se plantea una disminución de frecuencia para inspección de semestral a anual, debido a la baja tasa de fallos que presenta.

5.8 ANALISIS DE FALLAS (RCA)

El presente análisis, tiene por objetivo, encontrar la causa de las fallas en los sistemas de regulación, considerados los de mayor impacto y ocurrencia, para aplicar un correctivo que permita solucionarla y de esa manera, aumentar la frecuencia o el tiempo entre inspecciones que se debe realizar a estos componentes, garantizando su confiabilidad y evitando la ocurrencia de fallas. Actualmente, genera un alto riesgo modificar la frecuencia de inspección, buscando reducir los costos evidenciados en el número de intervenciones por año que hace el área mantenimiento a los componentes de la regulación.

5.8.1 Alcance del Análisis Causa – Raíz: Se propone realizar el presente análisis, buscando mejorar la operación del City Gate de Guayabal, de manera que garantice la confiabilidad y disponibilidad necesaria para optimizar los recursos y facilitar la reducción de actividades de mantenimiento al igual que los costos asociados, optimizando recursos en la aplicación de la estrategia de mantenimiento basado en RCM.

5.8.2 Objetivo: Identificar las causas raíces primarias que ocasionan los fallos recurrentes del sistema de regulación en la estación y plantear las soluciones alternativas para resolver o mitigar este problema

5.8.3 Definición del problema encontrado.

- **Qué?** : La estación citada, presenta fallas operativas en el sistema de regulación y su consecuente cierre. Dejando sin el suministro de gas domiciliario a la población de Guayabal.
- **Cuando?:** Los hechos se han hecho repetitivos, en los meses de Marzo, Junio, Agosto, Noviembre, 2011, generando actividades adicionales correctivas.
- **Dónde?:** En el City Gate de Guayabal, de la Transportadora de gas Internacional.
- **Impacto a la Seguridad:** no se presenta ningún evento asociado a la seguridad del personal.
- **Impacto al Medio Ambiente:** no se evidencian impactos al medio ambiente.
- **Lucro Cesante:** se genera cierre de la estación, suspensión de la entrega por 5 horas, con un costo de estimado en \$ 350.00 USD.
- **Costos directos:** los costos directos involucran salarios, parafiscales, equipos, materiales, viáticos y traslados del personal al sitio, estimado en \$ 790.39 USD, por evento.
- **Frecuencia:** Se tienen un promedio de fallas en el año.
- **Riesgo económico Potencial (Frecuencia X Consecuencia) (USD/Año):** \$ 4.743 USD.

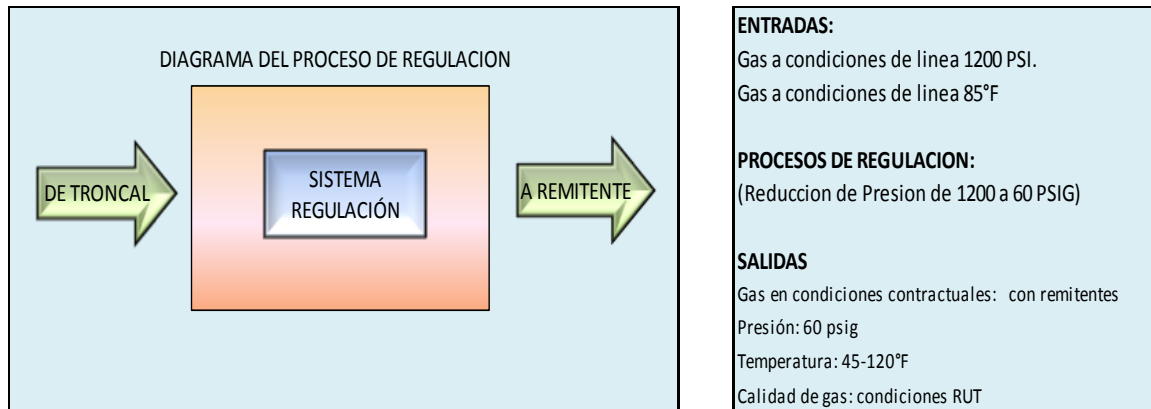
5.8.4 Antecedentes. La Estacion fue instalada en el año 1.996, con un tiempo de funcionamiento de 15 años al 2011 y posee históricos de fallas en la entrega que han generado diferentes actividades de mejoramiento así:

- En el año 2009 se reemplazó el sistema existente con reguladores tipo z por reguladores axiales, quedando un solo brazo de regulación con dos reguladores axiales y los pilotos tipo Z y tipo ZSC de control necesarios, aumentando la capacidad de entrega.
- A principios del año 2011 se cambiaron las canastillas de los reguladores axiales que generaban restricciones con capacidad de entrega del 20% por canastillas con capacidad de entrega del 75%.
- Durante el año 2011 se han realizado 6 intervenciones no programadas en el sistema de regulación, reemplazando las partes blandas de los reguladores pilotos (diafragmas) y los reguladores axiales (mangas).
- Se han aumentado las frecuencias de mantenimiento a cada 3 meses, con el fin de hacer un seguimiento minucioso a la operación de la Estacion y evitar los cierres inesperados.
- El perfil de presión del tramo Mariquita – Gualanday ha cambiado desde enero del año 2011, debido a la puesta en marcha de la Estacion compresora de gas de Mariquita ubicada a 19 Km del City Gate de Guayabal, aumentando el rango promedio de 800 a 1200 PSIG.

5.8.5 Definición del contexto Operacional.

La estación objeto de estudio, se encuentra ubicada conectada al gasoducto Centro Oriente en el tramo Mariquita – Gualanday en el PK 313+100 y su función es entregar gas a la población de Guayabal. La Estacion posee los sistemas definidos de filtración, regulación, medición, Instrumentacion, eléctricos y de telecomunicaciones, actualmente los problemas presentados se asocian directamente al sistema e regulación, por lo tanto no se requiere hacer una descomposición mayor.

Figura 22. Diagrama del proceso de regulación

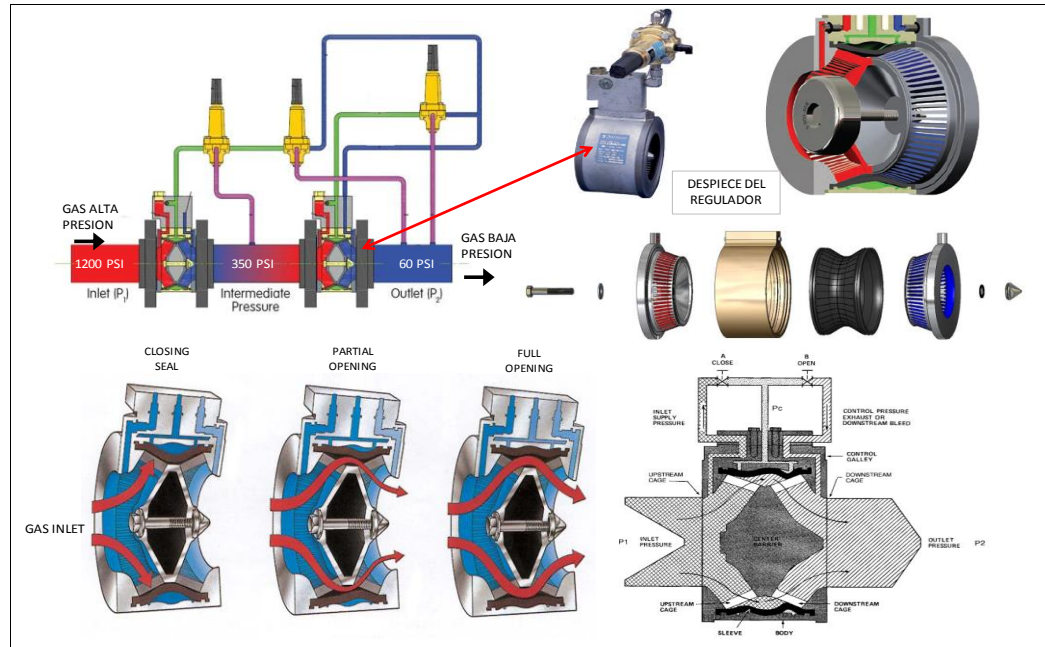


Fuente: El autor.

El sistema de regulación, opera con un brazo de regulación de la manera monitor - trabajador, lo que significa que tiene dos reguladores de tipo axial ubicados en serie que pueden realizar la tarea de reducir la presión de 1200 a 60 PSIG, y en caso de que falle el primero un segundo asumirá el control de la tarea.

Adicionalmente posee algunos reguladores piloto que permiten controlar la regulación y realizar el cambio de manera automática cuando falla el trabajador, como también, facilitan el ajuste para que ambos reguladores axiales en buen estado y modo normal de operación, se repartan el trabajo conformando un sistema de dos etapas, el primer axial reduce de 1200 a 350 PSIG y el segundo de 350 PSIG a 60. Se debe aclarar que el flujo de gas pasa a través de los reguladores axiales, los pilotos solo permiten ajustar el control.

Figura 23. Descripción de un regulador axial.



Fuente. Elster American meter. Axial Flow Valves. Technical bulletin. 2008. Disponible on line at <http://www.elster-americanmeter.com>.

5.8.6 Hallazgos: Dentro de las actividades de mantenimiento correctivas ejecutadas, se han evidenciado algunos síntomas y causas que reseñamos a continuación:

- Las partes blandas de los reguladores axiales (mangas) han presentado fisuras que evitan realizar la función de sello, permitiendo el paso de gas y generando la activación del cierre por alta. La Estacion posee un dispositivo (Slam Shut) que censa la señal de presión de salida y al aumentar por encima de 75 PSI cierra el paso de gas para proteger los ductos de polietileno del remitente que no resisten altas presiones.

Figura 24. Imágenes de mangas y diafragmas rotos



Fuente: TGI SA ESP. Mantenimiento sistema de regulación. City gate guayabal.

- Se ha encontrado polvillo o residuos en los reguladores piloto y axiales que taponan los orificios y canastillas ocasionando su mala operación y la pérdida de control del sistema de regulación. los análisis realizados, indican que son trazas de azufre o sulfuros (H_2S) que se encuentran en bajas proporciones dentro del flujo de gas y su contenido está reglamentado en el RUT.

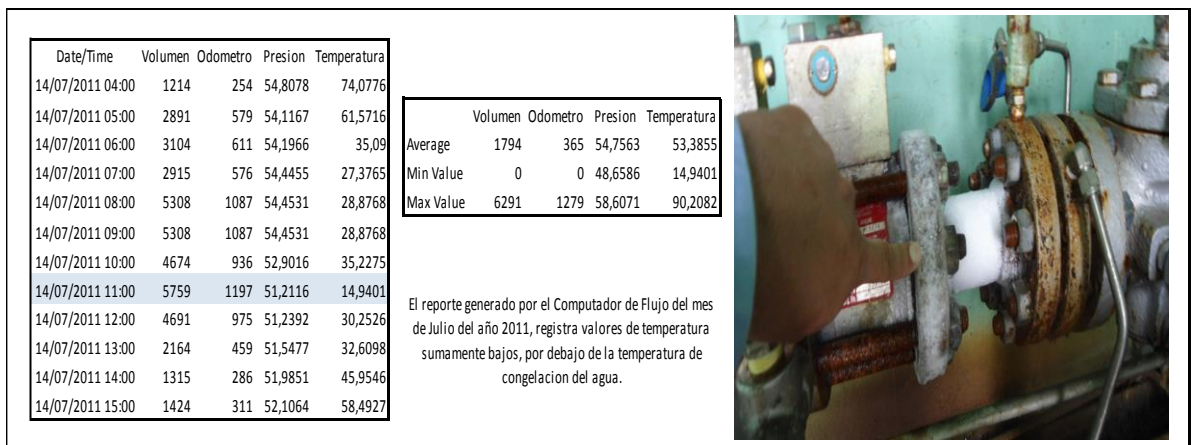
Figura 25. Imágenes de partes con polvillo de azufre.



Fuente: TGI SA ESP. Mantenimiento sistema de regulación. City gate guayabal.

- Se han encontrado condensados líquidos en los reguladores pilotos, que ocasionan su mala operación y deterioro de los diafragmas o partes blandas. Estos condensados son gases pesados que por efectos físicos se condensan.
- Se observa congelamiento en las tuberías a la salida de la Estacion, evidenciando bajas temperaturas en el flujo de entrega, de acuerdo a los reportes de medición la temperatura desciende hasta 15 °F

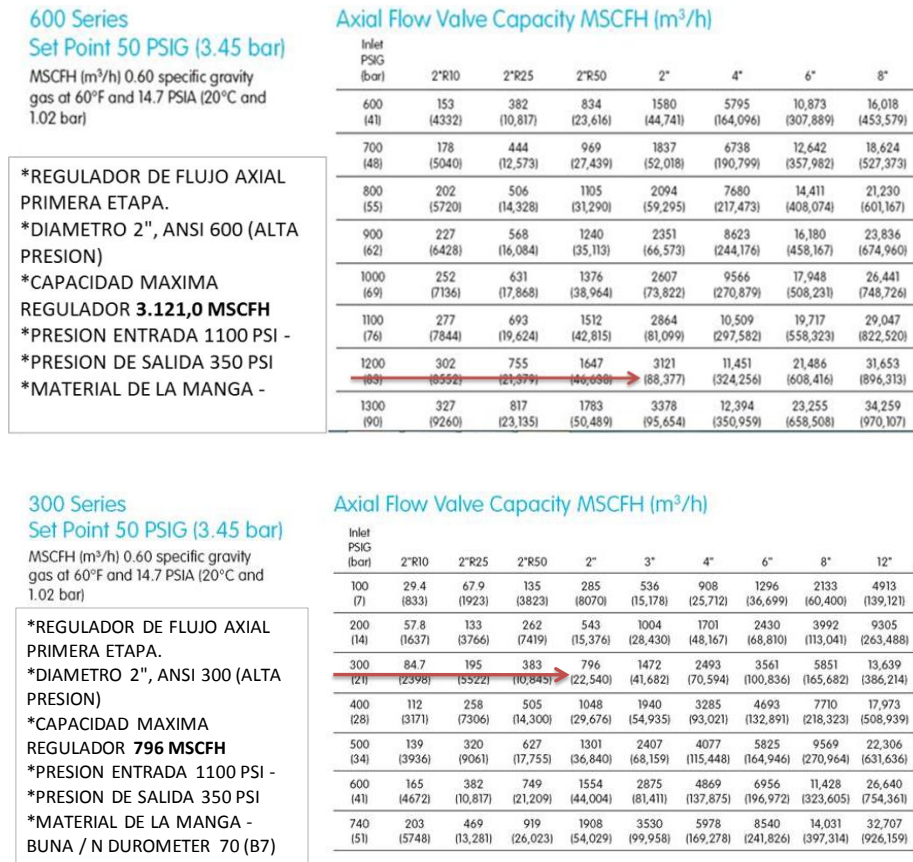
Figura 26. Registros de computador de flujo indica de baja temperatura.



Fuente: TGI SA ESP. Hallazgos en City Gate Guayabal. 2011.

- La Estacion no posee calentador de gas, siendo una deficiencia en el diseño.
- El flujo de la Estacion se observa dentro de lo normal, la entrega aumenta en las horas pico a 6.3 MSCFH (Miles de pies cúbicos estándar por hora) pero en ningún momento sobrepasa la capacidad máxima de los reguladores axiales instalados. El regulador de segunda etapa con más baja presión presenta la menor capacidad de entrega y es de 796 MSFCH, superando la demanda ampliamente. Esto evidencia que las mangas y los reguladores de tipo axial fueron seleccionados correctamente.

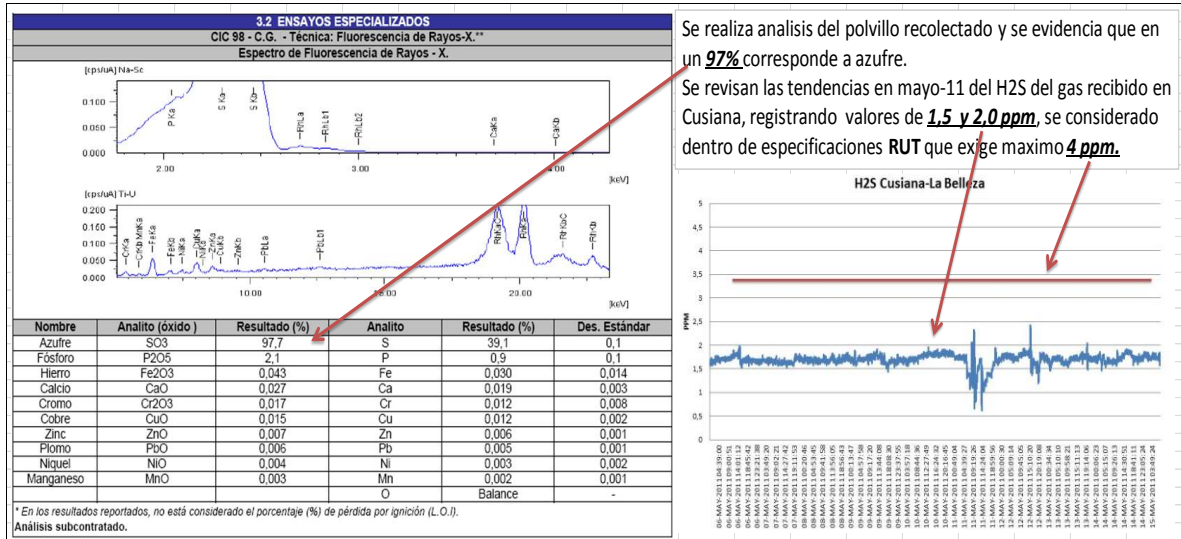
Figura 27. Descripción selección mangas para reguladores axiales.



Fuente. Elster American meter. Axial Flow Valves. Technical bulletin. 2008. Disponible on line at <http://www.elster-americanmeter.com>.

- El análisis del polvillo encontrado, evidencia que un 97% corresponde a azufre, estas trazas encontradas en el flujo de gas, se asocian al proceso de explotación y corresponde a contenidos de azufre mezclado en la formación, el gas proveniente de Cusiana posee el mayor contenido de H₂S (ácido sulfhídrico) o mal llamados sulfuros y de acuerdo a los analizadores posee una concentración entre 1.5 y 2 ppm. Para lo cual se compara con lo exigido en el Reglamento Único de Transporte que exige un contenido máximo de 4 ppm. Por lo tanto no se considera que este fuera de especificaciones.

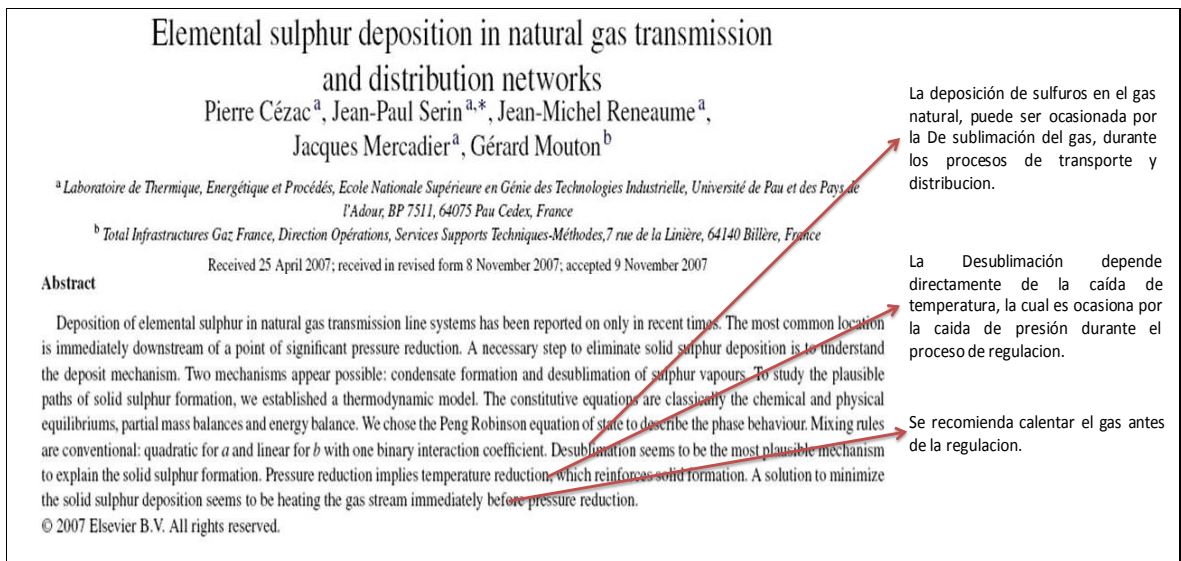
Figura 28. Información sobre análisis de azufre y (H2S) encontrado



Fuente: TGI SA ESP. Informes Integridad y CPC. 2011

- La deposición de sulfuros en los componentes del sistema de regulación, obedece a la de sublimación del gas natural, ocasionada por la reducción de temperatura durante los procesos de regulación o reducción de presión.

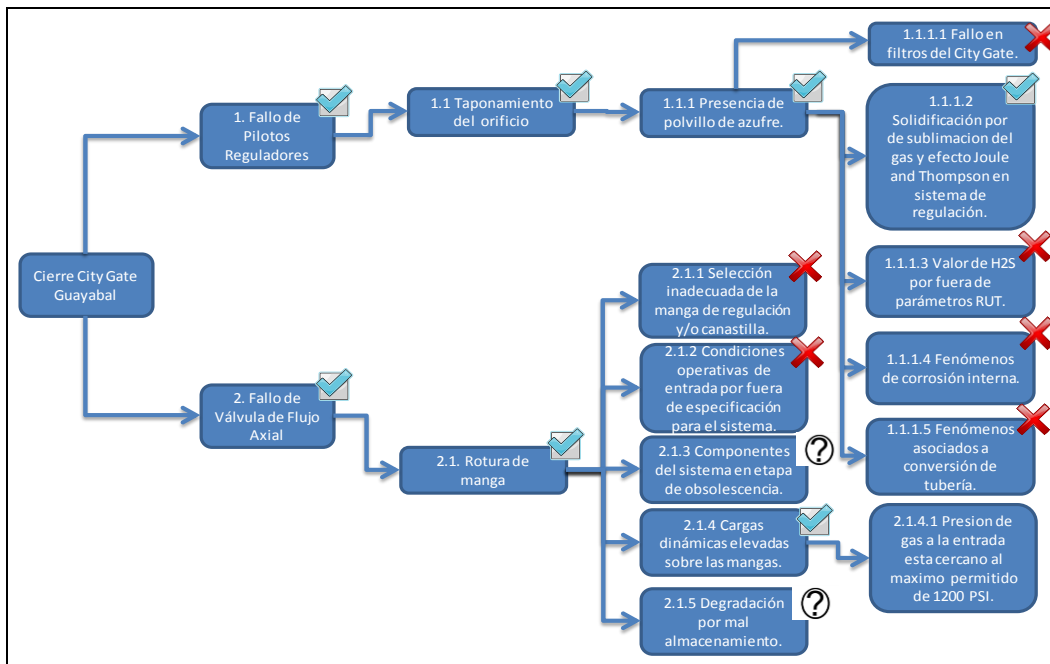
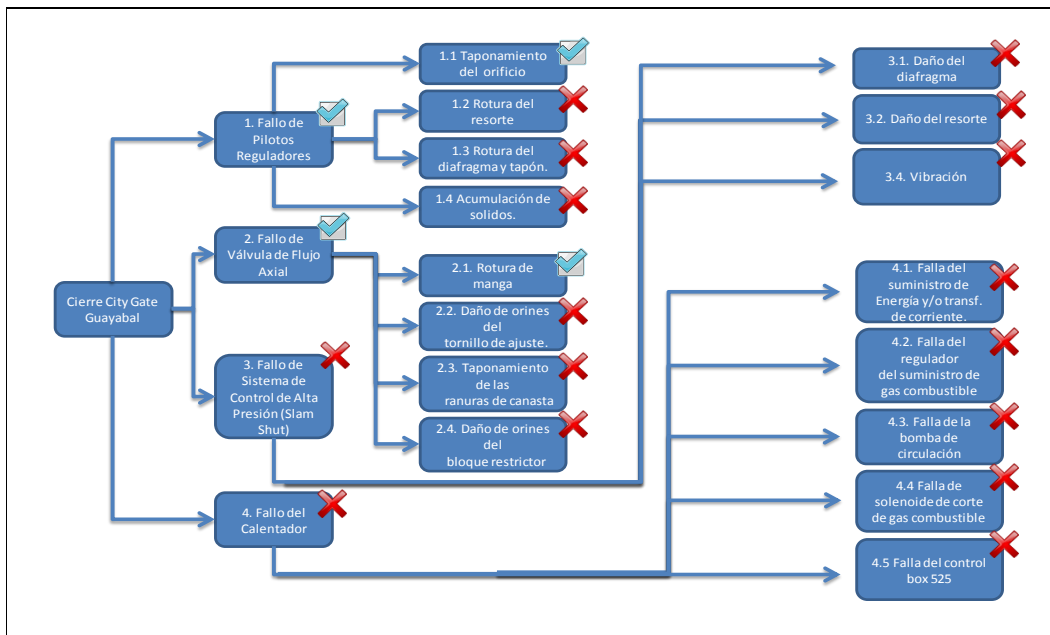
Figura 29. Ilustración sobre proceso de sublimación de gas natural.



Fuente: ScienceDirect. Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. Pierre Cézac, Jean-Paul Serin, Jean-Michel Reneaumea, Jacques Mercadier a, Gérard Moutonb. Available online at <http://www.sciencedirect.com>

5.8.7 Identificación de los modos de fallo: Después de analizada la información, mediante la utilización de un mapa detallamos las diferentes hipótesis posibles, como diagnóstico de los modos de falla.

Figura 30. Estructura árbol lógico.



Fuente. Análisis Causa Raíz. Documento pptx. 2012. El autor

5.8.8 Validación de la Hipótesis: Para determinar las causas raíces, se presenta a continuación las validaciones realizadas a cada hipótesis.

Tabla 13. Validación Hipótesis

Hipótesis	Argumentación	Validación
1.1.1.1 Fallo en filtros del City Gate.	No existe evidencia de polvillo o algún tipo de fallo dentro del filtro Peerless.	Descartado
1.1.1.2 Solidificación por de sublimación del gas y efecto Joule and Thompson en sistema de regulación.	Se valida según lo referenciado en el paper Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks Pierre C´ezac a, Jean-Paul Serin a,*, Jean-Michel Reneaumea, Jacques Mercadier a, Gérard Moutonb. Se evidencia en la presión diferencial que presenta el sistema de regulación, sobre todo la primera etapa de 1200 a 350 PSI. La reducción de presión genera reducción de temperatura y la consecuente solidificación de partículas (H2S).	Validado
1.1.1.3 Valor de H2S por fuera de parámetros RUT.	Se observan valores de H2S dentro del límite permitido por el RUT del gasoducto Cusiana-La Belleza.	Descartado
1.1.1.4 Fenómenos de corrosión interna.	Se descarta a través del área de integridad que exista algún proceso de <u>corrosión interna activa</u> que pudiese ocasionar la generación de polvillo de azufre.	Descartado
1.1.1.5 Fenómenos asociados a conversión de tubería.	El gasoducto fue convertido de Oleoducto a Gasoducto, sometido a revisión y reparación, opera desde 1997 como gasoducto, por lo tanto no se asocia su conversión a la generación de H2S o procesos corrosivos.	Descartado
2.1.1 Selección inadecuada de la manga de regulación y/o canastilla.	Se revisó la información del proveedor y fabricante, evidenciando que las mangas y canastillas utilizadas han sido seleccionadas acorde con la función, en diámetros, tipo de material y dureza, clasificación de presión, capacidad de flujo y tipo de fluido.	Descartado
2.1.2 Condiciones operativas por fuera de especificación para el sistema.	Los componentes principales del City Gate cumplen con las especificaciones para el tipo de fluido y condiciones operativas manejadas actualmente en la estación.	Descartado
2.1.3 Componentes del sistema en etapa de obsolescencia.	No se cuenta con datos de tiempo de vida esperado por diseño para los componentes del City Gate; sin embargo los CG llevan aproximadamente 17 años en servicio y pueden presentar desgaste en piezas mecánicas.	Probable
2.1.4 Cargas dinámicas elevadas sobre las mangas.	Existencia de un efecto erosivo sobre la manga generado por la velocidad del gas y diferencial de presión, efecto que se acentúa más en el primer regulador axial del brazo, evidenciando un mayor esfuerzo en la operación. Se pone al descubierto el aumento de presión en el perfil de la línea, debido a la entrada en operación de la estación compresora de Mariquita (enero 2011), llevando los sistemas de regulación al límite de operación. 1200 PSI.	Validado
2.1.5 Degradación por mal almacenamiento.	El material Buna-N de las mangas de 2x300 y 2x600 tiene una vida útil de almacenamiento de 2 años. Las mangas tienen una rotación menor a este tiempo. Y se cuenta con la técnica de almacenamiento recomendada por el fabricante.	Descartado

Fuente. Análisis Causa Raíz. Documento pptx. 2012. El autor.

5.8.9 Conclusión: se realiza la identificación de las causas físicas que han generado las fallas en el sistema de regulación de la siguiente manera:

5.8.9.1 La sobrecarga cíclica que soportan las mangas en los reguladores axiales, debido a la alta presión de entrada a la estación, que genera rompimiento de las mismas. Esta condición es evidenciada por la diferencial de presión que maneja el sistema de regulación y se acentúa desde la entrada en operación de la Estacion compresora de Mariquita.

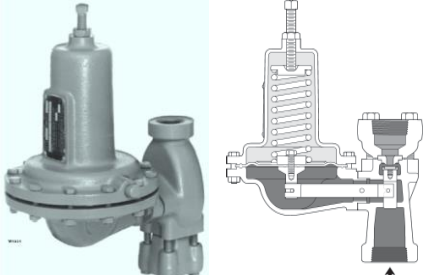
5.8.9.2 El taponamiento de los reguladores pilotos por la formación de sulfuros en el fluido, ocasionado por los cambios fuertes de temperatura, que a su vez son generados por los cambios fuertes de presión. Esta condición se evidencia en la diferencial de presión que maneja el sistema de regulación y en el congelamiento de las tuberías a la salida, confirmando la alta presión de entrada a la estación desde el inicio de operaciones en la ECG Mariquita.

5.8.10 Plan de Acción: Instalar una etapa de regulación adicional a la estación, será ubicada en la entrada y reducirá la presión a la mitad. Mejorando la operación de los reguladores axiales, ya que disminuirá lo magnitud de diferencial de presión que llegara a sus componentes, evitando la aparición de polvillo de azufre y evitando la sobre carga en las mangas, buscando alargar su vida útil y el número de intervenciones en el sistema.

Esta etapa de regulación no tendrá redundancia y debe ser de baja inversión, como también de fácil mantenimiento y consecución de repuestos, por lo tanto se propone instalar un regulador tipo Big Joe de Fischer que han sido utilizados por otras empresas del sector y operados con bajo presupuesto.

Figura 31. Diagramas selección regulador Big Joe de Fischer

Bulletin 71.1:630



REGULADOR BIG JOE TIPO 630 - CONEXION 1" NPT - ORIFICIO F 1/4"
 PRESION ENTRADA 750 A 1200 PSI (PRESS. OPERATIVA 1180 PSIG)
 PRESION SALIDA 275 - 500 PSI (PRESS. OPERATIVA 450 PSIG)
 FLUJO NOMINAL 69 MSCFH (MAX.FLUJO OPERATIVO 6,9 MSCFH)
 NOTA: LA PRESION DE ENTRADA, SE ELIGE EN BASE AL MENOR VALOR QUE PUEDE PRESENTARSE EN OPERACION PARA ASEGURAR QUE EL INSTRUMENTO SUMINISTRE EL CAUDAL NECESARIO.

Table 4. 1-inch Body Capacities (Based on 20% Droop) (continued)

OUTLET PRESSURE RANGE, SPRING PART NUMBER, AND COLOR	INLET PRESSURE, PSIG (bar)	OUTLET PRESSURE, PSIG (bar)	1-INCH BODY CAPACITIES IN SCFH (m ³ /h(n)) OF 0.6 SPECIFIC GRAVITY OF NATURAL GAS				
			Orifice Size, Inches (mm)				
			1/8 (3.2)	3/16 (4.8)	1/4 (6.4)	3/8 (9.5)	1/2 (12.7)
275 to 500 psig (19.0 to 34.5 bar) 1K370927082	300 (20.7)	400 (27.6)	6600 (177)	11,000 (295)	16,000 (429)	31,000 (831)	42,000 (1126)
		550 (37.9)	9700 (260)	18,000 (482)	23,000 (616)	44,000 (1179)	63,000 (1688)
		800 (41.4)	9600 (265)	19,000 (509)	26,000 (697)	48,000 (1286)	---
		700 (48.3)	11,000 (295)	23,000 (616)	30,000 (804)	54,000 (1447)	---
		800 (55.2)	13,000 (348)	29,000 (697)	35,000 (938)	61,000 (1635)	---
Yellow Stripe	400 (27.6)	900 (62.1)	15,000 (402)	29,000 (777)	39,000 (1045)	---	---
		1300 (89.6)	22,000 (590)	43,000 (1152)	58,000 (1554)	---	---
		1500 (103)	26,000 (697)	49,000 (1313)	---	---	---
		500 (34.5)	8300 (222)	16,000 (429)	24,000 (643)	44,000 (1179)	62,000 (1662)
		850 (44.8)	10,000 (268)	24,000 (643)	33,000 (894)	61,000 (1635)	86,000 (2305)
500 (34.5)	500 (34.5)	800 (55.2)	13,000 (348)	30,000 (804)	41,000 (1096)	76,000 (2037)	---
		900 (62.1)	15,000 (402)	34,000 (911)	49,000 (1313)	85,000 (2278)	---
		1000 (69)	17,000 (456)	38,000 (1018)	54,000 (1447)	---	---
		1200 (82.7)	20,000 (536)	46,000 (1233)	63,000 (1688)	---	---
		1400 (96.5)	24,000 (643)	55,000 (1474)	76,000 (2037)	---	---
500 (34.5)	500 (34.5)	1500 (103)	26,000 (697)	60,000 (1608)	---	---	---
		550 (37.9)	8700 (233)	16,000 (429)	26,000 (697)	50,000 (1340)	77,000 (2054)
		750 (51.7)	12,000 (322)	28,000 (750)	69,000 (1849)	78,000 (2090)	100,000 (2680)
		900 (62.1)	15,000 (402)	34,000 (911)	52,000 (1394)	92,000 (2466)	---
		1000 (69)	17,000 (456)	39,000 (1045)	60,000 (1608)	100,000 (2680)	---
1500 (103)	---	26,000 (697)	59,000 (1531)	72,000 (1830)	---	---	

Fuente: Fischer regulators. Bulletin 71.1:630. 1998. p 1 – 7. Available on line at <http://www.fischerregulators.com>

5.8.11 Plan de acción complementario: se considera importante ejecutar algunas actividades por considerarse relevante dentro de la ejecución de la solución.

Tabla 14. Plan de acción complementario.

Plan de Acción	Area Responsable	Fecha	Estado
1. Incrementar frecuencias de inspección de las mangas.	Confiabilidad - Planeación	mar-12	Ejecutado. Se realiza análisis Costo-Riesgo-Beneficio y se incrementan frecuencias de Insp. Preventiva cada 3 meses sin cambio de partes y un mantenimiento general al año con cambio de partes.
2. Ajustar nivel de criticidad para planeación.	Confiabilidad	mar-12	Ejecutado. Se ajusta el nivel de criticidad para el City gte de Guayabal.
3. Realizar limpieza al gasoducto de 6" tramo Mariquita - Gualanday	Integridad	Junio y Diciembre 2012	Pendiente.
4. Realizar muestreo fisicoquímico del gas que ingresa a gasoducto Mariquita - Gualanday	Integridad	Junio y Diciembre 2012	Pendiente.
5. Realizar análisis del costo del ciclo de vida para determinar la factibilidad de instalación etapa adicional de regulación a la entrada de los CG Guayabal.	Confiabilidad	mar-12	Ejecutado.
7. Coordinar reunión técnica con el personal de American Meter.	Confiabilidad	jun-12	Pendiente.

Fuente. Análisis Causa Raíz. Documento pptx. 2012. El autor

5.8.12 Análisis Costo – Riesgo – Beneficio:

A continuación se presenta los análisis realizados para estimar los costos y beneficios del análisis planteado frente al riesgo evidenciado.

Tabla 15. Valores asumidos para determinación de costos

COSTOS OPERATIVOS	MES	HORA	DESCRIPCION	MATERIALES USADOS	VALOR
SALARIOS + VIATICOS + PARAFISCAL	5.595.000	23.313	TECNICO	MANGAS AXIALES	420.000
SALARIOS + VIATICOS + PARAFISCAL	2.797.500	11.656	AYUDANTE TECNICO	KIT PARA REGULADORES	45.500
ALQUILER VEHICULOS	4.800.000	20.000	VEHICULO 4X4	RACORES - ACCESORIOS	100.000
COMBUSTIBLE TRAYECTO EVALUADO	100.000			EMPAQUES - ORINGS	100.000
PEAJES TRAYECTO EVALUADO	13.000			LUBRICANTES / DISOLVENTES	3.000

Tabla 16. Costos del riesgo Actual vs Propuesto.

(RIESGO) ESTADO ACTUAL					(RIESGO) ESPERADO CON ETAPA DE REGULACION ADICIONAL				
ITEM	DESCRIPCION	MINIMO	MAXIMO		ITEM	DESCRIPCION	MINIMO	MAXIMO	
1	FRECUENCIA DE FALLOS / AÑO	6	8	\$ AÑO	1	FRECUENCIA DE FALLOS / AÑO	0,5	1,0	\$ AÑO
2	COSTOS MANO DE OBRA	467.750	467.750	\$ AÑO	2	COSTOS MANO DE OBRA	467.750	467.750,0	\$ AÑO
3	COSTOS MATERIALES	1.034.000	894.000	\$ AÑO	3	COSTOS MATERIALES	1.034.000	1.034.000,0	\$ AÑO
4	COSTOS ANUALES DE REPARACION	9.010.500	10.894.000	\$ AÑO	4	COSTOS ANUALES DE REPARACION	750.875,0	1.501.750,0	\$ AÑO
5	TIEMPO DE REPARACION	8	8	\$ AÑO	5	TIEMPO DE REPARACION	8,0	8,0	\$ AÑO
6	IMPACTO A LA PRODUCCION	71	71	\$ AÑO	6	IMPACTO A LA PRODUCCION	71,0	71,0	\$ AÑO
7	PENALIZACION POR EVENTO	350	568	\$ AÑO	7	PENALIZACION POR EVENTO	350,0	350,0	\$ AÑO
8	PENALIZACION ANUAL DE FALLOS	2.100	4.544	\$ AÑO	8	PENALIZACION ANUAL DE FALLOS	175,0	350,0	\$ AÑO
9	RIESGO TOTAL ANUALIZADO	9.012.600	10.898.544	\$ AÑO	9	RIESGO TOTAL ANUALIZADO	751.050,0	1.502.100,0	\$ AÑO
9	RIESGO TOTAL ANUALIZADO USD	4.743	5.736	\$ USD AÑO	9	RIESGO TOTAL ANUALIZADO USD	395	791	\$ USD AÑO

Tabla 17. Costos de mantenimiento Actual vs Propuesto.

COSTOS /AÑO DE MANTENIMIENTO ACTUAL					COSTOS /AÑO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO				
ITEM	DESCRIPCION	MINIMO	MAXIMO		ITEM	DESCRIPCION	MINIMO	MAXIMO	
1	FRECUENCIA DE INSPECCIONES	-		\$ AÑO	1	FRECUENCIA DE INSPECCIONES	3		\$ AÑO
2	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO	2		\$ AÑO	2	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO	1		\$ AÑO
3	COSTOS MANO DE OBRA INSP.	-		\$ AÑO	3	COSTOS MANO DE OBRA INSP.	-		\$ AÑO
4	COSTOS MATERIALES INSP.	30.000		\$ AÑO	4	COSTOS MATERIALES INSP.	30.000		\$ AÑO
5	COSTOS MANO DE OBRA MANTTO	467.750		\$ AÑO	5	COSTOS MANO DE OBRA MANTTO	467.750		\$ AÑO
6	COSTOS MATERIALES MANTTO.	1.034.000		\$ AÑO	6	COSTOS MATERIALES MANTTO.	1.034.000		\$ AÑO
7	TIEMPO INSPECCION HORAS	4		\$ AÑO	7	TIEMPO INSPECCION	4		\$ AÑO
8	TIEMPO MANTENIMIENTO HORAS	8		\$ AÑO	8	TIEMPO MANTENIMIENTO	8		\$ AÑO
9	COSTOS TOTAL INSPECCIONES AÑO	-		\$ AÑO	9	COSTOS TOTAL INSPECCIONES AÑO	90.000		\$ AÑO
10	COSTO DE MANTENIMIENTO AÑO	3.003.500		\$ AÑO	10	COSTO DE MANTENIMIENTO AÑO	1.501.750		\$ AÑO
11	COSTO TOTAL MANTENIMIENTO	3.003.500		\$ AÑO	11	COSTO TOTAL MANTENIMIENTO	1.591.750		\$ AÑO
12	COSTO TOTAL MANTENIMIENTO	1.581		\$ USD AÑO	12	COSTO TOTAL MANTENIMIENTO	838		\$ USD AÑO

Fuente. Análisis Causa Raíz. Documento ppx. 2012. El autor. El autor.

Los planes de mantenimiento actuales, generan un costo de 1581 USD, con un riesgo de 4.743 UDC, se pretende reducir los costos de mantenimiento a 838 USD asumiendo un riesgo de 791 USD una vez implementado el plan de acción o mejoramiento.

5.8.13 Análisis Ciclo de Vida. se realiza la simulación de las fallas asociadas al sistema de regulación, para corroborar con estimaciones estadísticas los valores de las fallas, para calcular el ciclo de vida de la implementación, comparándola con el sistema actual. Se presenta en la siguiente figura.

Figura 32. Simulación de fallas y horas de operación actual.

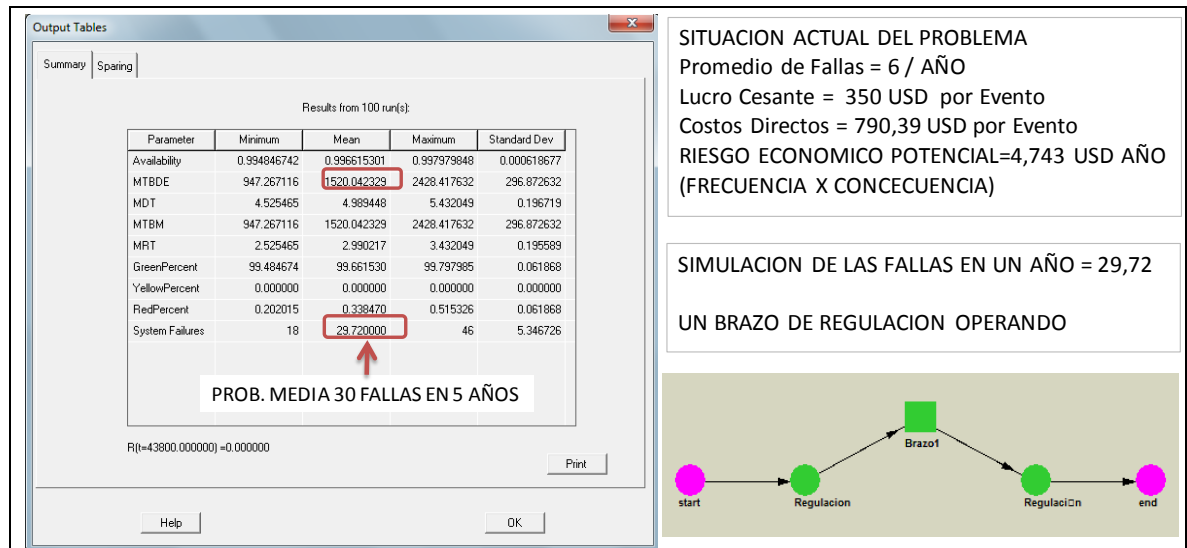
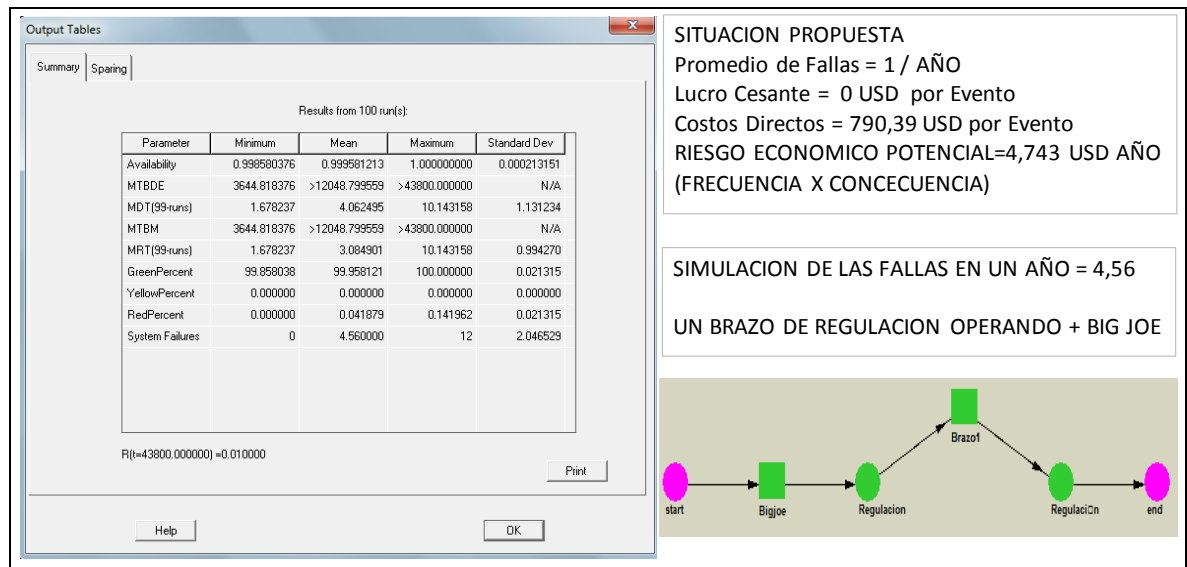


Figura 33. Simulación de fallas y horas de operación con el plan sugerido.



Fuente. Análisis Causa Raíz. Documento ppx. 2012. El autor.

Se presentan los costos y beneficios de la implementación del plan, con una estimación a 5 años, reduciendo los costos de fiabilidad de un 83% a un 40%. Adicionalmente, se compara el costo anual equivalente con la inversión de 1.955 USD contra el costo equivalente en el sistema actual de 5.735 USD, representando un ahorro del 66% durante la vigencia calculada a 5 años. Se lleva la inversión a un valor presente con un 12% de intereses en un lapso de 5 años.

Tabla 18. Costos del ciclo de vida de la inversión.

ALTERNATIVA ACTUAL - CALCULO A 5 AÑOS - INTERESES = 12%			ALTERNATIVA PROPUESTA - CALCULO A 5 AÑOS - INTERESES = 12%		
TIPO DE COSTOS	VALOR	VALOR PRESENTE	TIPO DE COSTOS	VALOR	VALOR PRESENTE
COSTOS INICIALES	0	0	COSTOS INICIALES	2.105	2.105
Adquisicion e Instalacion Regulador			Adquisicion e Instalacion Regulador		
COSTOS ANUALES DE O&M	492	1.775	COSTOS ANUALES DE O&M	246	887
FIABILIDAD	4.743	17.099	FIABILIDAD	791	2.850
CONSUMIBLES	1.088	3.924	CONSUMIBLES	592	2.133
TOTAL COSTOS EN VALOR PRESENTE		22.798	TOTAL COSTOS EN VALOR PRESENTE		7.975
COSTO ANUAL EQUIVALENTE	5.735		COSTO ANUAL EQUIVALENTE	1.955	
% COSTOS DE FIABILIDAD	83%		% COSTOS DE FIABILIDAD	40%	

Fuente. Análisis Causa Raíz. Documento pptx. 2012. El autor.

5.8.14 Análisis Financiero de la implementación: se proyecta un ahorro del 66% en los costos de mantenimiento durante los 5 años planteados para la inversión y mejoramiento del sistema de regulación, equivalente a 3.780 USD. De igual manera, solucionada la causa raíz de las fallas en la estación, se puede implementar la reducción de costos de O&M planteada en la estrategia de mantenimiento centrada en Confiabilidad propuesta para todos los sistema de la estación y la aplicación de las frecuencias.

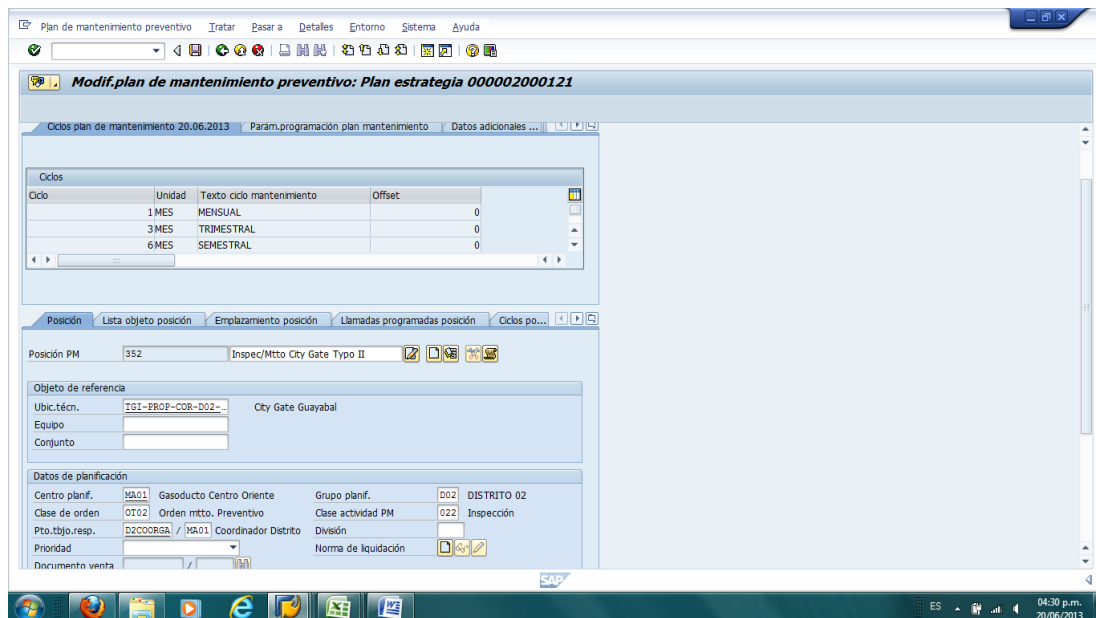
5.8.15 Aplicación - Seguimiento y control: Se programa la aplicación de la solución sugerida, en la estación de Guayabal. Se selecciona la válvula de derivación ubicada a 10 metros del City Gate para su instalación. Se deberá verificar con reportes del computador de flujo la temperatura a la

salida de la estación, y mediante el plan de inspecciones trimestrales se evaluará la operación del sistema.

6. ELABORACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

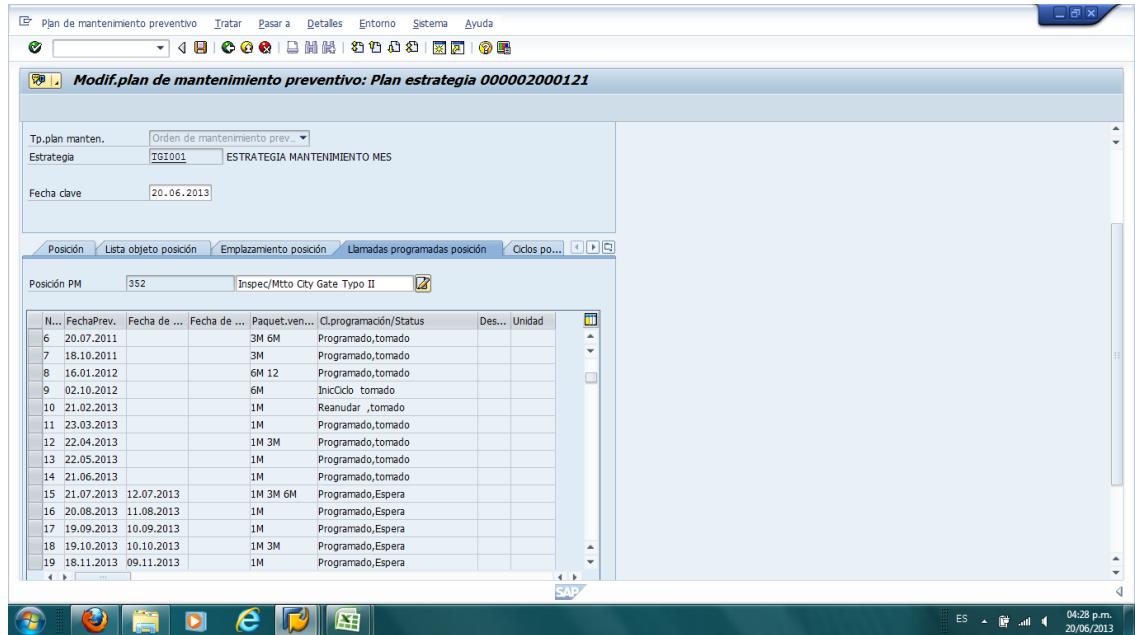
Dentro del alcance del plan de monografía, no se determina la implementación de la estrategia, es pertinente mostrar que desde el inicio del proyecto en el año 2011, concordante con el inicio de la especialización, la compañía destino recursos enfocados en capacitación y organización para poner en marcha el diseño e implantación del plan de mantenimiento basado en RCM. Por tal razón durante el año 2012 se realizaron a cargo del distrito la optimización de las tareas, previa generación del RCA publicado, por lo tanto, se consideró adicionar un capítulo ilustrativo sobre la implementación de la estrategia planteada, ya que fueron montadas en SAP como lo muestran las siguientes imágenes. En la vigencia del 2013, se continúan realizando ajustes a las rutinas y frecuencias, con un mayor detalle

Figura 34. Actividades de mantenimiento programadas en SAP.



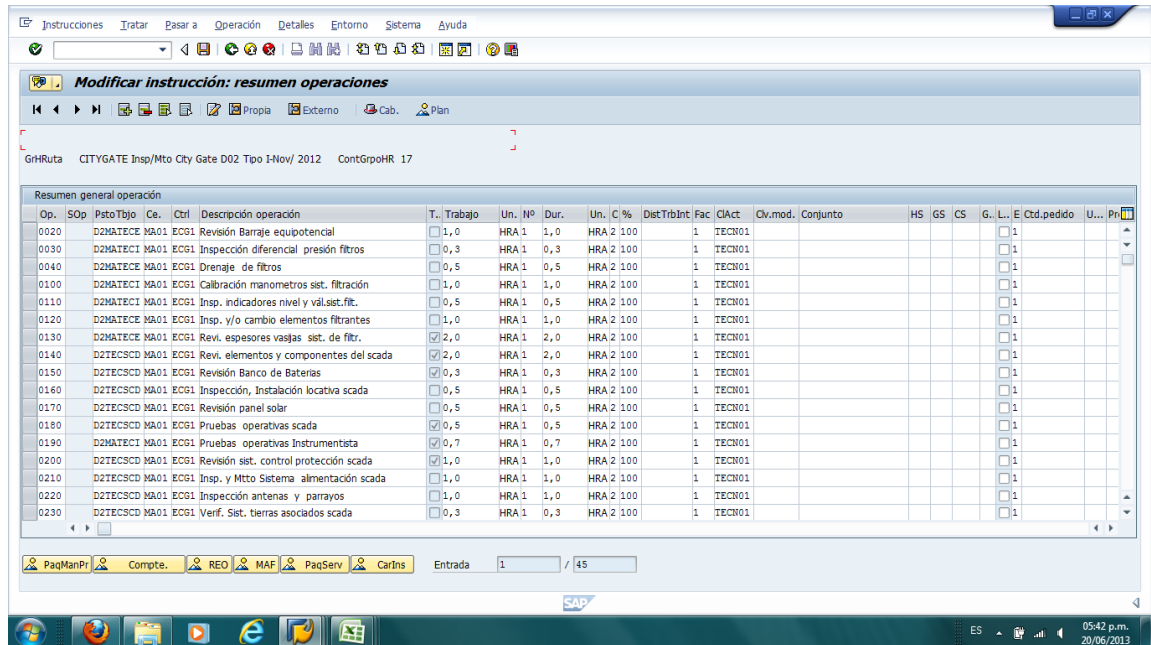
Fuente. TGI S.A E.S. Sistema SAP PM. Plan De Mantenimiento City Gate de Guayabal.

Figura 35. Actividades realizadas y notificadas en SAP



Fuente. TGI S.A E.S. Sistema SAP PM. Plan De Mantenimiento City Gate de Guayabal.

Figura 36. Actividades programadas por Orden de Trabajo.



Fuente. TGI S.A E.S. Sistema SAP PM. Plan De Mantenimiento City Gate de Guayabal.

6.1 ANALISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACION

Mediante la estimación de los costos, se puede evidenciar que para evitar un riesgo de USD 22.239, podemos utilizar un plan de mantenimiento con un costo de USD 3.505.26 al año aproximadamente. No se tiene conectado aun los módulos de materiales con el de mantenimiento, como tampoco los gastos de las caja menores de los distritos con las bases contables del mantenimiento, por tal razón, no es posible imprimir aun los reportes contables de evidencien el comportamiento financiero posterior a la implementación.

Se publica el comparativo por modo de fallas estimado que es muy cercano a la realidad y comportamiento del sistema.

Tabla 19. Comparativo costos de mantenimiento actual vs propuesto bajo RCM.

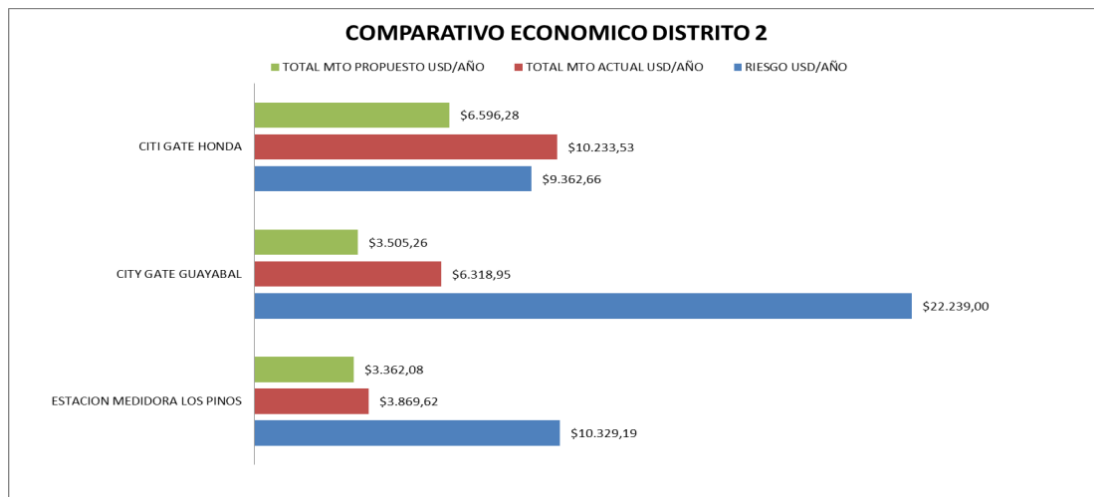
EMPLAZAMIENTO	MODOS DE FALLA	RIESGO USD/AÑO	DISTRITO 2			
			MANTENIMIENTO ACTUAL		MANTENIMIENTO PROPUESTO	
			FRECUENCIA ACTUAL	COSTO USD/AÑO	FRECUENCIA PROPUESTA	COSTO USD/AÑO
CITY GATE GUAYABAL	Elemento filtrante	\$ 210.00	Inspección y mantenimiento Trimestral	\$ 671.16	Se recomienda realizar inspección por condición de la presión diferencial de los filtros semestral, ya no habría necesidad de desarmarlos y se proyecta un mantenimiento preventivo anual (el material de los filtros sufre desgaste y se hace permeable, esto no se visualiza con la presión diferencial).	\$ 200.70
	Sistemas de drenajes	\$ 70.00	Inspección y mantenimiento Trimestral	\$ 271.16	Se recomienda realizar inspección semestral y proyectar un mantenimiento por condición (por experiencia cada 2 años) de acuerdo al tiempo de falla pronosticado, por obligación se debe realizar inspección del elemento a la par con la inspección de elementos filtrantes, solo fue posible modificar el personal y el tiempo invertidos en esta actividad.	\$ 79.65
	Dispositivos de regulación (mangas, pilotos, bloques restrictores)	\$ 12,323.00	Inspección y mantenimiento Trimestral	\$ 1,723.76	La frecuencia de mantenimiento disminuye debido a que desde Marzo del 2011 se aumentó la capacidad del sistema de regulación disminuyendo el número de fallos a la fecha.	\$ 858.60
	Dispositivo de control de regulación	\$ 5,065.00	Inspección y mantenimiento Trimestral	\$ 1,092.21	La frecuencia de mantenimiento disminuye debido a que desde Marzo del 2011 se aumentó la capacidad del sistema de regulación disminuyendo el número de fallos a la fecha.	\$ 542.81
	Actuador de regulación	\$ 3,946.00	Inspección y mantenimiento Trimestral	\$ 334.32	La frecuencia de mantenimiento disminuye debido a que desde Marzo del 2011 se aumentó la capacidad del sistema de regulación disminuyendo el número de fallos a la fecha.	\$ 163.86

EMPLAZAMIENTO	MODOS DE FALLA	RIESGO USD/AÑO	DISTRITO 2			
			MANTENIMIENTO ACTUAL		MANTENIMIENTO PROPUESTO	
			FRECUENCIA ACTUAL	COSTO USD/AÑO	FRECUENCIA PROPUESTA	COSTO USD/AÑO
Elemento primario		\$ 173.00	Inspección y mantenimiento anual	\$ 54.74	La frecuencia se deja igual por solicitud del cliente ya que es un medidor másico.	\$ 24.47
Elementos secundarios (Transductores de P y T)		\$ 7.00	Inspección mensual	\$ 682.11	Por el momento se dejar igual, pero se gestionará con el remitente la posibilidad de aumentar la frecuencia cada 2 meses de acuerdo a la trazabilidad del equipo.	\$ 754.74
Elemento terciario		\$ 10.00	Inspección mensual	\$ 366.32	Por el momento se dejar igual, pero se gestionará con el remitente la posibilidad de aumentar la frecuencia cada 2 meses de acuerdo a la trazabilidad del equipo.	\$ 438.95
Indicadores de presión		\$ 14.00	Inspección y calibración semestral	\$ 304.00	Se propone incrementar su mantenimiento a anual, debido a su baja tasa de fallos. Se realizará cambio o reparación del elemento por falla.	\$ 150.35
Indicadores de temperatura		\$ 14.00	Inspección y calibración semestral	\$ 304.00	Se propone incrementar su mantenimiento a anual, debido a su baja tasa de fallos. Se realizará cambio o reparación del elemento por falla.	\$ 150.35
Pararrayos		\$ 18.00	Inspección y mantenimiento Semestral	\$ 88.21	Debido a su riesgo tan bajo se propone disminuir su frecuencia a anual.	\$ 42.89
Malla de puesta a tierra		\$ 57.00	Inspección y mantenimiento Semestral	\$ 61.89	Debido a su riesgo tan bajo se propone disminuir su frecuencia a anual.	\$ 29.74
Barraje equipotencial		\$ 32.00	Inspección y mantenimiento Semestral	\$ 61.89	Debido a su riesgo tan bajo se propone disminuir su frecuencia a anual.	\$ 29.74
Instalaciones locativas		\$ 300.00	Inspección mensual	\$ 303.16	Se disminuye su frecuencia a semestral debido a que solo se revisa el estado del cerramiento, estructuras y se actualiza panorama de riesgos.	\$ 38.42
TOTAL RIESGO USD/AÑO		\$ 22.239,00	TOTAL MTO ACTUAL USD/AÑO	\$ 6.318,95	TOTAL MTO PROPUESTO USD/AÑO	\$ 3.505,26

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe de aplicación piloto de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) Distrito 2. 2012. (RCM) p 14 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>.

6.2 COMPARACION COSTOS ACTUALES Y COSTOS PROYECTADOS

Figura 37. Grafica comparativa de costos.



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe de aplicación piloto de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) Distrito 2. 2012. (RCM) p 7 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>.

Se observa que los costos actuales equivalen a \$ 6318,95 USD y se plantea una estrategia que brinde la confiabilidad y disponibilidad requerida con un costo de \$ 3.505,26 USD, estimando un ahorro de \$ 2.813.68 USD en el año. Es de aclarar que el riesgo por ocurrencia de fallas con la frecuencia actual es de \$ 22.239 USD.

6.3 IMPLEMENTACION DE MEJORAS

El estudio realizado, permite encontrar mejoras a la infraestructura, tendientes a minimizar la ocurrencia de fallas, como la arrojada con el RCA a la Estacion de Guayabal. Esta oportunidad de mejora, será realizada por el personal del distrito 2 en esta ubicación, con la gestión de la jefatura del distrito, instalando el regulador adicional a la entrada de la Estacion, donde se encuentra la válvula de derivación. Los costos asociados a la instalación se aproximan a \$ 2.100 USD incluyendo materiales, montajes y mano de obra.

6.3.1 Mejoras en la infraestructura: De acuerdo con los resultados que muestre la implementación sugería, se aplicara a las demás estaciones que tiene la misma configuración como lo son los City Gate tipo uno de la Transportadora de Gas Internacional, SA ESP, entre los cuales tenemos (Mariquita, Líbano, Lérida, Venadillo, Ambalema, Honda, Victoria) que se encuentran ubicadas en el tramo Mariquita – Gualanday, donde se presenta un alto perfil de presión en el transporte por la operación de la estación compresora. La aplicación será replicada a las estaciones que se estimen necesarios en un mediano plazo.

6.3.2 Talento Humano: Implementar un plan de capacitación para todo el personal técnico del distrito, sobre la nueva estrategia de mantenimiento planteada, como también el alcance y los objetivos propuestos en su implementación. Adicionalmente, se desarrollara un plan para reportar y documentar en el módulo de SAP las actividades, los hallazgos las

novedades relevantes desarrolladas y encontradas durante la ejecución de las actividades de mantenimiento. La implementación de la estrategia será tomada en cuenta para el plan de incentivos y cumplimiento de objetivos de desempeño anual de la compañía, buscando fortalecer el compromiso de todo el personal asociado al área de mantenimiento.

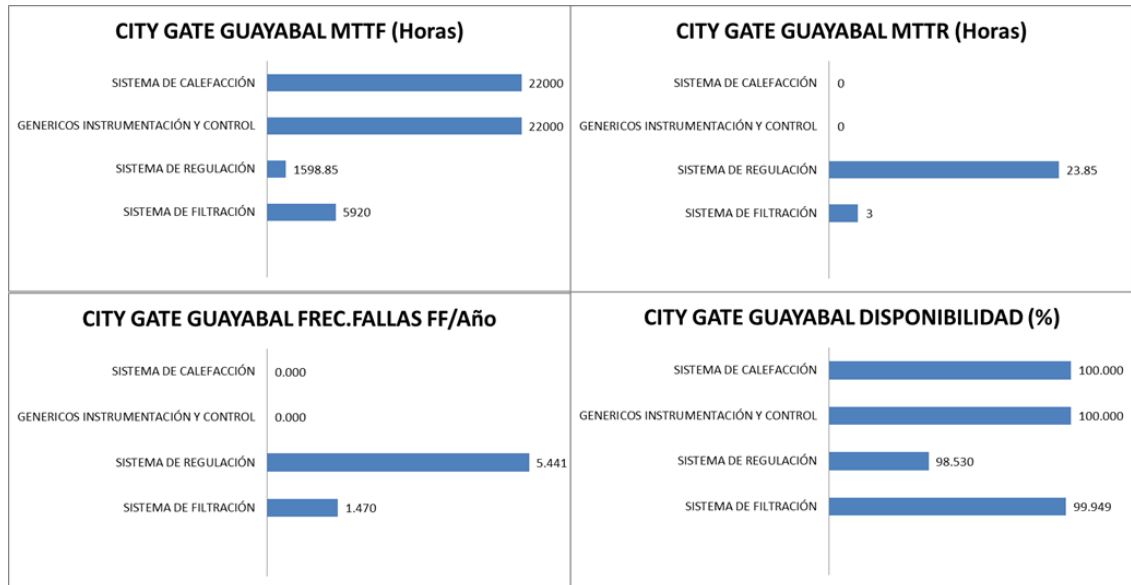
6.4 IMPLEMENTACION DE INDICADORES

Se proyecta a futuro (dos años) realizar seguimiento al plan de mantenimiento establecido, para evidenciar sus los cambios esperados, y manera conjunta la aplicación de indicadores de mantenimiento, como también la estructuración del plan de avisos de mantenimiento, que alimentaran al SAP de todos los hallazgos y actividades ejecutadas. En la medida que se pueda parametrizar las aplicaciones del módulo PM de SAP, se iniciaran la aplicación de indicadores en línea, con los reportes y graficas asociadas.

6.4.1 Descripción de los indicadores: Se plantea estructura los siguientes indicadores para seguimiento y análisis de la estrategia, que serán alimentados desde el modulo PM de SAP.

- FF: Frecuencia de fallas.
- MTTF: Tiempo medio para la falla (Por sus siglas en inglés Mean Time To Failure).
- MTTR: Tiempo promedio de reparación (Por sus siglas en inglés Mean Time To Repair).
- TPO: Tiempo promedio de operación.
- TPPR: Tiempo para reparar.
- CONFIABILIDAD: Capacidad de un equipo de realizar su función de la manera prevista

Figura 38. Indicadores propuestos Estacion de Guayabal



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe de aplicación piloto de la metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) Distrito 2. 2012. (RCM) p 13 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co.

6.4.2 Plan de avisos de mantenimiento.

Este plan consiste en generar algunos formatos denominados de manera sugerida avisos de mantenimiento, donde inicialmente se reportaran actividades correctivas que surjan durante la ejecución de un plan de trabajo programado, bien sea por atención a fallas en proceso de ocurrir o mejoramientos para evitarlas. Inicialmente los reportes se aplicaran a diagnósticos en los sistemas asociados al transporte de gas y posteriormente se vincularan las demás actividades misionales que desarrollan los técnicos de campo. Este plan, será vinculado a los objetivos de desempeño que permitirán ser bonificados al final del año, acorde con el procedimiento para el cumplimiento de las metas planteadas en el año y que compensaran (en pesos) el esfuerzo adicional durante la implantación.

6.4.3 Plan de seguimiento y retroalimentación.


Se aplicara un reporte de avisos de mantenimiento, que posteriormente reemplazara el reporte de las órdenes de trabajo ejecutadas, que brinden un mejor nivel de información de manera clara y concreta. Deberán ser reportados mensualmente con el informe de Operación y Mantenimiento presentado por los distritos.

Los avisos de mantenimiento, tiene un diseño para capturar la información correspondiente a los indicadores planteados, como fechas del evento, tiempo de reparación o mantenimiento, tiempo muerto durante la ejecución del mismo y alimentara al módulo de SAP – PM, el cual se encargara con base a la información de calcular y generar los indicadores propuestos, como también llevara históricos y generara los reportes, y gráficas asociadas. Actualmente, todas las actividades de mantenimiento solo reportan el tiempo de la ejecución de las mismas a través de los formatos de órdenes de trabajo programadas, posteriormente el reporte de actividades deberá ser presentado en formatos de avisos con los registros suficientes para obtener toda la información necesaria en la alimentación del sistema y los planes de mantenimiento.

6.5 MEJORAMIENTO CONTINUO

Los planes de mejoramiento continuo, hacen parte de todo proyecto a mediano y largo plazo (3 años), debido a lo novedoso de la implementación y al cambio que puede ser traumático para muchas personas. Se debe practicar auditorias trimestrales buscando falencias en la política desarrollada para convertirlas en oportunidades de mejora del sistema. La estrategia planteada será documentada y hará parte del sistema de gestión integrado para su seguimiento y mejora continua.

Figura 39. Formato de aviso de mantenimiento.

	GESTION DEL MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA Aviso-Orden de Mantenimiento					
	No. OT Mantenimiento: <input style="width: 100px;" type="text"/>					
ORDEN DE TRABAJO						
Descripción Orden Trab: <input style="width: 100%; height: 20px;" type="text"/>						
Emplazamiento: <input style="width: 100%;" type="text"/>	Origen de OT: <input style="width: 100%;" type="text"/> A1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO					
Ubicación Superior 1: <input style="width: 100%;" type="text"/>	No. Aviso de Mto: <input style="width: 100%;" type="text"/>					
Modo de Falla Principal 1: <input style="width: 100%;" type="text"/>	Fecha Programacion OT: <input style="width: 100%;" type="text"/>					
Sintoma Principal 1: <input style="width: 100%;" type="text"/>	Reporta: <input style="width: 100%;" type="text"/>					
Causas de Integridad 1: <input style="width: 100%;" type="text"/>						
Ubicación Superior 2: <input style="width: 100%;" type="text"/>						
Modo de Falla Principal 2: <input style="width: 100%;" type="text"/>						
Sintoma Principal 2: <input style="width: 100%;" type="text"/>						
Causas de Integridad 2: <input style="width: 100%;" type="text"/>						
DATOS PARA INDICADORES						
1. Fecha del evento: <input style="width: 100%;" type="text"/>	5. Fecha fin Mto: <input style="width: 100%;" type="text"/>	8. Lucro cesante? (si/no): <input style="width: 100%;" type="text"/>				
2. Hora del evento: <input style="width: 100%;" type="text"/>	6. Hora fin Mto: <input style="width: 100%;" type="text"/>	9. Hrs Lucro Cesante: <input style="width: 100%;" type="text"/>				
3. Fecha inicio Mto: <input style="width: 100%;" type="text"/>	7. Horas tiempo Muerto: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>					
4. Hora inicio Mto: <input style="width: 100%;" type="text"/>						
Capacitación: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>	DESCRIPCIÓN ACTIVIDADES REALIZADAS					
Charla Preoperacional: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>	<input style="width: 100%; height: 100%;" type="text"/>					
Permiso de Trabajo: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
Espera de Herramienta: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
Espera de Materiales: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
Condición Ambientales: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
Movilización: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
Almuerzo: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
Descanso: <input style="width: 100px; text-align: center; value: 0;" type="text"/>						
INFORMACION NOTIFICACIÓN DE ACTIVIDADES						
ACTIVIDAD	PUESTO DE TRABAJO	FECHA INICIO	HORA INICIO	FECHA FIN	HORA FIN	DURACION
ACTIVIDAD 5 PORQUES						
PORQUE 1: <input style="width: 80%;" type="text"/>						
PORQUE 2: <input style="width: 80%;" type="text"/>						
PORQUE 3: <input style="width: 80%;" type="text"/>						
PORQUE 4: <input style="width: 80%;" type="text"/>						
PORQUE 5: <input style="width: 80%;" type="text"/>						
LISTA DE MATERIALES						
DESCRIPCIÓN	BODEGA	CANTIDAD	PARTE NUMERO	ESTADO		

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Formato aviso - OT Gasoductos. Documento Excel. 2012. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>.

7. CONCLUSIONES

Se resalta la importancia que genera el mantenimiento de la infraestructura de transporte de gas para una empresa como TGI S.A E.S.P, toda vez que las falencias del sistema, pueden evidenciar consecuencias tanto económicas, humanas, de seguridad y de imagen, adicionales a las faltas en el servicio y las penalizaciones, evidenciando el concurso de todos los elementos planteados en la teoría del desarrollo del estudio actual. No obstante algunos elementos como la imagen no son fáciles de cuantificar.

Las metodologías de análisis contempladas en la filosofía del mantenimiento centrado en confiabilidad, permiten identificar eficientemente los equipos o componentes del sistema que requieren atención, para focalizar la atención y dirigir los recursos tanto humanos como económicos, de manera eficiente, que permitan responder a las necesidades realizando una distribución optima de los mismos.

El conocimiento de la causa raíz de los fallos, es el mecanismo más apropiado para solucionarlos, por lo tanto, un adecuado uso de las herramientas de análisis respectivas permiten generar planes de corrección eficaces y no distraer los esfuerzos con actividades que se consideran suficientes pero solo proponen un efecto placebo en el sistema, sin beneficiarlo.

Los planes de mantenimiento, deben involucrar de manera directa a todos los actores que intervienen en la cadena de valor de la compañía, ya que para este caso en particular, la relevancia de las actividades de mantenimiento permite el desarrollo y cumplimiento de los objetivos de la compañía y las demás áreas asociadas al transporte.

Es necesario romper los paradigmas tradicionales, enfocados en mantenimientos preventivos o correctivos sin ningún indicador de relevancia, sin registros históricos ni prácticas documentadas, que han demostrado su inoperancia, generando altos costos, actividades repetitivas y pérdidas financieras, de diferentes recursos.

Un sistema de mantenimiento documentado, permite realizar seguimiento a los indicadores importantes, que faciliten la toma de decisiones, como también agiliza los procesos de programación y predicción de las fallas, para generar las actividades que permitan su atención antes de que ocurran las mismas garantizando la confiabilidad del sistema. En unión con un Soft ware apropiado, permite asegurar de manera automática el funcionamiento de la programación, como también llevar indicadores y presentar reportes que reflejen el impacto económico del riesgo y los costos asociados a las actividades de mantenimiento.

BIBLIOGRAFIA

AGUILAR OTERO, José R., TORRES ARCIQUE, Rocio y MAGAÑA JIMENEZ, Diana. Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la plantación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. Corporación Mexicana de Investigación en Materiales. S.A. de C.V. Ciencia y tecnología. México.2010. p.15-26. Pdf

AMERICAN METER. Elster-American meter Company. Axial Flow Valves. Technical bulletin. 2008. <http://www.elster-americanmeter.com>

DURAN, José Bernardo. The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999. <http://www.twpl.co.uk> 13p.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

_____. Reliability-Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc. 1997.

PARRA, Carlos. Taller Práctico: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad MCC nivel expertos.Ingecon.2011.ppt. <www.confiabilidadoperacional.com>

_____. Course of Reliability-Centred Maintenance, Universidad de los Andes, Mérida – Venezuela. 1998, pag 45.< www.confiabilidadoperacional.com>

_____. Análisis de Criticidad. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Documento en Excel.20110<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

_____. Taller Práctico: Técnicas de Análisis Causa Raíz. Ingecon. Documento ppt. 2011. <<http://www.confiableidadoperacional.com>>

PEREZ, Carlos Mario, John MOUBRAY, Dana NETHERTON. El camino hacia el RCM – Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Soporte & Cia Ltda. 10p.

RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. www.creg.gov.co

RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p. 1. 30 Octubre, 2005. www.rcm.-confiableidad.com.ar

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 10p.

SAE JA1012. "A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard". Society of Automotive Engineers. 2002.57p.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

_____. Informe de Aplicación piloto de la Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en el distrito 2. 44p. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

TROFFE, Mario. Analisis ISO 14224, Relación con RCM-FMEA. Pdf. <http://www.mantenimientomundial.com> . 13p.