

**DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y  
PREDICTIVO PARA EL GASODUCTO CUSIANA – APIAY – BOGOTA**

**RICARDO BARBOSA BELTRAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FALCUTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2007**

**DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y  
PREDICTIVO PARA EL GASODUCTO CUSIANA – APIAY – BOGOTA**

**RICARDO BARBOSA BELTRAN**

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

**Director:  
MARÍA ROSA REBOLLEDO MUÑOZ  
Ingeniera Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FALCUTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE MANTENIMIENTO  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2007**

## FORMATO DE EVALUACIÓN



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE GRADO

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: RICARDO BARBOSA BELTRÁN		CÓDIGO: 2057479
TÍTULO DEL PROYECTO: DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL GASODUCTO CUSIANA – APIAY –BOGOTÁ		
REGISTRO No.	FACULTAD: INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS	CARRERA: Posgrado en Gerencia de Mantenimiento
EVALUACIÓN: APROBADA		CRÉDITOS: 1

DIRECTOR DEL PROYECTO

NOMBRE: María Rosa Rebolledo Muñoz	FIRMA:
------------------------------------	--------

CALIFICADORES

Firma:	Firma:	FECHA		
Nombre: CARLOS BORRÁS PINILLA	Nombre: ISNARDO GONZÁLEZ JAIMES	A 2007	M 08	D 28

Original: Oficina de Admisiones y Contabilidad Académica  
Copia: Coordinación de Carrera

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

**Jurado**  
**ISNARDO GONZÁLEZ JAIMES**

---

**Jurado**  
**CARLOS BORRAS PINILLA**

**Bucaramanga, Septiembre de 2007**

## **AGRADECIMIENTOS**

Doy gracias a DIOS por darme la vida y permitirme estar al lado de las personas que quiero y aprecio.

A mis padres por su ejemplo y sabiduría.

A mi esposa y mis hijos por su amor y entrega incondicional.

A todas las personas que me han colaborado en este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	1
1 UNIÓN TEMPORAL COLOMBIANA DE GAS UTCG	2
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	2
1.2 POLÍTICA DE CALIDAD Y OBJETIVOS	4
1.2.1 Política de Calidad	4
1.2.2 Objetivos	4
1.3 ESTRUCTURA ACTUAL	5
1.4 EL GAS NATURAL	5
1.4.1 Calidad del Gas Natural	6
1.4.2 Proceso del Gas natural	7
1.5 GASODUCTO CUSIANA – APIAY – BOGOTÁ	8
1.6 MARCO GEOGRÁFICO	9
1.7 TRAMO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	9
1.7.1 Tramo Cusiana Apiay	10
1.7.2 Tramo Cusiana – Termocoa	17
1.7.3 Tramo Apiay – Bogotá	21
2. MARCO TEÓRICO	29
2.1 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO	29
2.1.1 Importancia de la organización	29
2.1.2 Tipos de organización	29
2.2 ORGANIGRAMA	31
2.2.1 Requisitos de un organigrama	32
2.2.2 Ventajas	32
2.2.3 Limitaciones	33
2.2.4 Clases de organigramas	33
2.3 CODIFICACIÓN	34
2.4 EQUIPOS CRÍTICOS	35
2.4.1 Modelo de criticidad de factores ponderados basado en el concepto de Riesgo	36
2.5 OPERACIONES DE MANTENIMIENTO	38
2.5.1 Operaciones de control	38
2.5.2 Operaciones de revisión	39
2.5.3 Operaciones de conservación	40
2.6 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	42
2.6.1 Ventajas del mantenimiento predictivo	42
2.6.2 Justificación de los programas de mantenimiento predictivo	42
2.6.3 Ciclo del mantenimiento predictivo	43
2.6.4 Técnicas de mantenimiento predictivo	44

2.6.5	La necesidad del monitoreo de corrosión	45
2.6.6	Técnicas de monitoreo de corrosión	46
2.6.7	Cupones de corrosión de pérdida de peso	46
2.6.8	Monitoreo por resistencia eléctrica (ER)	47
2.7	FUNDAMENTOS DE ULTRASONIDO	48
2.8	PROTECCIÓN CATÓDICA	49
2.9	LIMPIEZA INTERNA DE TUBERÍA	53
2.10	INSPECCIÓN INTERNA DE LA LÍNEA	53
3.	PLAN PROPUESTO	58
3.1	SITUACIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO	58
3.2	PROPUESTA DE MANTENIMIENTO	59
3.3	DESARROLLO DEL PLAN PROPUESTO	60
3.3.1	Estructura organizacional	60
3.3.2	Funciones del personal	61
3.4	DIAGRAMAS DE PROCESO	65
3.5	CODIFICACIÓN	72
3.5.1	Subsistema	72
3.5.2	Ubicación en el sistema de transporte	74
3.5.3	Código del subsistema	74
3.6	SELECCIÓN DE QUIPOS CRÍTICOS	76
3.6.1	Definición de sistemas y subsistemas	76
3.6.2	Cálculos de factores de criticidad en los sistemas de Regulación y Medición	78
3.6.3	Cálculos de factores de criticidad en el sistema de Control de Corrosión Externa	78
3.6.4	Cálculos de factores de criticidad en los sistemas de Regulación y Medición	79
3.6.5	Cálculos de factores de criticidad en el sistema de la línea Troncal y Ramales	80
3.6.6	Cálculos de factores de criticidad en el sistema de SCADA Telecomunicaciones	80
3.6.7	Cálculos de factores de criticidad en el sistema Eléctrico	81
3.6.8	Cálculos de factores de criticidad en el sistema de Equipos básicos para emergencias y rutinas de mantenimiento	81
3.6.9	Cálculo y estado de criticidad en los sistemas de Regulación y Medición	82
3.6.10	Cálculo y estado e criticidad en el sistema de Control de Corrosión Externa	82
3.6.11	Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Control Corrosión Interna	83
4.6.12	Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema SCADA y Telecomunicaciones	83
3.6.13	Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema Eléctrico	84
4.6.14	Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Equipos Básicos para Emergencias y Rutinas de Mantenimiento	84

3.6.15 Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Línea Troncal y Ramales	85
3.7 PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO	85
3.8 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	91
3.8.1 Medición de espesores	92
3.8.2 Inspección al sistema de protección catódica contra la corrosión externa	93
3.8.3 Inspección de raspadores inteligentes	94
3.9 GESTIÓN AMBIENTAL	94
4. IMPLEMENTACIÓN	100
4.1 FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES	100
4.2. DIAGRAMA DE FLUJO	100
5. CONCLUSIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104



## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág</b>
Figura 1. Organigrama de la UTCG	5
Figura 2. Esquema General del Proceso del Gas	7
Figura 3. Demarcación Geográfica	8
Figura 4. Recorrido del Sistema de Transporte	9
Figura 5. Estación de Regulación y Medición o City Gate de Cumaral	12
Figura 6. Cruce Aéreo articulado ubicado en el Caño el Desquite	14
Figura 7. Disposición del cableado en la caja dual	15
Figura 8. Trampa de Despacho de raspadores, Ramal Cumaral – Restrepo	17
Figura 9. Rectificador de la Llanerita	20
Figura 10. Válvula con actuador Bettis K14+000	23
Figura 11. Diámetros y longitudes de los ramales de Cundinamarca	25
Figura 12. Poste para toma de potencial en el tramo Apiay – Bogotá	26
Figura 13. Panorámica del Centro Operacional principal de Villavicencio	28
Figura 14. Matriz General de Criticidad	38
Figura 15. Ciclo de Mantenimiento Predictivo	44
Figura 16. Estructura de la organización	61
Figura 17. Tramo Cusiana – Apiay	66
Figura 18. Tramo Apiay – Termocoa	68
Figura 19. Tramo Apiay – Bogotá	70
Figura 20. Implementación del plan propuesto	101
Figura 21. Cronograma de actividades del plan propuesto	102

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág</b>
Tabla 1. Especificaciones de la calidad del Gas Natural para Colombia	6
Tabla 2. Válvulas de seccionamiento tramo Cusiana – Apiay	11
Tabla 3. Válvula de derivación tramo Cusiana – Apiay	12
Tabla 4. Ubicación y longitud de ramales tramo Cusiana – Apiay	13
Tabla 5. Cruces aéreos del tramo Cusiana – Apiay	13
Tabla 6. Rectificadores que protegen el tramo Cusiana- Apiay	15
Tabla 7. Ubicación de las sondas y probetas de resistencia eléctrica	16
Tabla 8. Composición del gas Cusiana	16
Tabla 9. Válvulas de seccionamiento tramo Apiay- Termocoa	18
Tabla 10. Observaciones derivaciones	18
Tabla 11. Longitud y diámetro de ramales tramo Apiay – Termocoa	19
Tabla 12. Ubicación de rectificadores	19
Tabla 13. Ubicación de las cupones y probetas de resistencia Eléctrica	20
Tabla 14. Ubicación y tipo de válvula de seccionamiento	21
Tabla 15. Ramales gasoducto Apiay – Bogotá	23
Tabla 16. Ubicación y características de las válvulas con actuador tramo Apiay - Bogotá	24
Tabla 17. Ubicación de los rectificadores tramo apiay – Bogotá	26
Tabla 18. Longitudes y diámetros	27
Tabla 19. Métodos de nomenclatura internacional	34
Tabla 20. Ejemplos y clases y tipos de máquinas	35
Tabla 21. Ejemplo de codificación	35
Tabla 22. Factores ponderados a ser evaluados	37
Tabla 23. Nomenclatura de acuerdo al sub- sistema a intervenir	72
Tabla 24. Código según la ubicación en el Sistema de Transporte	73
Tabla 25. Tramos gasoducto	74
Tabla 26. Numeración del Subsistema	75
Tabla 27. Sistemas y subsistemas a intervenir	77
Tabla 28. Factores de criticidad en sistemas de regulación y medición	78
Tabla 29. Factores de criticidad en sistemas de control de corrosión Externa	78
Tabla 30. Factores de criticidad en sistemas de control de la corrosión Interna	79
Tabla 31. Factores de criticidad en el sistema de la Línea Troncal y Ramales	80

Tabla 32. Factores de criticidad en el sistema SCADA y Telecomunicaciones	80
Tabla 33. Factores de criticidad en el Sistema Eléctrico	81
Tabla 34. Factores de criticidad en el sistema de Equipos básicos para Emergencia y Rutinas de Mantenimiento	81
Tabla 35. Cálculo y estado de criticidad en los sistemas de Regulación Y Medición	82
Tabla 36. Cálculo y Estado de Criticidad en el sistema de Control de Corrosión Externa	82
Tabla 37. Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Control De corrosión Interna	83
Tabla 38. Cálculo y estado de Criticidad en el Sistema SCADA y Telecomunicaciones	83
Tabla 39. Cálculo y Estado de Criticidad del Sistema Eléctrico	84
Tabla 40. Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Equipos Básicos para Emergencias y Rutinas de Mantenimiento	84
Tabla 41. Cálculo y estado de Criticidad en el Sistema de la Línea Troncal y Ramales	85
Tabla 42. Actividades de revisión	86
Tabla 43. Actividades de control	87
Tabla 44. Actividades de conservación	89
Tabla 45. Impactos asociados a la operación de gasoductos	97
Tabla 46. Funciones y responsabilidades en la implementación del plan	100

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO PARA EL GASODUCTO CUSIANA-APIAY- BOGOTÁ.

**AUTOR:** RICARDO BARBOSA BELTRÁN.

**PALABRAS CLAVES:** ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL, TALENTO HUMANO, ANÁLISIS DE CRITICIDAD, PLAN DE MANTENIMIENTO.

### **DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO:**

Esta monografía esta referida al desarrollo de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo para el gasoducto Cusiana-APIay-Bogotá, basado en el análisis de equipos críticos y el empleo de herramientas con las cuales es posible realizar trazabilidad a las variables que afectan la integridad del sistema de transporte y poder así disminuir las reparaciones en los equipos por fallos imprevistos.

El punto de partida en el desarrollo del documento es la condición actual con la que se realiza la Operación y Mantenimiento del gasoducto y las mejoras que incluyen actualización tecnológica para su desarrollo. El recurso humano cobra hoy día una especial importancia para el desarrollo y crecimientos de la Organización, en la ejecución de los programas de mantenimiento rutinarios y especializados.

El primer capítulo contiene una breve presentación de la empresa encargada de la Operación y Mantenimiento del sistema de transporte y una descripción resumida de la infraestructura actual del gasoducto.

El segundo capítulo muestra el marco teórico para el desarrollo de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo partiendo de modificaciones en la estructura organizacional, generación de perfiles para cada cargo a desempeñar y empleando técnicas y herramientas de control que brinden confiabilidad en el sistema de transporte de gas natural.

El tercero y último capítulo se describe la situación actual del mantenimiento en el sistema de transporte dando relevancia en aquellos aspectos que pueden mejorarse para garantizar un sistema confiable. Se presenta la propuesta para optimización de las actividades de mantenimiento Preventivo y Predictivo empleando las herramientas de última tecnología y se desarrolla el plan propuesto, estableciendo una nueva estructura organizacional, perfiles y funciones del personal, análisis de criticidad, codificación de los elementos que hacen parte de cada sistema y la programación de actividades de mantenimiento preventivo y predictivo.

---

\* Monografía

\*\* Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.  
Director: **MARÍA ROSA REBOLLEDO MUÑOZ**. Ing. Industrial

## **ABSTRACT**

**TITLE:** DEVELOPMENT OF A PREVENTIVE AND PREDICTIVE MAINTENANCE PLAN FOR THE NATURAL GAS TRANSPORT SYSTEM CUSIANA- APIAY BOGOTA SECTION.

**AUTHOR:** RICARDO BARBOSA BELTRAN

**KEY WORDS:** ORGANIZATIONAL STRUCTURE, HUMAN TALENT, CRITICIZED ANALYSIS, MAINTENANCE PLAN.

### **CONTENT DESCRIPTION**

This monograph is about the development of a preventive and predictive maintenance plan for the natural gas transport system Cusiana Apiay Bogotá, based on critical equipment analysis and the use of tools which help us to follow the variables up that affect the transport system integrity and that way decrease the equipment reparations because of sudden fails.

The point of start in the document development is the actual condition that performs operation and maintaining the pipe line and the improvements which includes technologic actualization for its development of an organization, executing ordinary and specialized maintaining programs.

The first chapter countains a brief presentation of the company in charge of the transport system maintenance and operation is made and also a small review of the actual pipe line structure.

The second chapter shows the theoretical frame for the development of a preventive and predictive maintenance plan starting form organizational structure modification, profile generation for each job and using techniques and control tools which provide reliable in the natural gas transport system.

The third and last chapter describes the actual transport system maintenance giving relevance to those aspects that can be improved to guarantee a reliable system. It displays the proposal for the optimization of the preventive and predictive maintenance activities using the top technology tools and it develops the proposed plan, establishing a new organizational structure, staff profiles and functions, criticized analysis, codification of the elements that made a part of every system and the programming of preventive and predictive maintenance.

---

Monografía

Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.

Director: **MARÍA ROSA REBOLLEDO MUÑOZ**. Ing. Industrial

## INTRODUCCIÓN

Garantizar una Operación confiable en un sistema de transporte de gas natural esta íntimamente ligado a la ejecución de rutinas de mantenimiento acertadas en cada uno de los elementos que hacen parte de la infraestructura del gasoducto. Esto puede lograrse en la medida en que se tengan claramente identificados y controlados los sistemas a intervenir con la frecuencia necesaria para garantizar que su falla no va a presentarse con el equipo en servicio o que una avería pequeña se convierta en un daño mayor.

El enfoque moderno de mantenimiento muestra tres niveles, primero se deben definir las estrategias “ el que hacer”, luego los sistemas, el “como hacerlo” y por último analizar “ el con quien y con que hacerlo”. El primer nivel se alcanza cuando se tiene claro el equipo que ha de intervenir, el segundo nivel se logra cuando existen procedimientos claros que establecen la secuencia de actividades que se llevan a cabo para garantizar que el equipo seguirá prestando su función eficazmente, medida a través de indicadores de gestión. El tercer nivel se alcanza cuando la empresa cuenta con una clara estructura organizacional, con sus niveles de decisión y autoridad bien definidos; con los requerimientos académicos y habilidades demandadas para el cargo a desempeñar.

Como empresa operadora somos conscientes que para garantizar la permanencia en el mercado con altos índices de confiabilidad , es necesario apuntar hacia el logro de los tres niveles mencionados anteriormente, para ello se pretende con la implementación del presente documento, optimizar las rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo que actualmente se desarrollan en el sistema de transporte Cusiana Apiay Bogotá, partiendo de principios básicos como son el conocimiento de los equipos críticos del gasoducto y a los cuales deben realizarse rutinas específicas tanto de mantenimiento predictivo como preventivo. Adicionalmente establecer una estructura organizacional que garantice que los objetivos propuestos por la compañía serán alcanzados, al igual se pretende lograr un compromiso aún mayor, por parte de todos los miembros de la organización, situación que se alcanza cuando cada persona tiene claras sus funciones y responsabilidades dentro de la organización, es decir que tienen un norte definido. Para ello se deben establecer indicadores de gestión que permitan realizar trazabilidad en el desempeño tanto humano como de los mismos sistemas que conforman la infraestructura del gasoducto.

## 1. UNIÓN TEMPORAL COLOMBIANA DE GAS UTCG

La Unión Temporal Colombiana de Gas (UTCg) fue creada en el mes de mayo de 2002 con el objeto de participar en la Licitación Pública de la Operación y Mantenimiento del Gasoducto Cusiana-Apia- Bogotá y ramales. Al resultar ganadora se suscribió el contrato ECG-0302 con la Empresa Colombiana de Gas ECOGAS.

UTCg fue conformada por las empresas: Técnicos Diesel Asociados Ltda., Petrolabin Ltda., e Industrial Gas Services Inc. Con el fin de ofrecer la mejor alternativa para la ejecución del proyecto “Operación y Mantenimiento del Gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá”.

### 1.1 RESEÑA HISTÓRICA

- **PETROLABIN LTDA.** Es una empresa privada, fundada en Colombia en el año de 1990 por Ingenieros de Petróleos, quienes en la actualidad ocupan los cargos directivos. Nació con el objetivo de brindar apoyo a la industria petrolera nacional dentro de un pensamiento de calidad, eficacia, cumplimiento y alta competitividad, mediante el desarrollo de servicios profesionales, consultorías y asistencia técnica.

Conscientes de la necesidad de preservación del medio ambiente y promotora de la política de vivir en paz con la naturaleza, Petrolabin Ltda., incorpora desde 1994 dentro de sus áreas de trabajo, la prestación de servicios ambientales, enfocados al diagnóstico, control y mitigación de contaminaciones en agua, suelo y aire. Estos servicios iniciaron su desarrollo principalmente en el sector petrolero y con el tiempo se han hecho extensivos a las diferentes áreas de la Industria Colombiana.

En 1995 Petrolabin Ltda., incluye el suministro de materiales y equipos, mantenimiento, montajes y obras civiles, de este modo se empieza a prestar en forma continua los servicios de alquiler, operación, mantenimiento preventivo y correctivo en proyectos de recuperación ambiental.

A través de los años, Petrolabin Ltda., se ha convertido en una compañía especializada en prestar asistencias técnica en el manejo ambiental y en la aplicación de las diferentes tecnologías en los procesos de tratamiento. Ha logrado reconocimiento en el ramo gracias a que su compromiso se centra en seguir ofreciendo a sus clientes un servicio sin paralelo a precios competitivos.

Petrolabin Ltda., cuenta con una oficina principal ubicada en la ciudad de Bucaramanga y una sucursal en la ciudad de Neiva.

- **TÉCNICOS DIESEL ASOCIADOS LTIDA.**, fue constituida mediante escritura pública No. 4182 de la Notaría 14, el 15 de Diciembre de 1982, en Bogotá D.C., siendo su registro en la Cámara de Comercio de la misma ciudad el número 126.731 del libro IX del año 1993.

Desde 1987, ha prestado sus servicios a la industria petrolera nacional a empresas tales como: EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS – ECOPETROL, ejecutando trabajos de mantenimiento electromecánico en los Campos de Palgua, Ortega, El Guamo, Toldado, Apiay, Lasmo Oil, Occidental de Colombia INC, Braspetro Internacional S.A., Bavaria S.A., Colmotores, entre otras.

Sus productos están dirigidos a la Industria Nacional, con un poco de énfasis en la industria petrolera, Cervecera, Construcción y de servicios. En la división de O&M se cubren campos petroleros, facilidades de producción, plantas de proceso, plantas de generación y oleoductos.

En la división de Ingeniería y Servicios Especializados, se incluyen montajes industriales, construcción de líneas de flujo, ventas industriales y el servicio post-venta que incluyen la reparación, conversión y/o repotenciación de motores estacionarios tipo marino, compresores de gas, y aire, bombas, plantas eléctricas, unidades de bombeo, equipo electrosumergible y transmisiones mecánicas, neumáticas e hidráulicas, así como equipo rodante pesado.

Recientemente se desarrolló el contrato de Diseño, Suministro, Instalación y Mantenimiento de Equipos de Levantamiento Artificial con Bombas de Cavidades progresivas (PCP), variadores de velocidad, (VSD) y cabezales de accionamiento (DH) operados con Motores Eléctricos (EM), para PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, y para **ecogás** la implementación y adecuación de los sistemas de Protección Catódica del Gasoducto CENTRO-ORIENTE.

En la división de Ingeniería Ambiental se desarrollan programas y estudios dirigidos a crear desarrollo sostenible.

- **INDUSTRIAL GAS SERVICES (IGS) Inc.**, es una compañía privada de Colorado (USA), fundada en 1968 como una firma de consultoría en Ingeniería, especializada en contratos de gas, en el desarrollo, mercadeo, proceso y transporte de gas.

En 1972 se incorporó un Staff de expertos con amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de producción de gas y crudo, en el Diseño, la Construcción, Operación de Sistemas de gas, incluyendo Sistemas de Distribución y Oleoductos Industriales.



La compañía generalmente opera tres gasoductos: Uno en Oregon, otro en Wyoming y otro en Washington. IGS en el pasado ha conducido programas de exploración para la Industria Privada y algunos inversionistas.

Con más de 35 años, IGS ha realizado servicios de consultoría para más de 100 empresas.

## **1.2 POLÍTICA DE CALIDAD Y OBJETIVOS**

Atendiendo las directrices establecidas por PETROLABIN LTDA., se ha adoptado su política de calidad y sus objetivos para UTCG, a fin de asegurar la continuidad y efectividad del Sistema de Calidad. Exceptuando en la política de calidad, la política de HSE referida (Salud Ocupacional, Seguridad, Protección y Conservación del Medio Ambiente), que es propia de la UTCG.

**1.2.1 Política de calidad.** Petrolabin Ltda. Tiene como política el ofrecimiento de productos y servicios para la Industria Petrolera que satisfagan integralmente necesidades y expectativas de los clientes obteniendo su plena satisfacción, y logrando una rentabilidad que satisfaga las expectativas de los accionistas; mediante el esfuerzo colectivo de todo el recurso humano, comprometido con la calidad, el trabajo en equipo y el mejoramiento continuo.

Petrolabin Ltda. Garantiza el desarrollo de sus operaciones dentro del marco de su política de HSE.

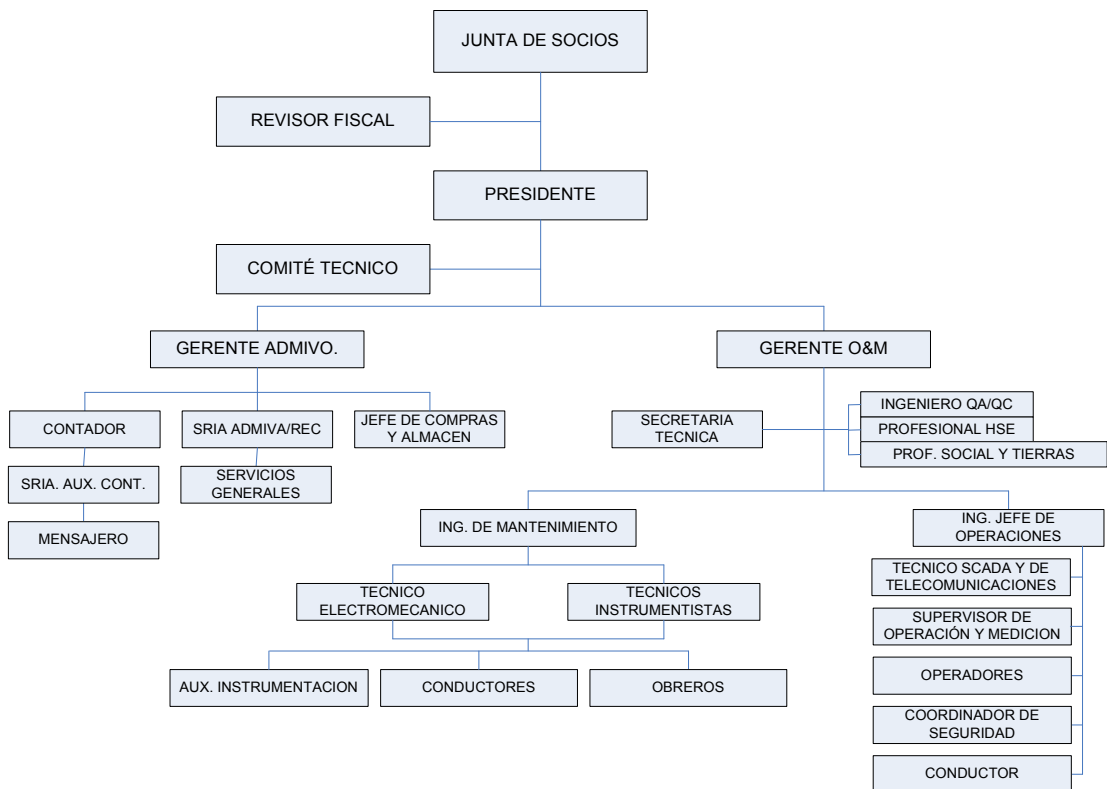
**1.2.2 Objetivos.** Para el proyecto de Operación y Mantenimiento del Gasoducto Cusiana-Apiay-Bogotá se establecieron los siguientes objetivos:

- Lograr la satisfacción de **ecogás**.
- Disminuir el número de riesgos para prevenir accidentes de trabajo.
- Garantizar que el personal involucrado en el proyecto, este debidamente calificado de acuerdo con el cargo y conozca sus responsabilidades y deberes.
- Cumplir con los compromisos adquiridos con **ecogás** y con los plazos establecidos dentro del contrato para ejecución de la obra.
- Evitar sobre costos por productos y/o servicios rechazados.
- Obtener ganancias que satisfagan las expectativas de los accionistas.
- Llevar a cabo todas las acciones necesarias para mantener, mejorar y conservar el medio ambiente en zonas donde se ejecuten los servicios.

### 1.3 ESTRUCTURA ACTUAL

La estructura organizacional que se creó para la ejecución del proyecto de Operación y Mantenimiento del gasoducto Cusiana-Apiay-Bogotá es la que se describe en la figura 1.

Figura 1. Organigrama de la UTCG



### 1.4 EL GAS NATURAL

Es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está constituida por metano y etano y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Generalmente contiene impurezas como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y helio.

El gas natural se encuentra:

- Asociado cuando está mezclado con el crudo al ser extraído de su yacimiento.
- Libre o no asociado cuando se encuentra solo en el yacimiento.

Su composición y, por lo tanto, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico, son diferentes en cada yacimiento.

**1.4.1 Calidad del gas natural.** El gas natural para su transporte y consumo energético, requiere que se evalúe su calidad con el fin de alcanzar óptima operación de los equipos que lo manejan o una adecuada eficiencia a los procesos de combustión.

Las especificaciones del gas natural son necesarias para garantizar la seguridad de los usuarios, realizar operaciones seguras durante el transporte, proteger las infraestructuras de los gasoductos y redes de distribución; fijan las bases y criterios para el procesamiento y tratamiento del gas natural.

Cuando se habla de calidad de gas entra a jugar un papel importante todos los actores involucrados con este combustible: productor, transportador, distribuidor y consumidor final.

Un gasoducto troncal manejado por un solo transportador recibe gas de diferentes productores como es el caso de Colombia, entonces se debe definir una calidad del gas que técnicamente garantice la operación de los equipos, su durabilidad, la conservación del medio ambiente, la vida de los operadores y la población general.

En la tabla 1 se muestran las especificaciones que el gas natural debe cumplir para poder ser transportado por gasoductos.

Tabla 1. Especificaciones de la calidad del gas natural para Colombia

ESPECIFICACIÓN	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Poder calorífico, bruto, mínimo	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950 Btu/PCS
Poder calorífico, bruto, mínimo	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1150 Btu/PCS
Contenido de hidrocarburos líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido de H <sub>2</sub> S, máximo	6 mgr/m <sup>3</sup>	0.25 grano <sup>*</sup> /100PCS
Contenido total azufre, máximo	23 mgr/m <sup>3</sup>	1.0 GRANO/100 pcs
Contenido de CO <sub>2</sub> máximo, % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo % volumen	3%	3%
Contenido de O <sub>2</sub> , máximo, % volumen	0.1 %	0.1 %
Contenido de inertes <sup>**</sup> , máximo, %	5%	5%
Contenido de agua, máximo	97 mgr/m <sup>3</sup>	6.0 lb/MPCS
Temperatura, máxima	49 °C	120 °F
Temperatura, mínima	4.5 °C	40 °F
Libre de gomas, polvos y material en suspensión		

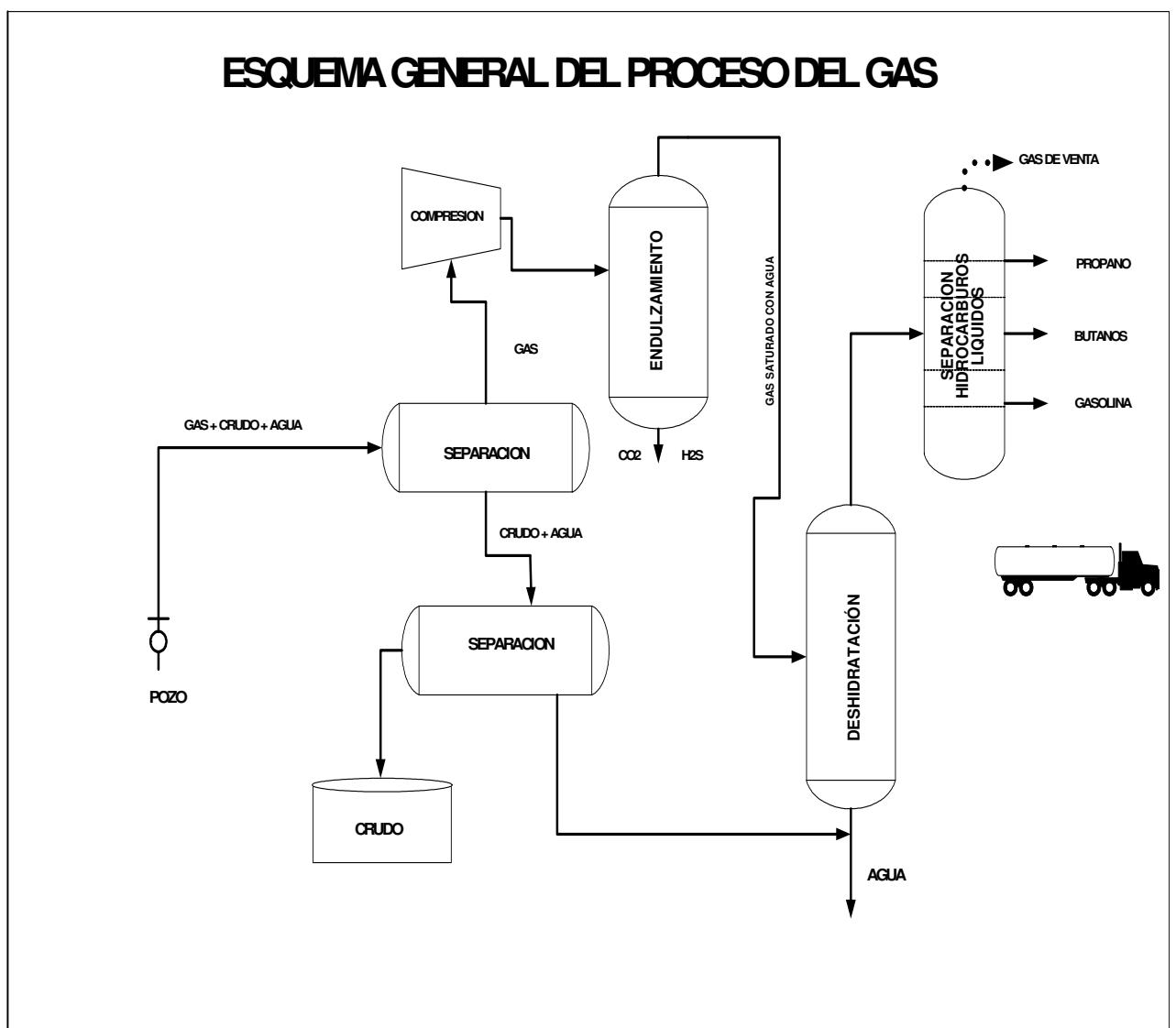
\* 1 grano: equivalente 64.79891 mgr

\*\* Inertes: se considera la suma del contenido CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>

**1.4.2. Proceso del gas natural.** El gas que viene del yacimiento no se puede vender directamente, sino que debe ser sometido a un proceso para cumplir con las especificaciones de calidad de tal manera que pueda ser transportado a través de gasoductos, manejado y controlado fácil y seguramente en las estaciones de compresión y distribución y finalmente llegue al consumidor garantizando confiabilidad en sus propiedades y suministro permanente.

En la figura 2 se muestra un esquema general del proceso del gas.

**Figura 2. Esquema general del proceso del gas**



## 1.5 GASODUCTO CUSIANA- APIAY- BOGOTÁ

El Gasoducto Cusiana-APIay-Bogotá hace parte de la red nacional de gasoductos y cuenta con 3.400 kilómetros de tubería en acero, que se extienden desde la Guajira hasta el interior del país. La operación hasta el mes diciembre de 2006 fue realizada por la Empresa Colombiana de Gas ECOGAS y a partir del mes de enero esta bajo la responsabilidad de La transportadora de Gas del Interior TGI, filial de la Empresa de Energía de Bogotá EEB.

Figura 3. Demarcación geográfica



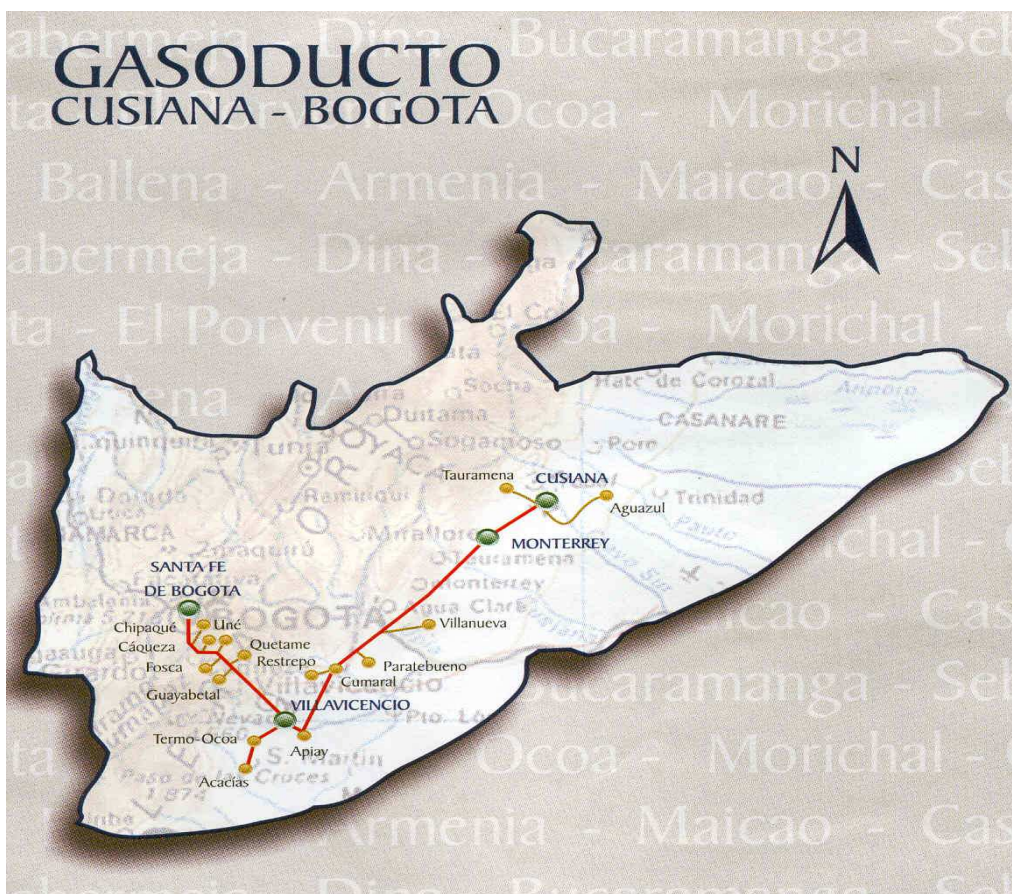


## 1.6 MARCO GEOGRÁFICO

El gasoducto Cusiana-Apiay-Bogotá cuenta con 410 kilómetros de tubería incluyendo los ramales que de él se desprenden y que entregan gas en municipios de los departamentos de Casanare, Meta y Cundinamarca.

En la figura 4. Se muestran las regiones por donde se desarrolla el trazado del sistema de transporte.

Figura 4. Recorrido del sistema de transporte.



## 1.7. TRAMOS DEL GASODUCTO

Para facilidad en la Operación y Mantenimiento del sistema de transporte, se manejan tres tramos a saber:

- Tramo Cusiana Apiay
- Tramo Apiay Termoelectrica de Ocoa.
- Tramo Apiay Bogotá.

**1.7.1 Tramo Cusiana – Apiay.** Este gasoducto parte del Centro de Facilidades de Producción (C.P.F) del campo Cusiana de la concesión BPXC, ubicado a 8 kilómetros del municipio de Tauramena, con rumbo hacia la planta de gas del Campo Apiay de la empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol). El municipio de Tauramena se localiza en la parte suroccidental del departamento del Casanare y sus coordenadas geográficas son 5° de latitud Norte y 72° 45´ de longitud Oeste. Esta línea se empalma con la línea que funcionaba como oleoducto y que posteriormente fue adaptada para el transporte del gas, la cual parte del municipio de Monterrey y finaliza en la estación del Campo Apiay, ubicada aproximadamente 30 kilómetros al oriente de la ciudad de Villavicencio. De la línea troncal se desprenden los ramales de Aguazul, Tauramena, Monterrey, Villanueva, Paratebueno, Medina, Cumaral y Restrepo, que suministran gas a los diferentes municipios.

- **Características del sistema.** Con relación al diámetro de la tubería y al revestimiento que posee, se divide en tres subtramos:

- **Subtramo K0+000 al K29+700.** Este subtramo corresponde a la parte nueva del gasoducto que fue construido por las firmas Montecz-Conequipos y el cual entró en operación en el año de 1995. El subtramo parte del centro de facilidades de producción (C.P.F) de Cusiana y llega hasta los alrededores del municipio de Monterrey, cuya longitud aproximada es de 30 Km. La tubería es API 5LX 65 de 12 pulgadas diámetro, 0,250 pulgadas de espesor y su revestimiento es en FBE. Es en este subtramo del gasoducto de donde se desprenden los ramales de Tauramena y Monterrey.

- **Subtramo del K29+700 al K66+18.** Dicho subtramo era utilizado para el transporte de crudo (Apiay-El Porvenir) y se adecuó como gasoducto. La tubería es API 5LX 65 de 12 pulgadas diámetro, 0,250 pulgadas de espesor con una longitud aproximada de 36Km y está completamente revestida con esmalte. De este subtramo se desprende el ramal de Villanueva.

- **Subtramo del K66+168 al K150+000.** Esta parte del gasoducto también corresponde a una línea antigua utilizada como oleoducto que fue adecuada para el transporte de gas. Esta línea fue construida por Protexas y entró en operación en el año de 1985. El subtramo posee una longitud de 84Km con tubería API 5LX 60 de 10 pulgadas de diámetro, 0,344 pulgadas de espesor y revestimiento en esmalte. De este tramo se desprenden los ramales de Paratebueno, Cumaral, Restrepo y Medina.

La línea está demarcada con postes de abscisado y se encuentra enterrada en un 95% de su recorrido el 5% restante corresponde a cruces aéreos y válvulas de seccionamiento que están a nivel de la superficie.

➤ **Válvulas de Seccionamiento.** Son válvulas intermedias de bloqueo cuya función es aislar tramos del gasoducto en caso de rotura o mantenimiento. Algunas de ellas poseen un mecanismo para cierre automático y están incluidas en el sistema de monitoreo SCADA. En la tabla 2. se describen dichas válvulas.

Tabla 2. Válvulas de seccionamiento tramo Cusiana-APIAY.

Nº	ABSCISA	UBICACIÓN	CARACTERISTICAS	DIAMETRO
1	K 0 + 000	BP-CUSIANA	Bola con actuador ANSI 600	12"
2	K 29 + 500	MONTERRY	Bola con Actuador Neumático ANSI 600 marca WKM. Line Guard 210	12"
3	K 48 + 737	AGUA CLARA	Compuerta manual ANSI 900-API 6D marca Daniel Industries	12"
4	K 57 + 815	SAN IGNACIO	Compuerta Manual ANSI 900 Marca WKM	12"
5	K 59 + 600	CARUTAL	Bola con Actuador Neumático ANSI 600 marca WKM. Line Guard 210.	12"
6	K 65 + 900	TRAMPA DE RECIBO	Bola, ANSI 600	12"
7	K 65 + 900	TRAMPA DE ENVIO	Bola, ANSI 600	10"
8	K 69 + 075	LA GAITANA	Compuerta Manual ANSI 900 marca WKM	10"
9	K 82 + 350	(Nº 5) MAYA	Bola con Actuador Neumático ANSI 600 marca WKM. Line Guard 210 con SCADA	10"
10	K 105 +990	(Nº 6) JAPÓN	Bola con Actuador Neumático ANSI 600 marca WKM. Line Guard 210 con SCADA	10"
11	K 123 +750	(Nº 7) CUMARAL	Bola con Actuador Neumático ANSI 600 marca WKM. Line Guard 210 con SCADA	10"
12	K 148 +200	APIAY	Compuerta Manual ANSI 900 marca WKM.	10"
13	K 149 +000	PATIN DE GAS	Bola con Actuador	10"

➤ **Válvulas de derivación.** Cada uno de los ramales tiene una válvula de derivación con actuador ROTORK que evita que se desempaque la línea troncal a causa de una rotura de la tubería del ramal. En la tabla 3. se observa la ubicación y el tipo de válvula ubicada en la derivación de cada ramal



Tabla 3. Válvulas de derivación tramo Cusiana-Apiay.

ABSCISA	NOMBRE	OBSERVACIONES
K 4 + 71	DERIVACIÓN TAURAMENA	Válvula de Bola 2x600 con Actuador Neumático ROTORK Ramal Tauramena
K26 + 000	DERIVACIÓN MONTERRERY	Válvula de Bola 2x600 con Actuador Neumático ROTORK Ramal Monterrey
K54 + 000	DERIVACIÓN VILLANUEVA	Válvula de Bola 2x600 con Actuador Neumático ROTORK Ramal Villanueva
K99 + 000	DERIVACIÓN PARATEBUENO	Válvula de Bola 2x600 con Actuador Neumático ROTORK Ramal Paratebueno
K128+000	DERIVACIÓN CUMARAL RESTREPO	Válvula de Bola 2x600 con Actuador Neumático ROTORK Ramal Cumaral - Restrepo

La tubería que se desprende de la línea principal se denomina ramal. El gas que se transporta por los ramales es recibido en Estaciones de regulación o también conocidos como City gates, en estos puntos el gas pasa por procesos de filtración, regulación, medición y odorización para luego ser entregado a los distribuidores de cada municipio. Los ramales que se desprenden de la troncal son: Aguazul, Tauramena, Monterrey, Paratebueno, Cumaral, Restrepo, y Medina.

Figura 5. Estación de regulación y medición o city gate de Cumaral



Los ramales instalados son de acero al carbón calidad API5LX-52 de dos pulgadas de diámetro y 0.219 de espesor. En la tabla 4 se muestran los diferentes ramales con su respectivo abscisado y longitud.

Tabla 4. Ubicación y longitud de ramales tramo Cusiana-Apiay

<b>RAMAL</b>	<b>ABSCISADO DE LA TRONCAL</b>	<b>LONGITUD (Km.)</b>
Aguazul	0+000	29.0
Tauramena	4+650	4.5
Monterrey	26+000	1.7
Villanueva	54+000	12.7
Paratebueno	99+000	2.8
Cumaral	128+300	8.5
Restrepo	128+300	8.5

- **Cruces aéreos.** En este tramo del sistema de transporte existen 30 cruces aéreos articulados, cuyas características se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Cruces aéreos del tramo Cusiana-Apiay.

<b>Nº</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>ABSCISA</b>	<b>LONGITUD (Metros)</b>
1	Alto de Guichire	K 16 + 950	502
2	Caño Muerto	K 31 + 000	142
3	La Piñuela	K 32 + 100	102
4	Caño La Carbonera	K 32 + 940	114
5	Caño El Tigre	K 34 + 200	158
6	Caño Iguara	K 36 + 800	183
7	Caño Nueva Zelanda	K 54 + 800	8
8	Quebrada La Sucia	K 61 + 200	90
9	Río Humea	K 105 + 700	300
10	Caño Arenal	K 106 + 030	169
11	Quebrada Nancuya	K 109 + 500	150
12	Caño Rolfo	K 117 + 800	161
13	Caño Boquerón	K 118 + 700	122
14	Río Guacavía	K 123 + 400	300
15	Caño Pecueca	K 126 + 750	95
16	Caño Arenoso	K 137 + 050	110
17	Caño Naranjito	K 87 + 350	138
18	Caño Macapay	K 88 + 000	149
19	Caño Rayo	K 90 + 800	120

20	Cruce Aéreo A	K 91 + 900	6
21	Caño Chapetón	K 92 + 400	120
22	Caño Inestable	K 93 + 200	239
23	Caño Solo	K 93 + 600	160
24	Caño Palomas	K 95 + 400	162
25	Caño el Desquite	K 97 + 200	212
26	Cruce Aéreo B	K 96 + 600	8.4
27	Caño El Algarrobo	K 98 + 350	114
28	Cruce Aéreo C	K 98 + 500	10
29	Caño Naguaya	K 101 + 900	149
30	Caño Los Muertos	K 104 +020	162

La tubería esta protegida contra la corrosión con imprimante y acabado epóxico. En la figura 6 se muestra el cruce ubicado en el k97+200.

Figura 6. Cruce aéreo articulado ubicado en el Caño el Desquite.



- **Protección contra la corrosión externa.** Para efectos de proteger contra la corrosión externa se cuenta con sistemas de protección catódica con corriente impresa en la línea principal y ánodos de sacrificio en los ramales a excepción de los ramales de Aguazul y Cumaral-Restrepo. La ubicación de los rectificadores en este tramo se muestra en la tabla 6.

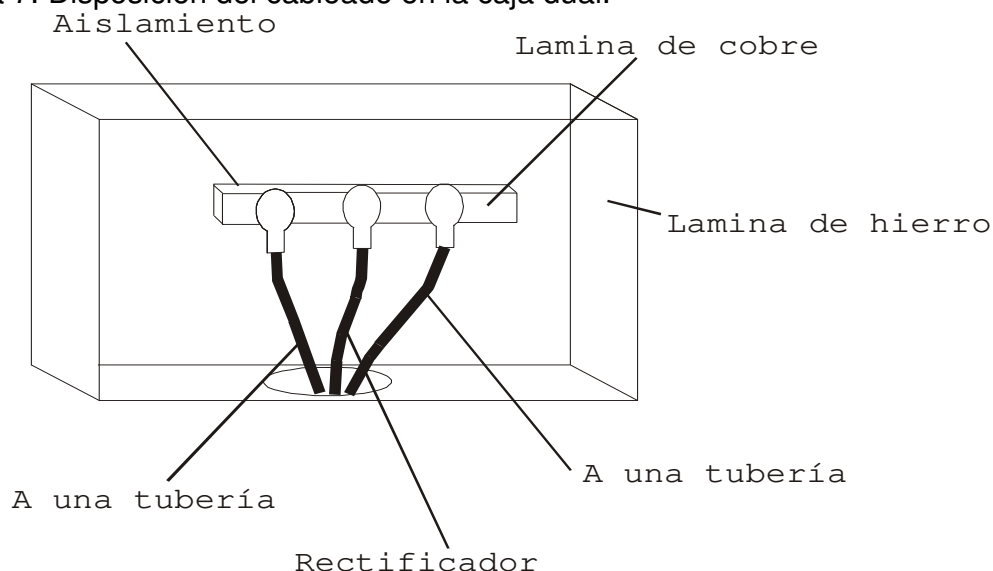
Tabla 6. Rectificadores que protegen el tramo Cusiana-Apiay

DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	UBICACION
Agua Clara	K 48+750	Sector Villanueva
El Rayo	K 91+000	Sector Paratebueno
Caño Negro	K 145+500	Hacia Puerto Porfía

El Gasoducto comparte el derecho de vía con el oleoducto Apiay-Araguaney de Ecopetrol al igual que la protección catódica, los rectificadores son de su propiedad y mediante convenio suscrito entre las partes, son compartidos también los costos de las rutinas de mantenimiento, seguimiento y control del sistema de protección catódica.

Por ser un sistema compartido de protección catódica (para el gasoducto y el oleoducto), cada rectificador se conecta a las dos tuberías mediante un puente eléctrico. Este se realiza en una caja tipo dual, que básicamente une el Terminal negativo del rectificador a las dos tuberías mediante cables como se muestra en la figura 7.

Figura 7. Disposición del cableado en la caja dual.



➤ **Postes para lectura de potencial:** En este tramo, por corresponder a un derecho de vía compartido se encuentran postes para la toma de potenciales de las dos tuberías.

El gasoducto posee postes para toma de potencial P/S (color naranja), de 2.5 metros de alto en la parte superior de la palomera, esta indicado el abscisado en alto relieve y en color negro.

Los postes, se encuentran anclados al suelo con una zapata de concreto, y en su parte media poseen una ventana metálica con argolla que oculta la regleta y los cables para la lectura de potencial.

- **Protección contra la corrosión interna.** Para efectos de determinar la velocidad de corrosión representada en pérdida del metal, se cuenta con una probeta de resistencia eléctrica en la llegada a la estación reguladora de Aguazul y un cupón de corrosión en el K56+800.

La ubicación de estos elementos sobre la troncal Cusiana-Apiay se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Ubicación de las Sondas y probetas de resistencia eléctrica.

Tramo	Descripción	Ubicación	Localización
Cusiana-Apiay	Cupón de corrosión	K 56+800	Caseta válvula de venteo 2"
Ramal Aguazul	Probeta de resistencia eléctrica	K 29+000	Estación de Regulación y Medición.

➤ **Cromatógrafo.** BP posee dentro de sus instalaciones un cromatógrafo conectado en línea con el sistema de transporte, dando resultados en tiempo real de las características del gas que ingresa al sistema de transporte. En la figura 5. se muestra la composición típica del gas Cusiana.

Tabla 8. Composición del gas Cusiana.

COMPOSICIÓN	
Elemento	Fracción Molar
- Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	5,030
- Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0,430
- Metano (C1)	75,730
- Etano (C2)	11,940
- Propano (C3)	5,090
- Butanos (C4)	1,150
- Pentanos (C5)	0,210

➤ **Trampas de raspadores.** El sistema cuenta con trampas en la línea troncal y en los ramales de Aguazul, Tauramena, Monterrey y Cumaral-Restrepo, estos sistemas cuentan con las facilidades para enviar y recibir raspadores que en forma periódica realizan limpieza interna de la línea de transporte. Las trampas de la línea troncal están acondicionadas para el envío de herramienta inteligente mas conocido como “marrano inteligente” capaces de detectar situaciones anómalas en el interior de la tubería. En la figura 8. se muestra el típico de una trampa de raspador.

Figura 8. Trampa de despacho de raspadores, Ramal Cumaral-Restrepo



**1.7.2 Tramo Apiay-Termocoa.** Este gasoducto nace en las instalaciones de Ecopetrol Gerencia Llanos ubicado a 30 kilómetros de Villavicencio por la vía que comunica con el municipio de Puerto López, en condiciones normales de operación transporta gas proveniente de Cusiana para ser entregado a: la termoeléctrica de Ocoa y poder garantizar la generación interna de Ecopetrol (Apiay y Castilla); al remitente Llanogás en la ciudad de Villavicencio, Pompeya, Base aérea, La cuncia y el municipio de Acacias, al igual que entregar gas al remitente Madigás en Villavicencio y Acacias.

- **Características del sistema.** La tubería tiene de diámetro de 6 pulgadas, una longitud total de 36.4 Km. con revestimiento en cinta Poliquen. En el K28+400, se encuentra la derivación del ramal de Villavicencio, este punto cuenta con una válvula con actuador automático ROTORK y una trampa desde la cual se realiza

la limpieza interna de la tubería del ramal, el raspador es recibido en la trampa ubicada en el Centro Operacional Principal de Villavicencio COPV cuya abscisa es K32+400. La longitud total de ramal es de 4 kilómetros y diámetro de 6". En el K 35+400 se deriva el ramal de Acacias con diámetro de 3" y revestimiento Fusin Bounder Epoxic FBE.

De este tramo se deriva el ramal a Acacias en al K35+250, con 3" de diámetro y una longitud de 14 Km. Fue construido por la firma Montecz y entro en funcionamiento en el año de 1993.a del gasoducto que fue construido por las firmas Montecz-Conequipos y el cual entró en operación en el año de 1995.

- **Válvulas de Seccionamiento.** El sistema posee dos válvulas de seccionamiento, una ubicada en la salida del gasoducto, dentro de las instalaciones de Ecopetrol Gerencia Llanos y la otra ubicada en el k23+000, estas válvulas cuentan con actuador BETTIS y señal en el sistema SCADA, En la tabla 9. Se describen dichas válvulas.

Tabla 9. Válvulas de seccionamiento tramo Apiay Termocoa

<b>N º</b>	<b>ABSCISA</b>	<b>UBICACIÓN</b>	<b>TIPO DE VALVULA</b>	<b>DIAMETRO</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
<b>1</b>	K 0 + 000	APIAY	Bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM	6"	Line Guard 210 SCADA
<b>2</b>	K 23 + 000	BARCELONA	Bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM	6"	Line Guard 210 SCADA
<b>3</b>	K 36 + 400	TERMOCOA	Bola, ANSI 900	6"	

- **Válvulas en ramales.** Los ramales de Villavicencio y Acacias cuentan en su derivación con válvulas con actuador ROTORK, que se describen en la tabla 10.

Tabla 10. Observaciones derivaciones

<b>ABSCISA</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
K 0 + 000	Derivación n Pompeya	Válvula de Bola 2x600
K 28 +400	Derivación Villavicencio	Válvula de Bola 6x600 con Actuador Neumático ROTORK
K 35 +400	Derivación Acacias-	Válvula de Bola 2x600 con actuador neumático ROTORK

Se desprenden de dicho sistemas los ramales de Villavicencio, Acacias, La Cuncia, Base Aérea y Ciudad Porfía. Los tres últimos con longitudes de menos de 20 metros. En el municipio de Acacias se entrega gas a dos remitentes; Llanogás e.s.p y Madigás e.s.p. luego de pasar por los procesos de filtración regulación, medición y odorización en la estación de regulación y medición.

El ramal de Acacias es de acero al carbón calidad API5LX-42 de tres pulgadas de diámetro y 0.216" de espesor. En la tabla 11. Se muestran los diferentes ramales con su respectivo abscisado y longitud.

Tabla 11. Longitud y diámetro de ramales tramo Apiay-Termocoa

<b>RAMAL</b>	<b>DIAMETRO</b>	<b>ABSCISADO</b>	<b>LONGITUD( km)</b>
Pompeya	3"	K 0+030	0.70
Arrocera Base Militar	2"	K 19+720	0.03
Villavicencio	6"	K 28+400	4.00
Ciudad Porfía	4"	K 34+150	0.05
Acacias	3"	K 35+500	14.70

- **Protección contra la corrosión externa.** Para efectos de proteger contra la corrosión externa se cuenta con sistemas de protección catódica con corriente impresa en la línea principal y ánodos de sacrificio en los ramales.

El tramo se encuentra protegido por los rectificadores de la Llanerita, K 14+120 y el Rectificador de Ocoa, K 29+100; este sistema de protección se comparte con el tramo Apiay-COPV entre las abscisas K0+000 y K32+400. En la tabla 12. Se muestra la ubicación de los rectificadores.

Tabla 12. Ubicación de rectificadores

<b>TRAMO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UBICACIÓN</b>	<b>LOCALIZACIÓN</b>
Apiay-Ocoa	Rectificador La Llanerita	K 14+100	Hacienda La Llanerita
Apiay-Ocoa	Rectificador Ocoa	K 29+100	Sector Río Ocoa



El rectificador del K 14+100 está conectado con una cama de ánodos de grafito. El primero se encuentra enterrado a 80 metros de la caseta, formando una “L” de 50 x 50 metros.

El rectificador del K 29+100 está conectado a una cama de ánodos de grafito, enterrados a escasos metros de la caseta, con una longitud total de la cama de 50 metros. En la figura 9.

Figura 9. Rectificador de la Llanerita



- **Protección contra la corrosión interna.** Para efectos de determinar la velocidad de corrosión representada en pérdida del metal, se cuenta con una probeta de resistencia eléctrica en la llegada al Centro Operacional de Usme y en k 0+000 Apiay y k122+000 Apiay-Bogotá. En la Tabla 13. se muestra la ubicación de estos equipos.

Tabla 13. Ubicación de las Cupones y probetas de resistencia eléctrica.

Tramo	Descripción	Ubicación	Localización
Cusiana-Apiay	Cupón de corrosión	K 56+800	Caseta válvula de venteo 2"
Ramal Aguazul	Probeta de resistencia eléctrica	K 29+000	Estación de Regulación y Medición.

➤ **Cromatógrafo.** BP posee dentro de sus instalaciones un cromatógrafo conectado en línea con el sistema de transporte, dando resultados en tiempo real de las características del gas que ingresa al sistema de transporte. En la tabla x. se muestra la composición típica del gas Cusiana.

Se cuenta con trampas de raspadores en la línea troncal y en los ramales de Villavicencio y Acacias, estos sistemas cuentan con las facilidades para enviar y recibir raspadores que en forma periódica realizan limpieza interna de la línea de transporte. Adicionalmente las trampas de la línea troncal y el ramal de Villavicencio están adecuadas para el envío de herramienta inteligente mas conocido como “marrano inteligente” capaces de detectar situaciones anómalas en el interior de la tubería.

**1.7.3 Tramo Apiay- Bogotá.** El gas que se transporta por este tramo es producto de la mezcla entre el gas que se produce en el campo Apiay y parte del que proviene de Cusiana. Las instalaciones de Ecopetrol se localizan 30Km al oriente de la ciudad de Villavicencio, sobre la carretera que conduce al municipio de Puerto López. Desde este punto el gas se envía al Centro Operacional Principal de Villavicencio (C.O.P.V) por una línea de 6 pulgadas de diámetro. Luego parte hacia la ciudad de Bogotá por una línea de idénticas especificaciones a través de la Cordillera Oriental de Colombia.

- **Características del sistema.** La tubería tiene un diámetro de 6 pulgadas, una longitud de 122 Km. y revestimiento en esmalte alquitrán de hulla. En condiciones normales de operación, la presión de salida en Apiay es 1750psi y la de llegada en Usme varia de 900 a 250psi. El gas presenta una temperatura de 99°F en Apiay, y en Usme de 55°F. El inventario para el tramo es de 9.750.000 Pies Cúbicos y la capacidad de transporte es de 17.700.000 Pies Cúbicos día. Transporta gas mezcla de los campos de Cusiana y Apiay, para abastecer a Bogotá y seis municipios de Cundinamarca.

- **Válvulas de seccionamiento.** A lo largo del sistema de transporte se cuenta con 7 válvulas de que seccionan el sistema de transporte, con el propósito de aislar tramos del gasoducto en caso de rotura o mantenimiento. Algunas de ellas cuentan con un actuador BETTIS para cierre automático. Adicionalmente están bajo el monitoreo del sistema SCADA. En la tabla 14. se describen dichas válvulas.

Tabla 14, Ubicación y tipo de válvula de seccionamiento

Nº	ABSCISA	UBICACIÓN	CARACTERISTICAS	DIAMETRO
1	K 0+000	APIAY	Tipo bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM. Line Guard 210 con SCADA	6"

<b>2</b>	K 14 + 000	LLANERITA	Tipo bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM. Line GUard con SCADA.	6"
<b>3</b>	K 32 + 400	COPV	Tipo bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM. Line Guard 210 con SCADA	6"
<b>4</b>	K 43 + 975	MARGEN IZQUIERA RÍO GUAYURIBA	Tipo bola cuerpo partido, con actuador mecánico ANSI 1500 marca WKM	6"
<b>5</b>	K 44 +700	MARGEN DERECHA RÍO GUAYURIBA	Tipo bola cuerpo partido, con actuador mecánico ANSI 1500 marca WKM	6"
<b>6</b>	K 61 +000	GUAYABETAL	Tipo bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM. Line Guard 210 con SCADA	6"
<b>7</b>	K 75 +300	ESTAQUECA	Tipo bola GROVE ANSI 900	6"
<b>8</b>	K 86 + 345	SÁNAME	Bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM. LIne Guard 210 con SCADA.	6"
<b>9</b>	K 104 +950	UNE	Bola con Actuador Neumático BETTIS ANSI 900 marca WKM. Line GUard 210 con SCADA.	6"
<b>10</b>	K 122 +000	USME	Bola, ANSI 900	6"

Las válvulas se encuentran ubicadas dentro de una caseta en mampostería estructural para efectos de proteger el sistema que la conforma de la intemperie. En la figura 10 se muestra la válvula ubicada en el k14+000.

Figura 10. Válvula con actuador Bettis K14+000



➤ **Válvulas de derivación.** El gas que se transporta por los ramales es recibido en Estaciones de regulación o también conocidos como City gates, en estos puntos el gas pasa por procesos de filtración, regulación, medición y odorización para luego ser entregado a los distribuidores de cada municipio. Los ramales que se desprenden de la troncal son: Guayabetal, Quetame, Caqueza, Fosca, Chipaque y Une.

Los ramales instalados son de acero al carbón calidad API5LX-52 de dos pulgadas de diámetro y 0.219 de espesor con revestimiento en alquitrán de hulla. En la tabla 15. se muestran los diferentes ramales con su respectivo abscisado y longitud.

Tabla 15. Ramales gasoducto Apiay- Bogotá

Ramal	(Pulg)	Abscisa derivación	Longitud (Km)
Guayabetal	2	K62+525	0.8
Quetame	2	K79+650	3.3
Sáname		K86+345	0.0

Caqueza	2	K92+900	4.6
Fosca	2	K92+900	3.1
Une	2	K104+950	0.1
Chipaque	2	K112+900	3.1

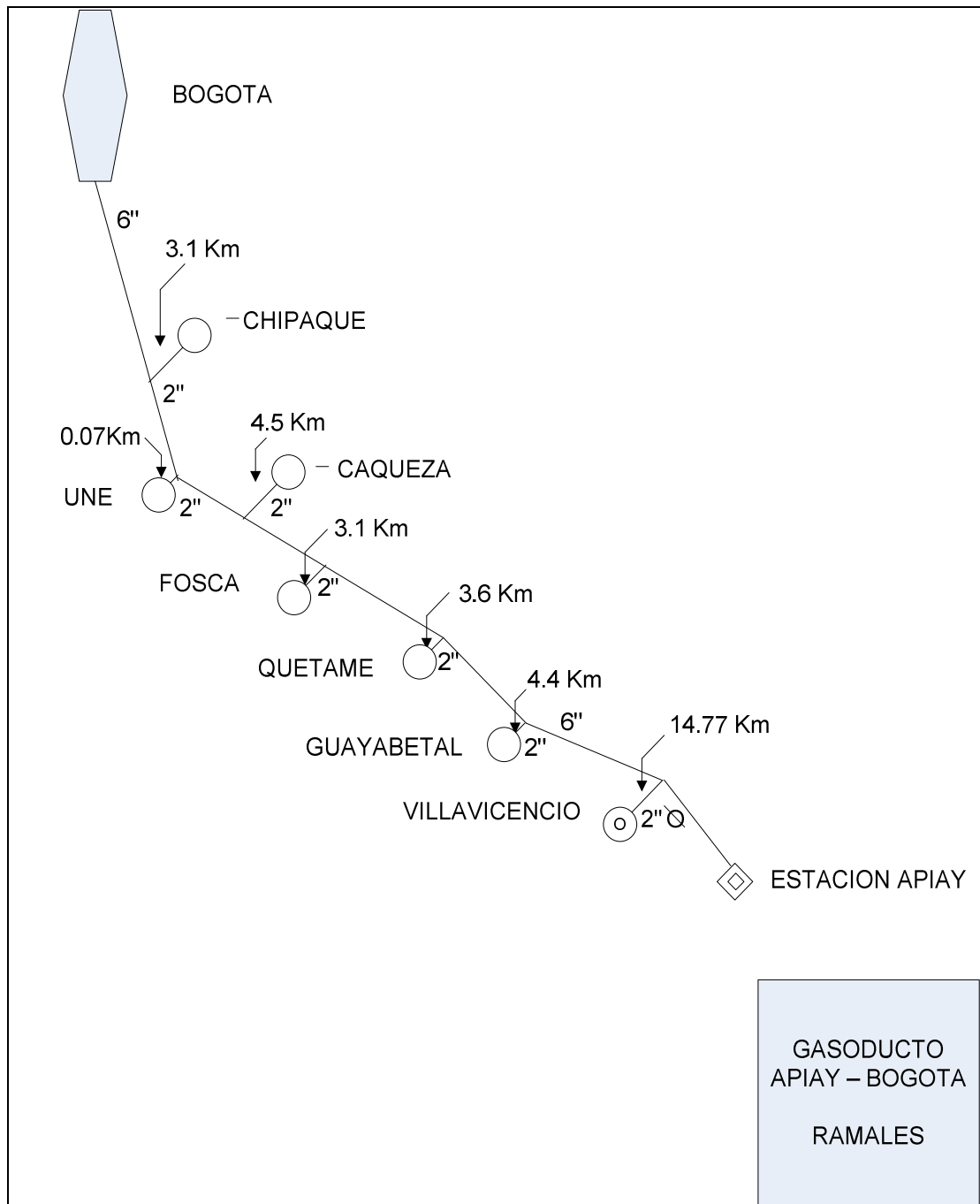
En cada uno de los ramales se encuentra instalada una válvula de derivación con actuador ROTORK que evita que se desempaquete la línea troncal a causa de una rotura de la tubería del ramal. En la tabla 16. se describen los diferentes ramales del sistema.

Tabla 16. Ubicación y características de las válvulas con actuador tramo Apiay - Bogotá

<b>ABSCISA</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>OBSERVACIONES</b>
K 0 + 000	DERIVACIÓN GUAYABETAL	Válvula de Bola 2x900 con Actuador Neumático ROTORK
K 28 +400	DERIVACIÓN QUETAME	Válvula de Bola 2x900 con Actuador Neumático ROTORK
K 35 +400	DERIVACIÓN CAQUEZA FOSCA	Válvula de Bola 2x900 con Actuador Neumático ROTORK
K104+950	DERIVACIÓN UNE	Válvula de Bola 2x900 con Actuador Neumático ROTORK
K112+900	DERIVACIÓN CHIPAQUE	Válvula de Bola 2x900 con Actuador Neumático ROTORK

En la figura 11. Se muestra en forma esquemática las longitudes y diámetros de los ramales que conforman el sistema de transponerte.

Figura 11. Diámetros y longitudes de los ramales de Cundinamarca.



➤ **Protección contra la corrosión externa.** Para efectos de proteger contra la corrosión externa se cuenta con sistemas de protección catódica con corriente

impresa en la línea principal y ánodos de sacrificio en los ramales. La ubicación de los rectificadores en este tramo se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Ubicación de los rectificadores tramo Apiay Bogotá

Descripción	Ubicación	Localización
La Llanerita	K 14+100	Área Apiay
Ocoa	K 29+100	Sector Río Ocoa
La Samaria	K 40+000	Vereda La Samaria
Estaquecá	K 75+000	Sector Puente Quetame
Une	K 105+650	Cerca población Une

El sistema cuenta con postes para medición de potencial cada kilómetro. En la figura 12 se muestra uno ubicado en el k11+000.

Figura 12. Poste para toma de potencial en el tramo Apiay- Bogotá.



➤ **Protección contra la corrosión interna.** Para efectos de determinar la velocidad de corrosión representada en pérdida del metal, se cuenta con dos cupones de corrosión ubicados en el k0+000 (Apiay) y k 122+000 (COU).

Adicionalmente se cuenta con trampas de raspadores en la línea tronca. La limpieza interna de la tubería se realiza seccionada; un tramo va entre el k0+000 y k34+400 y el siguiente entre el k32+400 y k122+000. Las trampas de la línea troncal cuentan con las facilidades para el envío de herramienta inteligente mas conocido como “marrano inteligente” capaces de detectar situaciones anómalas en el interior de la tubería.

Tabla 18. Longitudes y diámetros

<b>RAMAL</b>	<b>ABSCISA DEL TRONCAL</b>	<b>LONGITUD (M)</b>	<b>DIAMETRO (PULG)</b>
Guayabetal	62+530	800	2
Quetame – Pte. Quetame	79+500	3.600	2
Fosca	93+100	3.100	2
Cáqueza	93+100	5.000	2
Une	104+995	100	2
Chipaque	112+900	3.500	2

➤ **Centro Operacional Principal de Villavicencio (C.O.P.V).** El gas proveniente de Cusiana ingresa a la estación por una línea de 6 pulgadas de diámetro a una presión que oscila entre 800psi y 850psi. Luego pasa por las válvulas de regulación de presión marca FISHER, en donde se regula a 250 psi. Después se dirige hacia el separador y por último al sistema de filtración. Antes de la entrega pasa por un separador de partículas. A la salida posee un tanque para la inyección de odorizante (Mercaptano), esto con el fin de detectar las posibles fugas en la red de distribución domiciliaria.

Por el Centro Operacional pasa el gas que va a los ramales de Cundinamarca y al Centro Operacional de Usme en la ciudad de Bogotá. El gas pasa por un proceso de separación y continúa su recorrido por el sistema de transporte. En la figura 13 se muestra una panorámica del Centro Operacional Principal de Villavicencio.



Figura 13. Panorámica del Centro Operacional Principal de Villavicencio



En términos generales la estación cuenta con los siguientes subsistemas:

- Trampas de envío y recibo.
- Separadores.
- Filtro.
- Válvulas controladoras de presión.
- Sistema de medición de caudal.
- Sistema de Odorización.

Adicionalmente el COPV es el lugar en donde se realiza el seguimiento y control de la operación total del sistema, cuenta para ello con un cuarto de control en donde se reciben las señales del sistema SCADA, la operación en este punto la realizan 4 operadores, cuya responsabilidad es informar en forma oportuna sobre cualquier situación anormal que afecte el sistema de transporte.

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Organización es el establecimiento de la estructura necesaria para la sistematización racional de los recursos humanos, mediante la determinación de jerarquías, disposición, correlación y agrupación de actividades, con el fin de poder realizar y simplificar las funciones del grupo social.

**2.1.1 Importancia de la organización.** Los fundamentos básicos que demuestran la importancia de la organización son:

- Es de carácter continuo; jamás se puede decir que ha terminado, dado que la empresa y sus recursos están sujetos a cambios constantes (expansión, contracción, nuevos productos, etc.), lo que obviamente redundaría en la necesidad de efectuar cambios en la organización.
- Es un medio a través del cual se establece la mejor manera de lograr los objetivos del grupo social.
- Suministra los métodos para que se puedan desempeñar las actividades eficientemente, con un mínimo de esfuerzo.
- Evita la lentitud e ineficiencia de las actividades, reduciendo los costos e incrementando la productividad.
- Reduce o elimina la duplicidad de esfuerzos, al delimitar funciones y responsabilidades.

Existen diversas formas de organizar las actividades. Las unidades funcionales pueden ser: dirección, departamento, secciones, grupos, subgrupos y unidades. Una forma de tomar en cuenta para organizar es por funciones; se reconocen cinco: Producción, ventas, Finanzas, relaciones y organización; todas son indispensables.

Departamento es una o varias divisiones de la organización. Departamento es un área bien determinada, una división o sucursal de una organización sobre la cual un gerente tiene autoridad para el desempeño de actividades específicas.

#### 2.1.2 Tipos de organización

- **Organización formal.** Es la determinación de los estándares de interrelación entre los órganos o cargos, definidos por las normas, directrices y reglamentos de la organización para lograr los objetivos.

Se debe tener en cuenta las siguientes características:

- Consta de escalas jerárquicas o niveles funcionales establecidas en el organigrama
- Es racional
- Es una de las principales características de la teoría clásica

Según Taylor (defensor de este tipo de organización) la organización debe basarse en la división del trabajo y por consiguiente en la especialización del obrero, pretendiendo una organización funcional súper especializada.

• **Organización lineal.** Es la estructura más simple y más antigua, esta basada en la organización de los antiguos ejércitos y en la organización eclesiástica medieval. Sus características son:

- Posee el principio de autoridad lineal o principio esencial (tiene una jerarquización de la autoridad en la cual los superiores son obedecidos por sus respectivos subalternos), muy defendida por Fayol en su teoría clásica de la administración.
- Tiene Líneas formales de comunicación, únicamente se comunican los órganos o cargos entre sí a través de las líneas presentes del organigrama excepto los situados en la cima del mismo.
- Centralizar las decisiones, une al órgano o cargo subordinado con su superior, y así sucesivamente hasta la cúpula de la organización
- Posee configuración piramidal a medida que se eleva la jerárquica disminuye el número de cargos u órganos.

• **Ventajas de una organización formal:**

- Estructura sencilla y de fácil comprensión.
- Delimitación nítida y clara de las responsabilidades de los órganos o cargos involucrados.
- Facilidad de implantación.
- Estabilidad considerable.
- Es el tipo de organización más indicado para pequeñas empresas.
- Desventajas de una organización lineal:
  - La estabilidad y la constancia de las relaciones formales pueden conducir a la rigidez y a la inflexibilidad de la organización lineal.
  - No se responde de manera adecuada a los cambios rápidos y constantes de la sociedad moderna.
  - Esta basada en la dirección única y directa, puede volverse autoritaria.

- Enfatiza en la función de jefatura y de mando y la exagera, pues supone la existencia de jefes capaces de hacerlo y saberlo todo.
- La unidad de mando hace del jefe un generalista que no puede especializarse en nada (la organización lineal impide la especialización).
- A medida que la empresa crece, la organización lineal conduce inevitablemente a la congestión, en especial en los niveles altos de la organización.
- Campo de aplicación de la organización lineal:
  - Cuando la organización es pequeña y no requiere ejecutivos especialistas en tareas altamente técnicas.
  - Cuando la organización esta comenzando su desarrollo.
  - Cuando las tareas llevadas a cabo por la organización están estandarizadas, son rutinarias y tienen pocas modificaciones
  - Cuando la organización tiene vida corta y la rapidez en la ejecución del trabajo se hace más importante que la calidad del mismo.
  - Cuando la organización juzga más interesante invertir en consultoría externa u obtener servicios externos, que establecer órganos internos de asesoría.

## **2.2. ORGANIGRAMA**

Son sistemas de organización que se representa en forma intuitiva y con objetividad. También son llamados cartas o gráficas de organización.

Los organigramas señalan la vinculación que existe entre sí de los departamentos a lo largo de las líneas de autoridad principales.

Como instrumento de análisis: Detecta fallas estructurales, ya que representa gráficamente las unidades y relaciones y estas se pueden observar en cualquier unidad o relación que corresponda con el tipo de actividad, función o autoridad que desempeña la unidad en sí.

A través de análisis periódico de los organigramas actualizados se pueden detectar cuando el espacio de control de una unidad excede a su capacidad o nivel y en cualquier de estos casos recomendar la modificación de la estructura en sentido vertical u horizontal. Relación de dependencia confusa. A veces se crean unidades sin estudiar primero su ubicación y en el momento de actualizar los organigramas se descubren dobles líneas de mando.

Ningún organigrama debe tener el carácter de final, puesto que su valor verdadero depende de que se le mantenga al día y en sintonía con los cambios que va experimentando la estructura.

El tipo de organigrama que va a regir para la organización se debe seleccionar de mutuo acuerdo con la dirección, tomando como guía fundamental la adopción del que resulte de mayor utilidad provecho para la empresa y no aquel destinado a satisfacer el capricho de alguien.

- **Los organigramas revelan:**

- La división de funciones.
- Los niveles jerárquicos.
- Las líneas de autoridad y responsabilidad.
- Los canales formales de comunicación.
- La naturaleza lineal o staff del departamento.
- Los jefes de cada grupo de empleados, trabajadores, etc.
- Las relaciones existentes entre los diversos puestos de la empresa y en cada departamento o sección.

Cabe mencionar que la naturaleza lineal o staff se indican por distintos colores, distintos groesores de línea de comunicación, pero la más usual es marcando la autoridad lineal con línea llena, y la staff con línea punteada.

### **2.2.1 Requisitos de un organigrama.**

- Los organigramas deben ser, ante todo, muy claros; por ello se recomienda que no contenga un número excesivo de cuadros y de puestos, ya que esto, en vez de ayudar a la estructura administrativa de la empresa, puede producir mayores confusiones. Por ellos, los cuadros deben quedar separados entre sí por espacios separados.
- Los organigramas no deben comprender ordinariamente a los trabajadores o empleados. Lo más frecuente es hacerlos arrancar del Director, o Gerente General y terminarlos con los jefes o supervisores del último nivel.
- Los organigramas deben contener nombres de funciones y no de personas. Cuando se desea que estos últimos figuren, conviene colocar dentro del mismo cuadro, con una letra mayor el nombre del puesto y con letra menor el nombre de la persona que lo ocupe.
- Los organigramas pueden presentar un número muy grande de elementos de organización.

### **2.2.2 Ventajas**

- Las relaciones subordinado - superior no existen debido a que se elabore el diagrama, sino más bien, a las relaciones de dependencia esenciales.

- En cuanto a que el organigrama crea una sensación de demasiada comodidad y ocasione falta de empuje por parte de quienes han llegado, estos son asuntos de la alta dirección: reorganizar en el momento en que el ambiente de la empresa lo demande, desarrollar una tradición de cambio y hacer que los gerentes subordinados continúen cumpliendo con estándares de desempeño adecuados y bien comprendidos.
- Se logra un espíritu de equipo, exponiendo con claridad las relaciones, prepara el camino para políticas mas claras, buena coordinación, se simplifican esfuerzos, toma de decisiones y mayor eficacia organizacional. Puesto que el organigrama muestra líneas de autoridad para tomar decisiones, el simple hecho de presentar en organigrama una organización puede mostrar, en ocasiones inconsistencias y complejidades y llevar a su corrección.
- El organigrama también le muestra a los gerentes y al personal nuevo cómo encajan dentro de toda la estructura

### 2.2.3 Limitaciones

- Sólo muestra las relaciones formales de autoridad y omite las múltiples relaciones importantes informales que se encuentran en una empresa típicamente organizada, pero no todas.
- Muestra también las relaciones importantes de línea o formales. No muestra cuanta autoridad existe en cualquier punto de la estructura.
- Las personas pueden confundir las relaciones de autoridad con la posición en la empresa. El funcionario staff que depende del presidente de la organización puede mostrarse en la parte superior del organigrama, mientras que un funcionario de línea regional quizá aparezca uno o dos niveles por debajo. Aunque una buena elaboración del organigrama intenta hacer que los niveles en la gráfica estén de acuerdo con los niveles de importancia en la empresa, no siempre puede hacerse así. Este problema se puede manejar exponiendo con claridad las relaciones de autoridad y utilizando el mejor indicador de la posición –los niveles de sueldos y de bonos.

**2.2.4 Clases de organigramas.** Los organigramas pueden ser verticales, horizontales, circulares y escalares.

- **Organigrama vertical.** En los organigramas verticales, cada puesto subordinado a otro se representa por cuadros en un nivel inferior, ligados a aquel por líneas que representan la comunicación de responsabilidad y autoridad. De cada cuadro del segundo nivel se sacan líneas que indican la comunicación de autoridad y responsabilidad a los puestos que dependen de él y así sucesivamente.

– **Ventajas:**

- ✓ Son las más usadas y, por lo mismo, fácilmente comprendidas.
- ✓ Indicar en forma objetiva las jerarquías del personal.

– **Desventajas:**

Se produce el llamado “efecto de triangulación”, ya que, después de dos niveles, es muy difícil indicar los puestos inferiores, para lo que se requeriría hacerse organigramas muy alargados. Esto suele solucionarse:

- a. Haciendo una carta maestra que comprenda hasta el primer nivel lineal y staff de la empresa, y posteriormente hacer para cada división, departamento o sección, una carta suplementaria.
- b. Colocando a los subordinados de un jefe, cuando son numerosos, uno sobre otro, ligados por la línea de autoridad y responsabilidad que corre a unos de los lados.

### 2.3 CODIFICACIÓN

Establecer un código para las plantas, los sistemas o líneas de producción, para los equipos con características especiales, para las máquinas y equipos, aún para las herramientas y repuestos, es una necesidad de la organización del mantenimiento. También cobra vigencia la codificación de las actividades básicas de mantenimiento.

No se pretende tomar partido por ningún sistema de codificación en particular, más bien se sugiere utilizar aquel que satisfaga las condiciones y características de la planta, que permita identificar nemotécnicamente el equipo, su localización y función; que sea lo más corto posible, pero uniforme en su aplicación y que su implementación no resulte excesivamente costoso. Puede estar constituido de un sistema alfanumérico o sólo alfabético o sólo numérico.

Tabla 19. Métodos de nomenclatura internacional

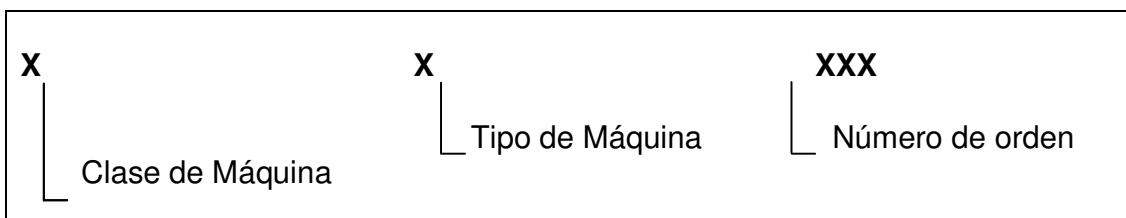


Tabla 20. Ejemplo de clases y tipos de máquinas

<b>CLASES</b>	<b>TIPOS</b>
0- Bombas	31- Bombas Centrífugas 32- Bombas de Vacío 33- Bombas Reciprocantes
1- Ventiladores	31- Ventiladores Centrífugos 32- Ventiladores Axiales
3- Equipo de transporte	31- Montacargas 32- Furgones 33- Vehículos
4- Maquinaria para manejo de Materiales	34- Polipastos 32- Bandas transportadoras

Tabla 21. Ejemplo de codificación

Equipos comunes e interconexiones	001 a 99	Auxiliares Eléctricos	650 a 699
Terrenos y edificios	100 a 199	Aire comprimido	700 a 749
Manutención de carbón	200 a 299	Agua	750 a 799
Manutención de combustibles líquidos	300 a 349	Servicios generales y máquinas de elevación	800 a 899
Manutención de cenizas y hollín	359 a 399	Varios	900 a 999
Bloques de producción	400 a 649		

En ciertos casos, un mismo tipo de máquina puede existir, en varios ejemplares, en el interior de un mismo equipo. En estas condiciones la individualización del equipo no es suficiente para individualizar la máquina. Así mismo, se recomienda evitar la descomposición excesiva del equipo so pena de obscurecer el sistema y hacer difícil la identificación del equipo y tal vez multiplicar innecesariamente las órdenes de trabajo.

## **2.4 EQUIPOS CRITICOS.**

El análisis de criticidad es una herramienta que permite identificar y jerarquizar por su importancia los elementos de una instalación sobre los cuales vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos y tecnológicos). En otras palabras, el análisis de criticidad ayuda a determinar eventos potenciales indeseados, en el contexto de la confiabilidad operacional, entendiéndose confiabilidad operacional como: la capacidad de una instalación (procesos, tecnología, gente), para cumplir



su función o el propósito que se espera de ella, dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto específico en un tiempo determinado.

El término “crítico” y la definición de criticidad pueden tener diferentes interpretaciones y van a depender del objetivo que se está tratando de jerarquizar. Desde esta óptica existen una gran diversidad de herramientas de criticidad, según las oportunidades y las necesidades de la organización:

- Flexibilidad operacional (disponibilidad de función alterna o de respaldo)
- Efecto en la continuidad operacional / capacidad de producción
- Efecto en la calidad del producto
- Efecto en la seguridad, ambiente e higiene
- Costos de paradas y del mantenimiento
- Frecuencia de fallas / confiabilidad
- Condiciones de operación (temperatura, presión, fluido, caudal, velocidad)
- Flexibilidad / accesibilidad para inspección y mantenimiento.
- Requerimientos / disponibilidad de recursos para inspección y mantenimiento
- Disponibilidad de repuestos

**2.4.1 Modelo de criticidad de factores ponderados basado en el concepto de Riesgo.** Este método fue desarrollado por un grupo de consultoría inglesa denominado: The Woodhouse Partnership Limited.

Este es un método semicuantitativo bastante sencillo y práctico, soportando en el concepto del riesgo: **Frecuencias de fallas x consecuencias.**

A continuación se presenta de forma detallada la expresión utilizada para jerarquizar sistemas:

**Criticidad total = Frecuencia x consecuencias de fallas..... (I)**

**Frecuencia = Rango de fallas en un tiempo determinado (fallas/año)**

**Consecuencias = (Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costos de Mtto. + Impacto Seguridad, Ambiente e Higiene) (\$,\$US)**

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo se presentan en la tabla 22.

Tabla 22. Factores ponderados a ser evaluados.

**Criticidad Total** = Frecuencia de fallas x Consecuencia

**Consecuencia** = ((Impacto Operacional X flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH)

<b>Frecuencia de Fallas:</b>		<b>Costo de Mtto:</b>	
Pobre mayor a 2 fallas/año	4	Mayor o igual a 20000 \$ Inferior a 20000	
Promedio 1 – 2 fallas/año	3		
Buena 0.5 – 1 fallas/año	2		
Excelente menos de 0.5 falla/año	1		
<b>Impacto Operacional:</b>		<b>Impacto en seguridad ambiente higiene (SAH):</b>	
Pérdida de todo el despacho	10	Afecta la seguridad humana tanto externa como interna y requiere la notificación a entes externos de la organización	8
Parada del sistema o subsistema y Tiene repercusión en otros sistemas	7		
Impacta en niveles de inventario o Calidad	4		
No genera ningún efecto significativo	1		
Sobre operaciones y producción		Afecta el ambiente/instalaciones	7
		Afecta las instalaciones causando Daños severos	5
		Provoca daños menores (ambiente – seguridad)	3
<b>Flexibilidad Operacional:</b>		No provoca ningún tipo de daños a personas instalaciones o al ambiente	1
No existe opción de producción y no hay función de repuesto	4		
Hay opción de repuesto compartido almacén	2		
Función de repuesto disponible	1		

Estos factores se evalúan en reuniones de trabajo con la participación de las distintas personas involucradas en el contexto operacional. Una vez que se evalúan en consenso cada uno de los factores presentados en la tabla anterior, se introducen en la fórmula de criticidad total (I) y se obtiene el valor global de criticidad.

Máximo valor de criticidad que se puede obtener a partir de los factores ponderados evaluados = 200.

Para obtener el nivel de criticidad de cada sistema se toman los valores totales individuales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias y se ubican en la matriz de criticidad – valor de frecuencia en el eje Y, valor de consecuencias en el eje X. La matriz de criticidad mostrada en la figura 14 permite jerarquizar los sistemas en tres áreas.

- Área de sistemas No críticos (NC)
- Área de sistemas de Media Criticidad (MC)
- Área de sistemas Críticos (C)

Figura 14. Matriz General de Criticidad

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

## 2.5 OPERACIONES DE MANTENIMIENTO

Las distintas operaciones de mantenimiento preventivo a realizar en los sistemas que conforman la red de transporte de gas natural, con el fin de asegurar su correcto funcionamiento, están agrupadas en función de sus características y frecuencias de actuación en tres grupos:

- Operaciones de Control
- Operaciones de Revisión
- Operaciones de Conservación

**2.5.1 Operaciones de Control.** Las operaciones de Control en los diferentes sistemas que conforman el gasoducto se realizan para garantizar el funcionamiento y conservación general de los mismos en lo que tiene que ver con la obra civil, mecánica, instrumental, eléctrica, electrónica. Las operaciones mínimas que deben realizarse donde aplique son las siguientes:

- Comprobar visualmente el estado general de la estructura, así como los accesos a los mismos, la pintura y los acoplamientos (vallas, trampillas, escaleras, tapas armarios, etc), tanto a nivel de conservación como de limpieza.
- Comprobar visualmente el funcionamiento normal del sistema.
- Diligenciar el formato establecido para consignar las condiciones actuales de operación.

- Comprobar que las variables que controla el sistema se encuentren dentro de los rangos preestablecidos.
- Comprobar la inexistencia de fugas.
- En los registradores realizar el mantenimiento propio de los mismos en cuanto a la reposición del papel y plumillas , sustitución de pilas, etc.

Si de las comprobaciones anteriores se deduce el tener que hacer un control más exhaustivo, se deberá proceder a la comprobación del elemento intervenido, deduciendo de los valores obtenidos las posibles operaciones de mantenimiento correctivo a realizar.

**2.5.2 Operaciones de revisión.** Las operaciones de revisión se realizan para asegurar un correcto funcionamiento de todos los elementos que hacen parte del sistema de transporte.

En dichas visitas si se deduce el tener que corregir defectos que precisen de una actuación inmediata, bien sea por la seguridad propia del sistema o porque pueda quedar afectado el correcto funcionamiento del mismo, se deberá proceder a una operación de conservación aunque esté fuera de las frecuencias preestablecidas.

Las operaciones mínimas que deben realizarse son las siguientes:

- Controlar el estado de conservación de los accesos para vehículos.
- Comprobar el estado de limpieza del recinto, respiraderos y, o, drenajes.
- Comprobar el estado de conservación de la obra civil (hundimientos del terreno, desperfectos en el hormigonado, etc.).
- Comprobar el estado de conservación de sus complementos de obra mecánica (vallado, puertas, soportes, tuberías, arquetas, escaleras, postes de toma de tierra, etc.).
- Comprobar el estado de conservación de torres, antenas de teleinformación.
- Comprobar la conservación de las placas de identificación del subsistema, asegurándose de que sean legibles.
- Controlar el estado de la pintura, revisando la posible aparición de ampollas, cuarteados, pérdidas de adherencia o corrosión.
- Comprobar visualmente el funcionamiento normal del subsistema.
- Comprobar su maniobrabilidad de los componentes del subsistema intervenido, verificando donde aplique, la inexistencia de fugas y engrasar si procede.
- En válvulas motorizadas comprobar manualmente y motorizadamente su maniobrabilidad. Si son telecomandadas, accionarlas para su comprobación desde el centro de control de operaciones (Dispatching). Comprobar la inexistencia de fugas en las uniones del cuerpo y en la estopada del eje o vástago.

- En los sistemas de filtración comprobar la no obturación por suciedad de los mismos, leyendo la pérdida de carga entre la entrada y la salida. En caso de estar cerca o sobrepasar el índice máximo de pérdida de carga establecido, se deberá proceder a la limpieza o sustitución de los elementos filtrantes. Purgar los filtros a través de la válvula dispuesta para tal efecto, situada en la parte inferior, para expulsar las posibles impurezas depositadas en el fondo de su base.
- En las válvulas de seguridad de corte comprobada la presión de disparo efectuando la operación al menos tres veces. Las válvulas que incorporan disparo manual deben ser accionadas varias veces a través del mismo, engrasando si es necesario el interruptor de disparo.
- Comprobar la estanquidad de la válvula en su posición de cierre mediante una columna de agua, o un manómetro (según proceda) colocado en la salida de regulación.
- En sistemas de medición comprobar el nivel de ruido con el contador en servicio, verificando que no se aprecie ningún tipo de golpe o vibración. En contadores del tipo de turbina se deberá pulsar dos o tres veces la bomba manual de engrase.
- En indicadores de presión comprobar la presión comparándola con el valor indicado en el registrador correspondiente. En el caso de que no se disponga de registradores, se deberán comparar con un manómetro patrón.
- En tomas a tierra verificar que la resistencia eléctrica entre obra mecánica y conexiones a tierra es prácticamente nula.
- En las instalaciones eléctricas comprobar el funcionamiento accionando interruptores y verificando que no existe ningún punto averiado o en mal estado. Adicionalmente comprobar el estado de las conexiones y de los cables, así como de las vainas de acero de protección, uniones roscadas y prensaestopas.

**2.5.3 Operaciones de conservación.** Se realizan para garantizar, además de todos los requisitos expuestos en las operaciones de revisión, un funcionamiento continuo e ininterrumpible de los elementos que conforman el sistema intervenido. Dichas operaciones comprenden el desmontaje total del citado elemento con el objeto de comprobar su estado de conservación como el grado de fatiga o desgaste de las piezas y elementos susceptibles de fallos, por estar sometidos a un continuo trabajo mecánico o de erosión.

En dichas visitas sólo se deberán corregir defectos que precisen de una actuación inmediata, bien sea por la seguridad propia de la instalación o porque pueda quedar afectado el correcto funcionamiento de ésta.

Las operaciones mínimas que deben realizarse son las mismas que las descritas en las operaciones de revisión, exceptuando las correspondientes a los elementos de regulación y seguridad, las cuales se sustituirán por las siguientes:

- En las válvulas de seguridad de corte desmontar todo el conjunto y servocomando, verificando el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles, ejes, obús, pastilla de cierre (excepto en el caso de ser metal con metal), membrana, mecanismo de rearme y disparo. Sustituir los elementos que acusen desgaste, las juntas tóricas y las piezas de elastómero deterioradas o que hayan sido manipuladas en la operación, las membranas y pastilla de cierre en las que se observen indicios de desgaste o deterioro. Una vez montado, se deberá tarar a la presión de disparo convenida por explotación y se comprobará su ajuste efectuando la operación de disparo al menos tres veces. Las válvulas que incorporan disparo manual deben ser accionadas más de una vez a través del mismo, previo engrase del interruptor de disparo.
- En los reguladores de acción directa desmontar todo el conjunto y verificar el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles, ejes, obús, pastilla de cierre y membranas. Sustituir los elementos que acusen desgaste, las juntas tóricas y las piezas de elastómero deterioradas o que hayan sido manipuladas en la operación, las membranas y pastilla de cierre que se observen indicios de desgaste o deterioro. Una vez montado se deberá tarar a la presión de salida convenida por explotación, verificando su ajuste a través del registrador gráfico, si la ERM lo posee, o mediante una columna de agua o un manómetro (según proceda), colocado en alguna toma de la salida. Comprobar la estanquidad y presión de cierre a caudal nulo.
- En reguladores pilotados desmontar todo el conjunto y verificar el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles, ejes, obús, pastillas de cierre y membranas. Sustituir los elementos que acusen desgaste, las juntas tóricas y las piezas de elastómero deterioradas o que hayan sido manipuladas en la operación, las membranas y pastilla de cierre que se observen indicios de desgaste o deterioro. Desmontar y limpiar o cambiar el filtro, según proceda, del piloto o del reductor. Una vez montado, se deberá tarar a la presión de salida convenida por explotación, verificando su ajuste a través del registrador gráfico si la ERM lo posee, o mediante una columna de agua o un manómetro (según proceda), colocado en alguna toma de la salida. Acto seguido proceder a comprobar la estanquidad y presión de cierre a caudal nulo. En el caso que no fuera estanco se deberá proceder con prioridad al desmontaje del piloto y, o, reductor, verificando el estado general de limpieza y conservación de los elementos móviles, ejes, membranas, obús y especialmente la pastilla de cierre. Sustituir los elementos que acusen desgaste, las juntas tóricas y las piezas de elastómero deterioradas o que hayan sido manipuladas en la operación, las membranas y pastilla de cierre en las que se observen indicios de desgaste o deterioro. Una vez montado, se deberá proceder de nuevo al tarado del regulador y a la comprobación de la estanquidad y presión de cierre del mismo caudal nulo. Comprobar el estado de

las tomas de impulsión y racores de unión, así como también la inexistencia de fugas en las uniones.

## **2.6 MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

El mantenimiento predictivo es aquel que utiliza datos extrapolados ó tendencias para determinar la vida de servicio sin problemas de una máquina.

El mantenimiento predicativo se ha constituido en una parte indispensable de la planeación del mantenimiento y las estrategias de parada de las fabricas modernas, ya que estas quieren diferir el mantenimiento del equipo hasta que se haya establecida claramente la necesidad del mismo, y esta información es suministrada por las técnicas predictivas.

El mantenimiento predictivo es el mantenimiento planificado y programado con base en la determinación de la tendencia del Estado o condición continua del equipo, con la intención de predecir un estado futuro.

**2.6.1 Ventajas del mantenimiento predictivo.** Las ventajas más importantes del mantenimiento predictivo son:

- A pesar de requerir altas inversiones iniciales, a largo plazo es más económico.
- Disminuye sustancialmente las fallas imprevistas, dado que se monitorea la condición del equipo en tiempo real.
- Disminuye el costo de inspecciones, dado que por medio del monitoreo se sabe el estado de gran parte del equipo.
- Disminuye la mano de obra, repuestos y probablemente tiempo de reparación, porque permite hacer una programación más exacta dado que se sabe qué es lo que se va a reparar.
- Disminuyen costos de aseguramiento de equipos.

**2.6.2 Justificación de los programas de mantenimiento predictivo.** Los siguientes objetivos son los más frecuentes incorporados a las aplicaciones exitosas del Mantenimiento predictivo:

- **Prevención de fallas catástóficas:** Ahorros substanciales resultan si un equipo es parado para prevenir una falla catastrófica. Detectar las fallas incipientes de lo equipos, programar reparaciones y por consiguiente reducir los gastos adicionales de reparación, son los objetivos principales de todos los programas de Mantenimiento Predictivo.
- **Aseguramiento de la calidad:** De las nuevas instalaciones y de los equipos sometidos a overhaul. Por medio del mantenimiento predictivo se puede: Probar

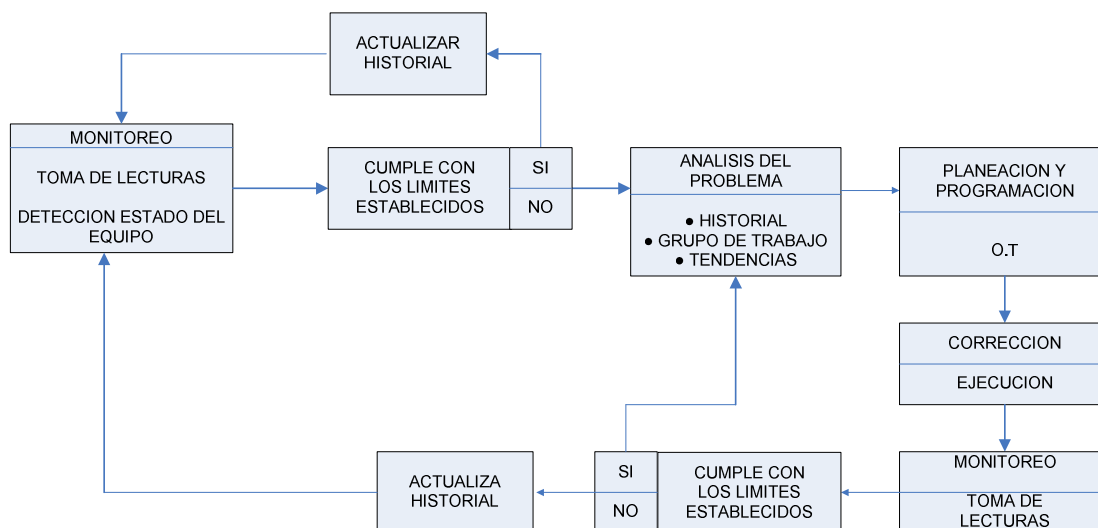
los equipos después de intervenidos, establecer los criterios de aceptación para compra de equipos, antes de aceptar un nuevo equipo o un overhaul.

- **Inventario de repuestos justo a tiempo (JIT):** Los programas de Mantenimiento Predictivo permiten que el justo a tiempo sea implementado, mientras se reducen los riesgos. Se reducen los costos de mantener grandes inventarios de repuestos.
- **Prevención del mantenimiento basado en el calendario (preventivo):** Frecuentemente, el mantenimiento basado en el calendario resulta en la reparación de equipos que no lo necesitaban. Los programas basados en el calendario son costosos y en algunos casos introducen problemas en equipos delicados. Las reparaciones basadas en el calendario, se justifican solamente cuando existen fuertes evidencias históricas que permiten establecer la vida del equipo en ciclos. El mantenimiento predictivo permite saber el estado real del equipo y con esta información se puede programar el momento exacto en que se necesita hacerle mantenimiento al equipo.
- **Incremento del tiempo medio entre fallas (MTBF):** El análisis de la causa de las fallas, usando las técnicas del Mantenimiento predictivo, es un método comprobado para lograr un alto MTBF. A medida que los periodos de MTBF comienzan a hacerse más grandes, los programas de Mantenimiento podrán ser realísticamente ajustados. Esto es el eje del Mantenimiento Proactivo.
- **Ahorros de energía:** Entre un 5% y un 15% de la energía consumida en promedio, se pierde en una planta por fricciones o ineficiencias de las maquinas. La detección de la causa y el remedio de esta pérdida, son posibles usando las técnicas del Mantenimiento Predictivo.
- **Mantenimiento proactivo:** Ocurrida la reparación oportuna de los efectos de la maquina, el análisis de los datos disponibles determinará la causa principal de los síntomas presentados. Entonces, se revisará o se rediseñará la instalación de la máquina para eliminar la causa del daño. De esta manera, la vida de la maquina se extenderá, y la frecuencia de reparación de la misma se reducirá.

**2.6.3 Ciclo del mantenimiento predictivo.** La secuencia de actividades a realizar en el mantenimiento predictivo son mostradas en la figura 15



Figura 15. Ciclo del mantenimiento predictivo



#### 2.6.4 Técnicas de mantenimiento predictivo.

- Control de la corrosión.** La medición, control y prevención de la corrosión en campo abarca un amplio espectro de actividades técnicas. Dentro de la esfera del control de la corrosión y su prevención, existen diferentes opciones técnicas una de ellas es la protección catódica. La medición de la corrosión, por su parte, emplea otra variedad de técnicas destinadas a determinar que tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez se experimenta la pérdida de metal. La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas.

Existe una amplia variedad de técnicas para la medición de la corrosión, incluyendo:

##### Pruebas No Destructivas

- Ultrasonido
- Cochinos inteligentes

##### Análisis Químico

- Cromatografía
- Gas Disuelto (O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S)

##### Monitoreo de Corrosión

- Cupones de Pérdida de Peso
- Resistencia Eléctrica

##### Fluido Electroquímico

- Medición de potencial

Algunas técnicas para la medición de la corrosión pueden ser utilizadas en línea, a través de un monitoreo o constante del proceso, mientras que otras mediciones deben ser determinadas a través de un análisis de laboratorio. Algunas técnicas

proveen una medición directa de la pérdida de metal o de la tasa de corrosión, mientras que otras son indirectas, pues son utilizadas para inferir el ambiente corrosivo que pueda existir.

El monitoreo de Corrosión es la práctica de la medición del potencial corrosivo de las condiciones de un proceso, a través del uso de "probetas", las cuales son insertadas en el proceso y expuestas continuamente a las condiciones ambientales del mismo.

Las probetas de monitoreo de corrosión pueden ser dispositivos mecánicos, eléctricos o electroquímicos.

Las técnicas de monitoreo de corrosión proveen de una medición directa y en línea de la pérdida de metal y/o tasa de corrosión en el sistema de un proceso industrial. Típicamente, un programa de medición de la corrosión, inspección y mantenimiento utilizada en cualquier industria, utilizaría una combinación de técnicas de medición en línea, directa e indirecta.

- Monitoreo de Corrosión: Directa y en línea
- Pruebas No Destructivas: Directas
- Análisis Químicos: Indirecta y Desconectada
- Datos Operacionales: Indirectas y en línea

En un programa bien coordinado y controlado, los datos de cada fuente serán utilizados para llegar a una conclusión confiable sobre las tasas de corrosión del sistema del proceso y como pueden ser minimizadas de forma más efectiva.

**2.6.5 La necesidad del monitoreo de corrosión.** La tasa de corrosión determina que tan duradera puede ser la vida útil de una planta y su seguridad operacional. La medición de la corrosión y las acciones para remediar las tasas de corrosión elevadas permiten incrementar la efectividad costo-operativa de la planta para alcanzar la reducción de los costos asociados a la renovación de las instalaciones de un proceso.

Con las técnicas para el monitoreo de la corrosión se podría:

1. Proveer una alarma anticipada de los daños potenciales que ocurrirían en las estructuras de producción, de mantenerse las condiciones corrosivas existentes.
2. Estudiar la correlación de los cambios en los parámetros en el proceso y sus efectos en la corrosividad del sistema.

3. Diagnosticar un problema de corrosión particular, identificar sus causas y los parámetros de control de la corrosión, como la presión, temperatura, pH, caudal, etc.
4. Evaluar la efectividad de una técnica de prevención/control de la corrosión que se haya aplicado al sistema, tales como la inhibición química.
5. Proveer información relacionada con los requerimientos de mantenimiento y condiciones de la planta.

**2.6.6 Técnicas de monitoreo de corrosión.** Existe un gran número de técnicas para el monitoreo de la corrosión. La lista siguiente detalla las más comunes usadas en las aplicaciones industriales:

- Cupones de Corrosión (Medición de pérdida de peso)
- Resistencia Eléctrica (Probetas E/R)

Existen otras técnicas, pero muchas requieren la operación de expertos y otras no son adaptables a aplicaciones industriales.

De las técnicas mencionadas, la de los cupones de corrosión y el método E/R constituyen los más importantes en el monitoreo de la corrosión industrial. Estas técnicas de monitoreo de corrosión han sido exitosamente aplicadas, y han sido usadas ampliamente debido a que:

- Las técnicas son fácilmente comprendida e implementadas.
- La efectividad de los equipos ha sido corroborada en el campo por muchos años de aplicaciones operacionales.
- Los resultados son fáciles de interpretar.
- La medición de los equipos puede ser hecha de forma segura en áreas peligrosas.
- Los usuarios han experimentado significativos beneficios económicos, reduciendo las paradas de planta y extendiendo su vida útil.

**2.6.7 Cupones de corrosión de pérdida de peso.** La técnica de pérdida de peso es la más simple y la más conocida de todos los métodos de monitoreo de corrosión. Esta técnica se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra (cupón) del mismo material de la estructura supervisada, en el mismo ambiente corrosivo al que la estructura está expuesta.

La medición obtenida de los cupones al analizarse es la pérdida de peso que ocurre en la muestra durante el período de tiempo al que ha sido expuesto, expresada como tasa de corrosión.

La simplicidad de esta medición es tal, que la técnica de monitoreo con cupones es el método básico utilizado en muchos programas de inspección de la corrosión. Esta técnica es extremadamente versátil, debido a que los cupones de pérdida de peso pueden ser fabricados en cualquier aleación comercial disponible. Además, utilizando el diseño geométrico apropiado, una amplia variedad de fenómenos corrosivos pueden ser estudiados:

- Estrés causado por la corrosión
- Ataque galvánico / bimetálico
- Diferencias en la exposición al aire
- Zonas afectadas por el calor

Las ventajas de los cupones de pérdida de espesor son:

- La técnica es aplicable a todos los ambientes (gases, líquidos y flujos con partículas sólidas)
- Puede realizarse inspección visual
- Los depósitos de incrustación pueden ser observados y analizados
- La pérdida de peso puede ser fácilmente determinada y la tasa de corrosión puede ser fácilmente calculada.
- La corrosión localizada puede ser identificada y medida.
- La eficiencia de los inhibidores pueden ser fácilmente determinada.

En un típico programa de monitoreo, los cupones son expuestos entre unos 45 a 90 días antes de ser removidos para análisis de laboratorio. La frecuencia de extracción de los cupones para la toma de datos sería de un mínimo de 4 veces por año. Las pérdidas de peso resultantes de cualquier cupón expuesto por un período de tiempo, será el valor promedio de la corrosión que ha ocurrido en ese intervalo temporal. La desventaja de la técnica de cupones es que, si la tasa de corrosión varía durante el período de exposición, es decir, si se incrementa o disminuye por alguna causa, dicho evento pico no sería evidenciado en el cupón, sin poderse determinar su duración y su magnitud.

Es por ello que el monitoreo con cupones es más útil en ambientes donde la tasa de corrosión no presenta cambios significativos en largos períodos de tiempo. Sin embargo, los cupones pueden proveer una útil correlación cuando se utilizan con otras técnicas como las mediciones ER y LPR.

**2.6.8 Monitoreo por resistencia eléctrica (ER).** Las probetas de resistencia eléctrica (ER) pueden ser consideradas como cupones de corrosión “electrónicos”. Al igual que los cupones, las probetas E/R proveen una medición de la pérdida de metal de un elemento expuesto a un ambiente corrosivo, pero a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser medido en cualquier

momento, a la frecuencia que sea requerida, mientras la probeta se encuentre in-situ y permanentemente expuesto a las condiciones del proceso.

La técnica E/R mide el cambio en la resistencia eléctrica (Ohms) de un elemento metálico corroído expuesto al medio ambiente del proceso. La acción de la corrosión en la superficie del elemento produce un decrecimiento en el área de la sección transversal de dicho sensor, lo cual representa un incremento en la resistencia eléctrica. El aumento en esta resistencia puede ser relacionada directamente con la pérdida de metal, y la pérdida de metales función del tiempo es la definición de la tasa de corrosión. Aunque es una técnica que promedia la corrosión en el tiempo, los intervalos entre cada medición pueden ser mucho más cortos que los de los cupones de pérdida de peso. La gráfica a continuación presenta la típica respuesta en el tiempo de las probetas E/R.

Las probetas E/R tienen todas las ventajas del cupón, pero adicionalmente:

- Son aplicables en todos los ambientes de trabajo, líquidos, gaseosos, sólidos, flujos con partículas sólidas.
- La tasa de corrosión puede ser obtenida de forma directa.
- La probeta se puede mantener instalada y conectada en línea hasta que su vida operacional haya sido agotada.
- Responde de forma rápida a los cambios en las condiciones corrosivas, y puede ser utilizado como disparador de alarmas.

Las probetas E/R se encuentran disponibles en una gran variedad geométrica, metalúrgica y sensitiva de elementos, y puede ser configurado para el montaje tipo rasante para poder ejecutar operaciones en línea con “cochinos”, sin tener que remover las probetas. El rango de sensibilidad permite que el operado seleccione la mejor respuesta dinámica, que sea consistente con los requerimientos del proceso.

## **2.7 FUNDAMENTOS DE ULTRASONIDO**

Los tanques y tuberías presurizados o atmosféricos están sujetos a corrosión, decir a la pérdida de material que va disminuyendo el espesor de la pared y que puede llegar a condiciones críticas.

El espesor mínimo admisible de un tanque o tubería lo determinan las normas de API y del ASME según la aplicación y depende de las características físicas y de los procedimientos de construcción.

La instrucción técnica consiste en realizar la medición de espesores por ultrasonido en las paredes del tanque de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones del código ASME Sección VIII, división 1 y 2.

- Se toma un muestreo de puntos de medición en los lugares accesibles, se considera un punto un área de 15X15 cm. El cual será una referencia de medición codificada en la que se reportan los espesores máximo y mínimo.
- Con las características técnicas originales del equipo y los valores actuales encontrados se determinará la velocidad de corrosión. Con los parámetros anteriores y espesores mínimos calculados y recomendados por el Código, se determinará su vida útil.
- En el informe de inspección constará de gráficos o esquemas para identificar los puntos de medición; espesores medidos, velocidad de corrosión por cada zona, espesores mínimos calculados y vida útil. Además, y como objetivo central de la inspección, el informe constará de conclusiones y recomendaciones meritorias.

## 2.8 PROTECCIÓN CATÓDICA

- **Corrosión.** Es el deterioro de un material metálico o de sus propiedades, por la reacción de éste con el medio que lo rodea. Se puede presentar debido a los siguientes fenómenos:

- Químicos: por presencia de ácido sulfúrico en contacto con el hierro.
- Electroquímicos: por el contacto de dos metales con características diferentes. Por ejemplo hierro y cobre.
- Físicos: por ejemplo abrasión, esfuerzos, etc.

- **Tipos de corrosión**

- Uniforme o generalizada: se presenta cuando la superficie del metal se deteriora en forma homogénea, a una rata constante y uniforme.
- Localizada: se presenta en sitios aislados, produciendo en corto tiempo el desgaste del material, el cual se puede intensificar por cavernas profundas, que se conocen comúnmente con el nombre de Pitting. Los tipos más conocidos de corrosión localizada son: Galvánica, erosión – corrosión, pitting, corrosión intergranular, esfuerzo – fatiga y por estancamiento.

- **Formas de protección.** La protección catódica es la forma más efectiva de protección de tubería y consiste en el suministro de una corriente continua a la estructura del gasoducto, para impedir que se genere corrosión en los tramos enterrados y sumergidos, del mismo.

Los métodos tradicionales de protección catódica son:

- Ánodos galvánicos o de sacrificio. Para ánodos de sacrificio son adecuados metales cuyo potencial electroquímico sea menos noble (más negativo) que el metal a proteger. Esto ocurre con el zinc, aluminio y magnesio respecto al

hierro. Como su nombre lo indica, debido a que su potencial electroquímico es menor que el del material a proteger, estos se desgastan o se “sacrifican”, evitando el desgaste en la estructura.

- Este método es eficaz cuando las corrientes requeridas son pequeñas y existe una resistividad del terreno relativamente baja.
- Por corriente impresa. En este caso se requiere una fuente externa de energía que puede provenir de una línea de transmisión eléctrica, y si no se dispone de ella, de una unidad generadora termo – eléctrica (Termo generador), convertidores de energía solar o cualquier otro método que permita obtener corriente continua de bajo valor.

#### • VALORACION DE LA CORROSION EXTERIOR

##### – Interrupción del sistema

Se instalan interruptores de corriente que permiten que la corriente del circuito de protección catódica sea interrumpido con ciclos que van desde 2 a 6 segundos: Los ciclos de interrupción más usados son 1,5 seg. ON y 0,5 seg. OFF, llamado ciclo rápido o 3 seg. ON y 1 seg. OFF, lo que se busca con el ciclado del SPC (Sistema de protección catódica) es desprender la caída IR del terreno, es decir leer un potencial OFF “Instant OFF” o polarizado en la tubería.

Los interruptores de corriente se instalan ya sea en el circuito AC o DC del SPC, y de un acuerdo al número de URPC (Unidades Rectificadoras de Protección Catódica) que posea la Tubería a inspeccionar en el PAP se deben instalar en cada URPC un interruptor de corriente, estos interruptores poseen hoy día un sistema interno de sincronización vía GPS.

De esta forma se garantiza que toda la línea a inspeccionar se encuentra ciclando y sincronizada.

Una vez instalados los interruptores de corriente se realiza un proceso de balance de los potenciales en cada URPC manipulando los Taps de cada rectificador, de esta forma se obtiene la mayor protección catódica que puede brindar la URPC sin perjudicial el propio circuito nominal del rectificador y protegiendo el recubrimiento de la tubería.

Generalmente se acostumbra llevar los potenciales en el punto más cercano a la URPC en el rango:

- ✓ Potencial OFF entre los 1100 a 1200 mV.
- ✓ Potencial ON entre los 2000 a 220 Mv.

Una vez sincronizado y balanceado todo el SPC de la línea a inspeccionar se procede a tomar la información de los potenciales de protección catódica en las estaciones de prueba que posea la línea, de ahí el nombre de la inspección poste a poste.

Generalmente las estaciones de prueba se encuentran localizadas cada 1 o 2 kilómetros y muchas veces estas estaciones de prueba o estaciones para toma de potenciales están en combinación con los postes de kilometraje o abcisado.

La estación de prueba posee internamente dos cables que van soldados a la tubería, llamados negativos o cables catódicos, estos sirven para leer junto con una celda de referencia de Cu/CuSO<sub>4</sub> y un voltímetro digital con Datalogger los potenciales de polarización de la tubería inspeccionada. En cada poste o estación de prueba al inspector toma o registra un potencial ON y un potencial OFF.

Estos valores pueden ser llevado a un Software especializado el cual registra de manera gráfica un perfil de la línea inspeccionada y de esta forma muestra como se encuentra el SPC, siempre en referencia a al Norma NACE RP 0169-02.

Mediante esta inspección se puede ver de manera muy general sobre la tubería sectores de la línea que posean deficiencias en su SPC.

#### – **Close Interval Survey – CIS**

A diferencia del poste a poste en donde las medidas de potencial están tomadas cada 1 o 2 kilómetros y solo representan el conocimiento del sistema de protección catódica de tan solo una fracción de la longitud de la tubería.

La técnica Close Interval Survey – CIS, fue diseñada para revisar la efectividad de un sistema de protección catódica en la totalidad del recorrido de una línea, es decir en los espacios entre las estaciones de prueba.

Antes de iniciar el CIS, una cuadrilla de operarios identifica la posición del tubo. El operador del CIS establece una conexión eléctrica a la tubería, por medio de un cable eléctrico parafinado AWG 33 ó 34, el cual se conecta al negativo de la estación de prueba del sector a inspeccionar, y lo va desenrollando desde un carrete que lleva en sus espaldas, mientras camina a lo largo de la tubería. El potencial es medido con dos celdas de referencia que lleva en dos bastones de mano el operador, quién toma los datos enterrándolos en el suelo directamente sobre la tubería, a intervalos de aproximadamente un metro.

Para obtener una verdadera lectura del potencial tubería – suelo, el error de caída de voltaje IR debe ser minimizado. Para ello se requiere interrumpir desde el rectificador el flujo de corriente y tomar con ello medidas “Instant – OFF”.



En la práctica, esto significa que si existen varios rectificadores en el sistema de protección catódica, deben ser interrumpidos sincronizadamente.

Con los datos se elaboran curva metro a metro de la variación de los potenciales de protección catódica en un Software especializado, que sirven para analizar el desempeño del sistema de protección catódica de la tubería que se esta inspeccionando.

## – **Inspección de recubrimientos**

### ✓ **Técnica DCVG**

Es un método nuevo que permite realizar diagnósticos del estado del recubrimiento de tuberías enterradas, sin efectuar excavaciones. Permite localizar y dimensionar los defectos.

La técnica se basa fundamental en mediciones de gradiente de voltajes por encima de los voltajes de protección catódica. Lo que distingue este desarrollo es que los pequeños defectos pueden ser localizados con alta precisión.

Un gradiente voltaje se establece en el suelo alrededor del defecto, cuando se aplica corriente directa sobre el recubrimiento de la tubería, a través de un sistema de protección catódica temporal. Para ello hay que construir lechos anódicos temporales cuando la señal de inspección es deficiente, estas camas temporales se ubica a lo largo de la línea y pueden ir cambiando de ubicación a medida que avanza la inspección.

El más alto gradiente de voltaje detectado es analizado con profundidad. En la técnica DCVG, la señal de entrada de corriente DC es pulsada mediante un interruptor de corriente generalmente con un pulso de 0,7 seg. En OFF y 0,3 seg. en ON. Un mili voltímetro sensitivo y dos celdas de referencia de cobre sulfato de cobre, que se instalan a una distancia de un metro del operador, permiten obtener el epicentro del gradiente.

Un GPS sub métrico permite ubicar el sitio exacto del epicentro. La intensidad del gradiente de voltaje permite evaluar el tamaño del defecto en el recubrimiento, con el objeto de dimensionar la excavación para repararlo.

Los datos del DCVG también sirven para computar la caída de voltaje IR. La correlación de este dato con la intensidad del gradiente encontrado, permite definir si es justificable efectuar la excavación para reparar. Este método necesita un operador con alta destreza y experiencia para la interpretación de las señales.

## 2.9 LIMPIEZA INTERNA DE TUBERIA

• **Raspa tubos o marranos.** Son aparatos que se utilizan para la operación y construcción de líneas de conducción en variedad de aplicaciones tales como:

- Limpiar e incrementar la eficiencia de la línea
- Calcular o inspeccionar el diámetro interno de la tubería
- Separar productos
- Desaguar líneas después de una prueba hidrostática

• **Tipos de raspa tubos**

– **De limpieza.** Su cuerpo se asemeja a una tabla y están equipados con cepillos o discos plásticos, que se encargan de remover incrustaciones o depósitos duros adheridos a las paredes del tubo en el primer caso y resinas o depósitos blandos en el segundo.

Para tuberías que transportan gas natural, se utilizan discos raspadores de neopreno o poliuretano, de alta resistencia a la abrasión.

– **De desplazamiento.** En este caso el cuerpo del raspa tubos, se encuentra equipado con múltiples empaques, discos o copas cónicas, que mantienen un sello a través de los recodos, bifurcaciones y el tubo en pleno.

Otro diseño que cumple con esta función es el raspa tubos esférico que puede cubrir mayor radio de curvatura que los descritos anteriormente. Este modelo se puede adaptar a cualquier tamaño de diámetro interno de tubería.

## 2.10 INSPECCIÓN INTERNA DE LA LÍNEA

Se utiliza un marrano inteligente o herramienta de inspección interna HII para obtener información sobre la tubería o su contenido, estas herramientas miden y registran la magnitud y la posición de las anomalías. El HII se usa para recoger los datos que luego son analizados por ingenieros y técnicos de la compañía que lo suministra, para determinar y reportar las condiciones de la línea.

Esta información cubre un amplio rango de inspección, necesidades y problemas. Lo que más comúnmente requiere inspección e información es:

- Pérdida de metal (corrosión)
- Medida de la Geometría-

Pero también hay otros servicios disponibles como:

- Detección de fisuras
- Perfil de monitoreo o “Mapeo”
- Detección de fugas
- Mediad de curvas
- Inspección con cámara de videos
- Muestreo de productos
- Medida de deposito de parafinas
- Cubrimiento de la línea

## • SERVICIOS DE INSPECCION MÁS USUALES

– **Pérdida de metal.** En los primeros intentos para encontrar corrosión se usaron herramientas que registraban la temperatura y la presión dentro de la tubería. La razón de esto es porque la presión y en especial la temperatura determina el punto en el cual empieza la separación del agua y por lo tanto el punto donde empezaría la corrosión.

El principal problema era la lentitud de respuesta de los sensores de temperatura y que al medir la presión, la herramienta misma causaba diferencia locales de presión. Esto se ha resuelto con los sensores modernos y hoy muchas herramientas los tienen como una parte casi incidental de su tarea principal.

La pérdida de metal por corrosión causa adelgazamiento de la pared del tubo y puede ser interna o externa, pero ambas generan serios inconvenientes par el operador de la línea, ya que si son muy severas pueden afectar la razón de presión de ruptura y crear un serio peligro de ruptura o de fugas. Las tecnologías básicas para inspeccionar pérdida de metal son:

- ✓ Dispersión de flujo magnético. MFL (Magnetic Flux Leakage)
- ✓ Corrientes de remolino. (corrientes EDDY)
- ✓ Ultrasónicos (UT)

• **Servicios de geometría.** Un gasoducto es un recipiente presurizado y esta sujeto a altos niveles de estrés y frecuentes presiones cíclicas. Cuando está enterrado tiene un cierto nivel de protección, pero ésta no es completa. Hay peligros naturales como terremotos, deslizamientos, hundimientos e inundaciones, y existen los riesgos y problemas más comunes de daños a terceros.

Cualquiera de estos eventos puede causar daños físicos, como abolladuras, colapsos, etc. Pero rara vez causan la ruptura de la línea inmediatamente. La mayoría resultan en deformación de la línea, que podrían ser llamados “defectos insidiosos”. La definición de insidioso es que actúa gradual e imperceptiblemente, pero con graves consecuencias y eso es los que algunas formas de daño físico, le pueden causar a una tubería, de ahí que es de vital importancia investigar cada

desviación de la forma ideal de un recipiente presurizado, perfectamente circular por ejemplo.

- **Detección de fisuras.** Cualquier clase de ruptura, especialmente en el plano longitudinal es una falla muy seria.

Ahora con los avances modernos en herramientas ultrasónicas y de dispersión de flujo magnético, se pueden detectar los defectos más serios durante una inspección normal de corrosión, si la herramienta tiene especificaciones para ello; no con las herramientas diseñadas tradicionalmente para pérdida de metal.

- **Monitoreo de perfiles y mapeo.** Normalmente en las líneas nuevas se prepara una serie de esquemas (croquis) de “como-tendido” (as built), pero no siempre se registran las modificaciones posteriores y con el tiempo, la posición original de la línea puede variar considerablemente. Se pueden hacer inspecciones del terreno, pero a menos que se hagan a intervalos muy cerrados, se puede ignorar una “pata de perro” o cualquier otra desviación.

Aunque una línea no se haya movido físicamente de su localización original, su estabilidad puede ser muy importante. Es necesario conocer cuando hay algún movimiento el cual se puede dar por terremotos, erosión o calentamiento del suelo alrededor de áreas de nieves perpetuas.

- **Detección y localización de fugas.** Estos sistemas trabajan sobre el principio de “balance de masa”, en que el volumen de fluido que entra a la línea, es igual al volumen que sale de ella. Si no se mantiene la presión normal de trabajo es un indicador de que hay fugas.

Las líneas terrestres se pueden monitorear usando helicópteros o aviones ligeros para visualizar las fugas. Hay muchos métodos como la detección de hidrocarburos por infrarrojo y hasta el uso de perros husmeadores. La detección es muy simple, el problema es la localización.

- **Medición de curvas.** Es muy importante asegurarse que al correr una herramienta grande y pesada, esta no se convierta en un tapón dentro de la línea. Esto no solo puede causar daños a una herramienta muy costosa, sino además a la tubería, lo que implicaría al cierre para removerlo.

Hay un método que consiste en montar un plato medidor en el centro del raspador, para que en el caso de que este tenga que pasar por una curva más estrecha que la mínima calculada, el plato debe dañarse. Sin embargo, no indica cual es el radio de curvatura real, sino que solo es menor que el permisible. Pese al trabajo hecho en esa área, no se han promovido muchos servicios de estos hasta el momento.

- **Cubrimiento de la línea.** En las líneas submarinas es vital inspeccionar periódicamente las pérdidas del revestimiento de concreto, pérdida de ánodos, y el cubrimiento en general; hasta hace poco esta inspección se hacía con sonar de barrido lateral pero esta técnica sí bien es efectiva, suele ser muy costosa y depende de las condiciones circundantes.

Se buscó otra alternativa que permitiera esta inspección y la respuesta tiene que ver el principio de la acústica y la resonancia, ya que al golpear el tubo por dentro se obtiene una onda que viaja hasta el límite exterior del recubrimiento y luego regresa siendo detectada por un sensor instalado en la herramienta.

- **TECNOLOGÍAS USADAS PARA INSPECCION INTELIGENTE**

- **Dispersión de flujo magnético (MFL).** Para explicar como opera esta herramienta, basta compararla con un imán de herradura. Para mantener su fuerza el imán es equipado con un “transmisor” que es una simple barra de metal que lleva el flujo de un polo al otro. Si el área transversal de la barra en cualquier punto es insuficiente para contener el flujo, entonces ocurre una dispersión.

De la misma manera, en la herramienta MFL se colocan dos anillos de imán, separados y con polos opuestos para inducir un flujo en la pared del tubo, el cual se convierte en un “transmisor”, entre estos polos se montan unos sensores que permiten detectar la dispersión del flujo que ocurre por el adelgazamiento de la pared o “pérdida de metal”.

Es importante saturar completamente la pared del tubo para que cualquier pérdida de metal cause una dispersión de flujo. Pero esto requiere a veces muy potentes y grandes, que se mantengan en contacto estrecho con la pared. Esto es una limitante, cuando se usa en tubos de pared muy gruesa así como en tubos estrechos por el poco espacio disponible para los imanes.

Otra innovación fue instalar un segundo anillo sensor detrás, para detectar si la pérdida es interna o externa. El primer anillo detecta todas las pérdidas, el segundo detecta las de flujo residual que sólo pueden ser causadas por pérdida interna.

Los desarrollos recientes de la industria electrónica han incrementado la velocidad de un procesador en un 40% cada año y la capacidad de almacenar datos se incrementa aún más rápido, pero aún así es muy grande la cantidad de datos recogidos en una corrida y analizarlos puede tomar mucho tiempo. La identificación exacta, tamaño y localización de los defectos, requiere un proceso de computación muy rápido y potente. Cada señal debe ser identificada por que puede ser o no, pérdida de metal. El reporte final puede tomar muchas semanas.

El reporte es de vital importancia. Su principal uso es determinar la máxima presión de operación permitida (MAOP).

### 3. PLAN PROPUESTO

#### 3.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL MANTENIMIENTO

La Unión Temporal Colombiana de Gas (UTCG) realiza las rutinas de mantenimiento preventivo y algunas de mantenimiento predictivo basándose en un programa general que suministra en cliente. Estas rutinas son confirmadas mediante auditorias mensuales que realiza el ingeniero Coordinado del Gasoducto por parte del cliente en cada uno de los departamentos de la compañía como son: Operación, Mantenimiento, Social y Tierras y HSE. Los indicadores que miden el cumplimiento del programa normalmente se cumplen lo que garantiza un sistema de transporte confiable y seguro. A pesar de lo anterior se observan algunas falencias que pueden ser remediadas aplicando herramientas contenidas en la teoría de mantenimiento de clase mundial. Las principales fallas detectadas son las siguientes:

- La estructura organizacional obedece a lineamientos dados por el Cliente para el cumplimiento del contrato pero no están aterrizados a las necesidades reales de un mantenimiento que garantice la máxima confiabilidad en el transporte de gas natural. Adicionalmente no son claras o no están definidas algunas funciones del personal encargado de planear, ejecutar y controlar las rutinas de mantenimiento.
- Las frecuencias en las actividades de mantenimiento no se ajustan a las necesidades reales de los sistemas que conforman la infraestructura de transporte, algunas de ellas hacen que se intervengan equipos innecesariamente y otras se quedan cortas en el tiempo, lo que genera mantenimientos correctivos.
- El sistema de transporte se ha actualizado con nuevas tecnologías pero esta actualización no se ha llevado a diagramas de proceso, lo que hace que no se tenga un control detallado de los componentes del gasoducto, algunos de ellos con alguna criticidad mayor que otros.
- La codificación actual de los elementos que conforman el sistema de transporte no esta bien definida lo que impide contar con una hoja de vida actualizada de cada sub-sistema al igual que impide realizar trazabilidad a las actividades ejecutadas. Esto conlleva en algunos casos a reprocesos en las actividades de mantenimiento.
- Las actividades de mantenimiento predictivo no dejar de ser una simple verificación de una variable a la cual no se le realiza la trazabilidad que

corresponde, además, se aplican técnicas que no aportan en predecir fallas en los sistemas. Se ejecución obedece más a un compromiso contractual.

- Algunas actividades de diagnóstico especializado se emplean únicamente para realizar corregir fallas puntuales más no para realizar análisis de tendencias.
- Los indicadores actuales de mantenimiento no miden en forma precisa la gestión de mantenimiento y la confiabilidad de los elementos que hacen parte de la infraestructura del gasoducto.

### **3.2 PROPUESTA DE MANTENIMIENTO**

La implementación de un programa de mantenimiento preventivo y predictivo soportado con bases sólidas que permitan que su estructura sea funcional para continuar en ese proceso evolutivo en el campo de mantenimiento industrial y poder llegar a lo que hoy día conocemos como mantenimiento clase mundial es el objetivo que se pretende alcanzar con el desarrollo del presente proyecto.

Conocidas las ventajas que tiene la implementación de programa de mantenimiento preventivo como son entre otras: control administrativo, eliminación de sobretiempos; balanceo de cargas de trabajo; mejora en las funciones de producción; estandarización de tareas; manejo de inventario de partes de almacén; equipos seguros y sin contaminantes y alta relación beneficio/costo. Al igual que las ventajas que se logran con la implementación de rutinas de mantenimiento predictivo como son: intervención oportuna en el equipo o cambio de un elemento en el mismo; dominio del proceso y obtención de datos técnicos que comprometen con un método de trabajo riguroso y objetivo; mejora en el ambiente de trabajo. Llevan a concluir que para que su logro se consiga es necesario establecer en forma clara y concisa una metodología para su implementación. La propuesta para establecer el plan de mantenimiento preventivo y predictivo del gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá se resume así:

- Definición de una estructura organizacional que este de acuerdo a los requerimientos propios del mantenimiento por medio de la cual se puedan planear, ejecutar, verificar y optimizar las actividades necesarias de mantenimiento preventivo y predictivo que garanticen confiabilidad en el sistema de transporte de gas natural. Para ello se deben definir en forma clara y precisa las funciones del Ingeniero Jefe de Mantenimiento y del Supervisor de Mantenimiento quienes son los responsables en garantizar que las actividades de mantenimiento se ejecutan con criterios de calidad y confiabilidad.
- Actualización de los diagramas de procesos para cada uno de los tramos del sistema de transporte.



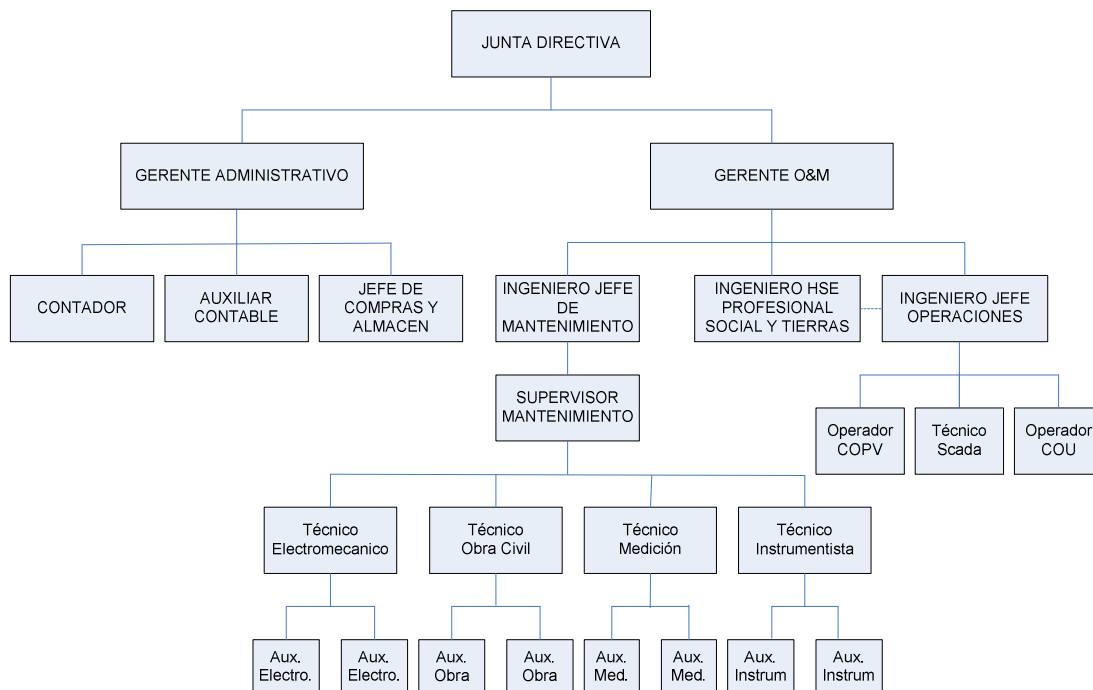
- Implementación de códigos para cada uno de los sistemas que hacen parte de la infraestructura del gasoducto a los cuales se les debe realizar rutinas de mantenimiento que garanticen la confiabilidad del gasoducto.
- Definición de la secuencia de actividades de mantenimiento, aplicando el criterio de análisis de equipos críticos mediante el método de factores ponderado y establecer el plan de trabajo con una periodicidad determinada.
- Establecer índices de calidad eficiencia y cumplimiento.

### **3.3 DESARROLLO DEL PLAN PROPUESTO**

**3.3.1 Estructura organizacional.** Con el propósito de poder cumplir a cabalidad con las rutinas de mantenimiento que garanticen un sistema de transporte confiable, satisfaciendo las necesidades del cliente se establece la estructura organizacional mostrada en la figura 10. Es necesario resaltar el grado de importancia en la comunicación que debe existir entre el departamento de Mantenimiento y el de Operación de manera que las rutinas de mantenimiento no afecte la normal operación del sistema de transporte, es de anotar que un porcentaje de los sistemas a intervenir, aunque no es muy alto, no cuentan con by pass o sistema de respaldo y es necesario que los mantenimientos de conservación coincidan con paradas programadas de los productores BP y Ecopetrol o cualquier remitente. Igual de importante es la relación con los departamentos de HSE y Social y tierras, quienes se encargan de controlar y minimizar el impacto que se genere al medio ambiente por las actividades de mantenimiento realizadas al igual que mantener una relación cordial con los miembros de la comunidad en donde se encuentre ubicado el equipo intervenido.

El organigrama muestra que a pesar de que el jefe de compras depende del gerente administrativo, debe existir una comunicación continua con el departamento de mantenimiento para efectos de programar a tiempo los recursos necesarios para las actividades de mantenimiento, al igual que para manejar un inventario de repuestos mínimo necesario para garantizar una operación confiable en el sistema de transporte.

Figura 16. Estructura de la Organización.



**3.3.2 Funciones del personal.** Es de vital importancia establecer las funciones del Ingeniero Jefe de Mantenimiento y del Supervisor de Mantenimiento quienes son los directos responsables de la planeación, control y seguimiento de las rutinas de mantenimiento que se realicen en el sistema de transporte, de ellos depende que las actividades de mantenimiento tanto preventivo como predictivo cumplan con los requerimientos de calidad, eficiencia y cumplimiento que garanticen una Operación confiable y segura en gasoducto Cusiana-Apiay-Bogotá.

• **Funciones del Ingeniero Jefe de Mantenimiento.** Tiene como funciones principales las siguientes:

- Elaborar con la colaboración del supervisor de mantenimiento el plan anual de mantenimiento del sistema de transporte. Para ello debe contar con los requerimientos del jefe de Operaciones. Este documento para su implementación debe ser aprobado por el Ingeniero Jefe de Operación y Mantenimiento.
- Mantener informado al Gerente de Operación y Mantenimiento sobre las actividades realizadas.

- Asistir a las reuniones de trabajo que programe el Gerente de Operación y Mantenimiento.
- Revisar y aprobar los programas de mantenimiento para cada sistema intervenido.
- Asegurar el suministro oportuno de los recursos humanos y técnicos requeridos par la correcta ejecución de los programas de mantenimiento.
- Revisar y evaluar los registros de mantenimiento elaborados por sus técnicos de mantenimiento y con base en dichos reportes, mantener actualizada la hoja de vida de las máquinas e instalaciones a su cargo.
- En caso de requerirse, prestar asistencia técnica al supervisor de mantenimiento y a los encargados de la ejecución del mantenimiento y solucionar problemas o situaciones imprevistas.
- Estimar, revisar y actualizar continuamente los indicadores de gestión del servicio de mantenimiento.
- Elaborar y presentar planes a mediano y largo plazo tendientes a incrementar la calidad y la eficiencia del servicio de mantenimiento.
- Colaborar en la elaboración de manuales y documentos técnicos de mantenimiento, mantener dichos documentos actualizados y accesibles al personal que lo requiera, estableciendo procedimientos de revisión y control de documentación, siguiendo las recomendaciones del ingeniero QA QC.
- Colaborar activamente con el programa de capacitación no solamente del personal a su cargo.
- Cumplir estrictamente en las políticas de manejo, evaluación y promoción de personal.
- Utilizar y actualizar las herramientas de informática disponible par la gestión del mantenimiento.
- Elaborar y presentar reportes e informes periódicos de gestión de mantenimiento.

• **Requisitos técnicos del ingeniero jefe de mantenimiento.** Para cumplir con sus responsabilidades y llevar a cabo exitosamente sus funciones, el jefe de mantenimiento debe llenar estos requisitos:

- Ser ingeniero mecánico, civil o de petróleos con estudios de postgrado en el área específica del cargo a desempeñar, que pueda programar, coordinar y controlar las actividades de mantenimiento a ejecutar en la infraestructura de una línea de transporte de gas natural.
- Contar con una experiencia entre 7 y 15 años en grupos interdisciplinarios, en Operación y Mantenimiento de líneas de transporte de hidrocarburos a nivel de coordinador, jefe de departamento o jefe de grupo.

- Conocer profunda y detalladamente, las características constructivas funcionales y operativas de las instalaciones de un sistema de transporte de gas natural..
  - Poseer sólidos conocimientos acerca del proceso o subprocesos en el manejo de gas natural de tal manera que pueda evaluar correctamente las funciones y la importancia relativa dentro del proceso de cada una de las instalaciones a su cargo.
  - Estar familiarizado con la organización general de la Empresa, relación de su área con las demás áreas y con los procedimientos administrativos generales de la Empresa y los específicos de su área.
  - Poseer buenos conocimientos de informática, técnicas gerenciales, administración de personal y recursos.
- **Cualidades personales del Ingeniero Jefe de Mantenimiento.** Debe poseer numerosas cualidades personales entre las cuales merece destacar las siguientes:
    - Capacidad de planificar.
    - Talento para organizar.
    - Capacidad de expresión tanto oral como escrita.
    - Autoridad para impartir ordenes claras y razonables.
    - Objetividad para emitir conceptos, analizar problemas y plantear soluciones.
    - Liderazgo.
- **Funciones del supervisor de mantenimiento.** Tiene como funciones principales las siguientes:
    - Colaborar con el ingeniero Jefe de Mantenimiento, es el responsable en la elaboración del programa anual general de mantenimiento.
    - Establecer el programa de mantenimiento para cada una de los sistemas que conforman la infraestructura del gasoducto. El programa debe definir entre otros: el nivel de mantenimiento, la fecha de iniciación y la duración estimada, los recursos humanos requeridos para la ejecución del mantenimiento y la lista de herramientas necesarias y de los insumos y repuestos presumiblemente requeridos.
    - Definir y comunicar el procedimiento de ejecución de mantenimiento, y supervisar continuamente el cumplimiento del procedimiento definido y las instrucciones de partida.

- Definir y llevar a cabo las actividades de preparación para la ejecución del mantenimiento.
  - Presentar asistencia técnica a los encargados de la ejecución del mantenimiento y solucionar problemas o situaciones imprevistas.
  - Comprobar el término de las labores de mantenimiento, la correcta ejecución de todas las tareas y rutinas programadas y el estado final del sistema intervenido.
  - Ordenar en caso necesario la repetición de tareas la corrección de defectos o pruebas de funcionamiento.
  - Una vez verificada la correcta ejecución del mantenimiento y el buen estado de la instalación darle el visto y entregarla al ingeniero Jefe de Operación.
  - Elaborar y presentar los informes para entregarlos a su jefe inmediato.
- **Requisitos técnicos.** Para cumplir con sus responsabilidades y llevar a cabo exitosamente sus funciones, el supervisor de mantenimiento debe cumplir con los siguientes requisitos técnicos:
    - Ser ingeniero mecánico, civil o de petróleos con estudios de postgrado en el área específica del cargo a desempeñar, que pueda programar, coordinar y controlar las actividades de mantenimiento a ejecutar en la infraestructura de una línea de transporte de gas natural.
    - Tener conocimientos muy precisos sobre las normas y bases técnicas aplicables a la seguridad, operación y mantenimiento de equipos, accesorios y herramientas que se usan en el mantenimiento de líneas de transporte de hidrocarburos. En general debe contar con una experiencia específica en grupos interdisciplinarios en Operación y Mantenimiento de líneas de transporte de hidrocarburos a nivel de jefe de departamento o jefe de grupo entre cinco y diez años.
    - Igualmente debe conocer profundamente y detalladamente las características constructivas, funcionales y operativas de las instalaciones del sistema de transporte.
    - Conocer sólidos conocimientos a cerca del proceso de transporte de gas natural de tal manera que pueda evaluar correctamente la función y la importancia relativa, dentro del proceso, de cada una de las instalaciones a su cargo.

- Estar familiarizado con la organización general de la empresa, relación de su área con las demás áreas y con los procedimientos administrativos generales de la empresa y los específicos de su área.
- **Cualidades personales.** Además de llenar requisitos técnicos arriba indicados, el supervisor de mantenimiento debe poseer numerosas cualidades personales entre las cuales merece destacar las siguientes:
  - Capacidad de planificación
  - Organización
  - Capacidad de planificar.
  - Talento para organizar.
  - Capacidad de expresión tanto oral como escrita.
  - Autoridad para impartir ordenes claras y razonables.
  - Objetividad para emitir conceptos, analizar problemas y plantear soluciones.

### **3.4 DIAGRAMAS DE PROCESO**

El punto de partida para la programación de las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo es conocer cuales son los equipos que se deben intervenir para garantizar la normal operación del sistema de transporte, las siguientes figuras muestran los diferentes tramos del sistema de transporte con los sistemas que contiene cada uno de ellos. En las figuras x y y z se muestran los diagramas de procesos actualizados de cada uno de los tramos del Gasoducto.

Figura 17. Tramo Cusiana - Apiay.

Figura 18. Tramo Apiay - Termocoa

Figura 19. Tramo Apiay - Bogotá

FIGURA XX DIAGRAMA NN TRAMO CUSIANA - APIAY

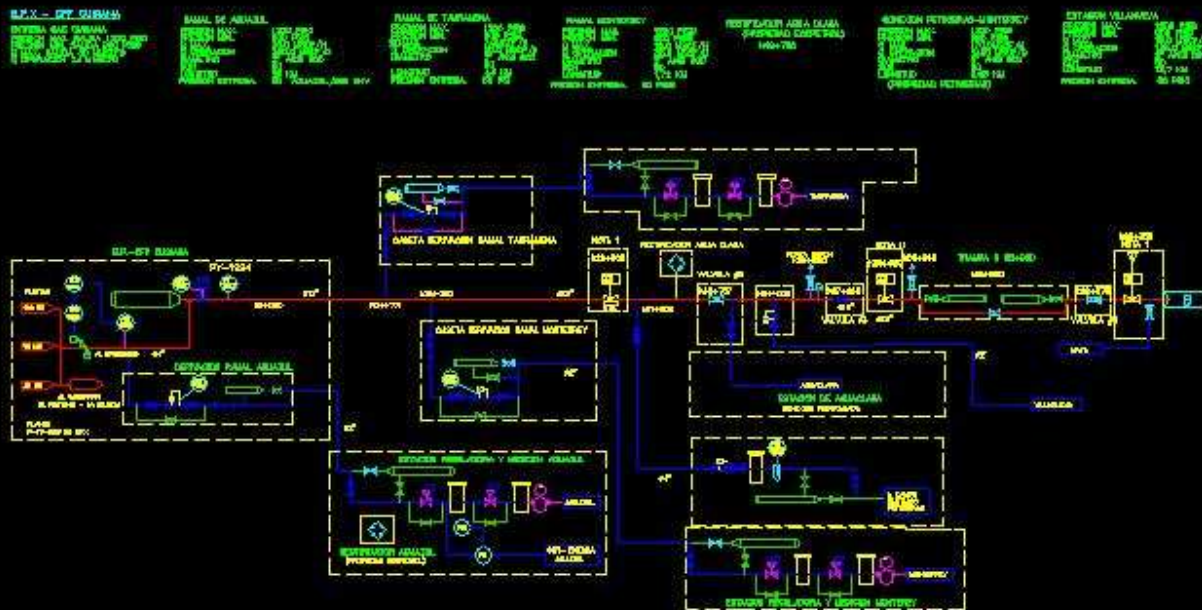




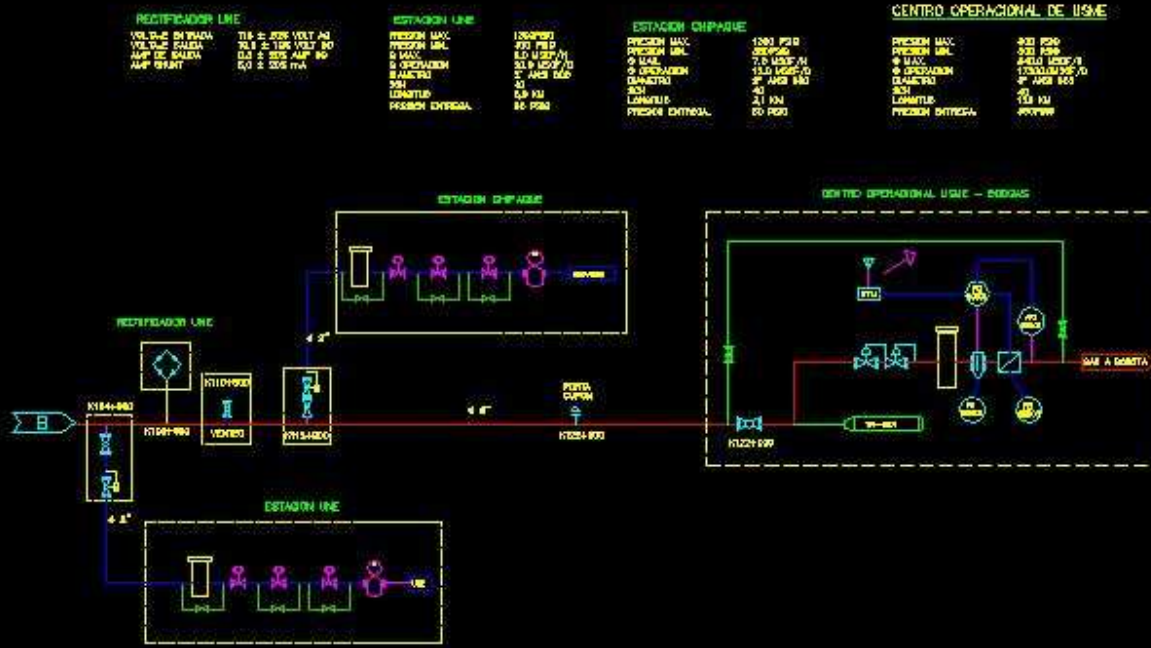






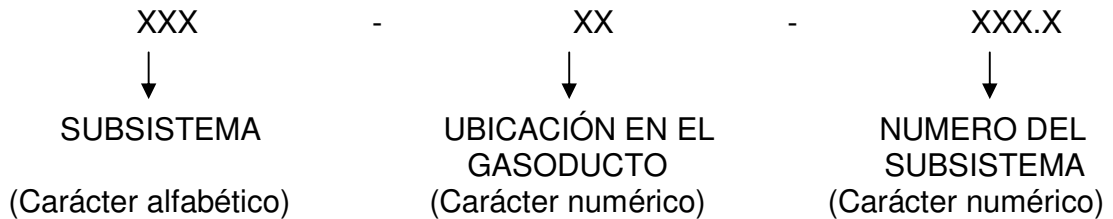


FIGURA XX DIAGRAMA NM TRAMO APIAY – BOGOTÁ



### 3.5 CODIFICACIÓN

Para efectos de efectuar un mejor control y seguimiento a las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo en cada uno de los sistemas y subsistemas descritos anteriormente, al igual que para ser mas prácticos y dinámicos de los formatos de órdenes de trabajos y hojas de vida de cada elemento, se establece la siguiente codificación en el gasoducto:



**3.5.1 Subsistema.** Cada uno de ellos esta referido según la nomenclatura dada en la tabla 23.

Tabla 23. Nomenclatura de acuerdo al sub-sistema a intervenir.

SUBSISTEMA	NOMENCLATURA
Control de presión	PCV
Sistema primario de medición	FQI
Filtración	TFL
Sistema secundario de medición	FE
Transmisiones de presión	PT
Transmisiones de temperatura	TT
Válvulas de seguridad	PSV
Calentador	CGN
Odorizador	ODO
Rectificador	REC
Postes de potencial troncal	PPT
Postes de potencial ramal	PPR
Cama de ánodos	CA
Puntos de empalme	PE
Transformador	TRF
Sistema de venteo	SV
Sistema almacenamiento de condensados	TAC
Trampas de raspadores	TR

Detectores de paso raspadores	XIS
Sistema de drenaje	SD
Válvulas de pateo	VP
Cromatografía	CR
Cupones de corrosión	CC
Probetas resistencia eléctrica	PRE
Tubería troncal	TUT
Tubería ramal	TUR
Cruces aéreos	CA
Cruces carreteras	CC
Cruces subfluviales	CS
Válvula seccionamiento automático	PSDV
Válvula seccionamiento manual	PMV
Obras geotecnia	OG
Válvulas de derivación	VD
Radios de datos	RDD
Sistema de alimentación ininterrumpida	UPS
Torres	TOR
Mástiles	MAST
Transformador de energía	TDE
Radio de datos	RDD
Motosoldador	MOTS
Vehículos	VEH
Planta eléctrica	PEL
Compresor	COMP
Explosímetro	EXP

**3.5.2 Ubicación en el sistema de transporte.** Según la ubicación geográfica del sistema se manejará la convención numérica mostrada en la tabla 24.

Tabla 24. Código según la ubicación en el sistema de transporte.

UBICACIÓN	CÓDIGO
Estación reguladora de Aguazul	10
Estación reguladora de Tauramena	12
Estación reguladora de Monterrey	13
Estación reguladora de Villanueva	15

Estación reguladora de Paratebuena	16
Estación reguladora de Cumaral	17
Estación reguladora de Restrepo	18
Estación reguladora de Medina	19
Estación reguladora de Acacias	34
Estación reguladora de Guayabetal	51
Estación reguladora de Quetame	52
Estación reguladora de Fosca	53
Estación reguladora de Caqueza	54
Estación reguladora de Une	55
Estación reguladora de Chipaque	56
Estación de recibo Cusiana	11
Derivación Petrobrás	14
Centro operacional principal de Villavicencio	33
Centro operacional de Usme	60
Estación patín Apiay	20
Estación de termoeléctrica de Ocoa	40

Cuando un subsistema se encuentra en fuera de los sitios arriba mencionados pero pertenecen a cualquiera de los tramos de transporte se establece la siguiente codificación:

Tabla 25. Tramos gasoducto

Cusiana – Apiay	10
Apiay – Termococa	20
Apiay – Bogotá	60

**3.5.3 Código del sub-sistema.** Su identificación se establece según se encuentre localizada en una estación, Centro Operacional o si se encuentra ubicada a lo largo de la línea de transporte, en el primer caso de tiene en cuenta el sentido de flujo del gas en la estación o Centro Operacional en el segundo se referencia con la abscisa en la que se encuentre, si ésta no corresponde a un kilometraje cerrado, se identificará incluyendo la primera cifra decimal. En la tabla 26., se muestran los códigos para cada sub-sistema.

Tabla 26. Numeración del sub-sistema

<b>SUBSISTEMA</b>	<b>CÓDIGO</b>
Regulación	301 al 310
Sistema primario de medición	101 al 110
Filtración	201 al 210
Separador	401 al 410
Sistema secundario de medición (computador de flujo)	101 al 110
Transmisores de P y T de los sistemas de medición	101 al 110
Válvulas de seguridad	501 al 510
Calentador	601 al 610
Odorización	701 al 710
Rectificador	Según abscisa
Postes de potenciales	Según abscisa
Cama de ánodos	Según abscisa
Puntos de empalme y acometidas	Según abscisa
Transformador	Según abscisa
Sistema de venteo	Según abscisa
Sistema de almacenamiento	Según abscisa
Barriles	Según abscisa
Detectores de paso	Según abscisa
Indicadores de paso	Según abscisa
Sistema de drenaje	Según abscisa
Válvulas de by pass y pateo	Según abscisa
Cromatógrafo	101 109
Cupones de corrosión	Según abscisa
Probetas de resistencia eléctrica	Según abscisa
Tubería	Según abscisa
Cruces aéreos	Según abscisa
Cruces de carreteras	Según abscisa
Cruces subfluviales	Según abscisa
Válvulas de seccionamiento automática	Según abscisa
Obras de geotecnia	Según abscisa
Válvulas de seccionamiento manuales	Según abscisa
Válvulas de derivación	Según abscisa
CPU, AI, DI, DO	101 al 110
Radios de datos	101 al 110
Equipos de respaldo (UPS, paneles solares, baterías)	101 al 110
Torres, mástiles, antenas	101 al 110
Pararrayos, luces de obstrucción	101 al 110
Planta eléctricas de respaldo	101 al 110
Tableros de suministro y distribución	101 al 110
Luces de emergencia	101 al 110
Equipos de transferencia y supresores de picos	101 al 110
Transformadores de energía	101 al 110
Radios de datos	101 al 110
Motosoldador	101 al 110
Equipo de corte	101 al 110



Vehículos	101 al 110
Planta eléctrica	101 al 110
Compresor	101 al 110
Calibradores de instrumentos	101 al 110
Exposímetro	101 al 110

Ejemplo 1: si se va a referenciar la primera válvula de control de presión de la estación reguladora y de medición de Cumaral, quedaría de la siguiente forma:

PCV-17-301

Ejemplo 2: si se va a referenciar la válvula de seccionamiento automática ubicada en la abscisa k105+000 del tramo Cusiana-Apiay, quedaría así:

PSDV-10-105

### 3.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS CRÍTICOS

Los equipos críticos se seleccionan aplicando el modelo de criticidad de factores ponderados basado en el concepto de riesgo, el cual considera para el análisis los siguientes aspectos:

- Equipos problema ó que más reinciden ó poseen una alta probabilidad de falla.
- Aquellos que poseen un alto efecto sobre la producción.
- Aquellos que en su estado de falla generan riesgo para el personal.
- Los que requieren un manejo especial, ya sea técnico o físico.
- A los que se le puede clasificar según la rapidez de la evolución de la falla, es decir aquellos en los que la falla progresa rápidamente.
- Equipos cuya reparación posee un costo elevado.

**3.6.1 Definición de sistemas y subsistemas.** Para efectos de organizar la estructura de mantenimiento se definen 7 sistemas que contienen todos los componentes de la infraestructura del gasoducto (sub-sistemas) y a los cuales deben ser realizadas actividades de mantenimiento tanto preventivo como predictivo, para garantizar la estabilidad del gasoducto. Estos sistemas son:

- Estaciones de Regulación y Medición ERM.
- Sistemas para control de la corrosión externa.
- Sistemas para control de la corrosión interna.
- Línea de transporte.
- Sistema SCADA.
- Sistema eléctrico
- Equipos básicos.

A su vez cada sistema esta conformado por un número determinado de subsistemas, a los cuales se les aplica el modelo de criticidad. Estos se muestran en la tabla 27

Tabla 27. Sistemas y subsistemas a intervenir.

SISTEMA	SUBSISTEMA
ESTACION DE REGULACION Y MEDICION (E.R.M)	Regulación válvulas de control de presión
	Sistema primario de medición
	Filtración
	Separador
	Sistema secundario de medición (computador)
	Transmisores de P y T de los sistemas
	Válvulas de seguridad
	Calentador
	Odorización
CONTROL CORROSION EXTERNA	Rectificador
	Postes de potenciales
	Cama de ánodos
	Puntos de empalme y acometidas
	Transformador
CONTROL CORROSION INTERNA	Sistema de venteo
	Sistema de almacenamiento
	Barriles
	Detectores de paso
	Indicadores de paso
	Sistema de drenaje
	Válvulas de by pass y pateo
	Cromatógrafo
	Cupones de corrosión
	Probetas de resistencia eléctrica
LINEA DE TRANSPORTE	Tubería
	Cruces aéreos
	Cruces de carreteras
	Cruces subfluviales
	Válvulas de seccionamiento con ACTUADOR
	Obras de geotecnia
	Válvulas de seccionamiento manuales
	Válvulas de derivación
EQUIPOS BASICOS	Motosoldador
	Equipo de Oxicorte
	Planta eléctrica
	Compresor
	Vehículos
	Calibradores de instrumentos

### 3.6.2 Cálculos de factores de criticidad en los sistemas de regulación y medición. Ver tabla 28.

Tabla 28. Factores de criticidad en Sistemas de Regulación y Medición

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Filtración	2	10	2	2	5	27	54
Separador	2	10	2	2	5	27	54
Regulación	3	10	2	2	5	27	81
Calentador	1	4	4	2	3	21	21
Sistema primario de medición	2	7	4	2	5	35	70
Sistema secundario de medición (computador de flujo)	2	4	4	2	3	21	42
Transmisores de P y T de los sistemas de medición	2	4	4	2	3	21	42
Odorización	1	7	2	1	3	18	18
Válvulas de seguridad	2	7	2	2	5	21	42

### 3.6.3 Cálculos de factores de criticidad en el Sistema de Control de Corrosión Externa. Ver tabla 29.

Tabla 29 Factores de criticidad en Sistemas de Control de Corrosión Externa

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Transformador	1	4	4	2	3	21	21
Rectificador	2	4	4	2	3	21	42
Cama de ánodos	2	4	2	2	3	13	26
Postes de potenciales	3	4	2	2	3	13	39
Postes de empalmes y acometidas	2	4	2	2	3	13	26

**3.6.4 Cálculos de factores de criticidad en los sistemas de regulación y medición. Ver tabla 30.**

Tabla 30 Factores de criticidad en Sistemas de Control de la Corrosión Interna

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Barriles	1	7	4	2	5	35	35
Detectores de paso	2	4	4	2	1	19	38
Sistema de venteo	2	7	2	2	5	21	42
Sistema de drenaje	2	4	2	2	5	15	30
Sistema de almacenamiento	1	7	4	2	7	37	37
Indicadores de paso	2	4	4	2	1	19	38
Válvulas de by pass y pateo	1	10	2	2	7	29	29
Cupones de corrosión	1	4	4	2	3	21	21
Probetas de resistencia eléctrica	1	4	4	2	3	21	21

### 3.6.5 Cálculos de factores de criticidad en el Sistema de la línea Troncal y Ramales. Ver tabla 31.

Tabla 31. Factores de criticidad en el Sistema de la Línea Troncal y Ramales

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Tubería	2	10	2	2	8	30	60
Válvulas de seccionamiento con ACTUADOR	1	7	4	2	7	37	37
Válvulas de seccionamiento manuales	1	7	2	2	7	23	23
Válvulas de derivación	1	7	2	2	7	23	23
Cruces aéreos	1	10	4	2	7	49	49
Obras de geotecnia	2	7	2	2	8	24	48
Cruces de carreteras	1	10	4	2	7	49	49
Cruces subfluviales	1	10	4	2	7	49	98

### 3.6.6 Cálculos de factores de criticidad en el sistema de SCADA y telecomunicaciones. Ver tabla 32.

Tabla 32. Factores de criticidad en el Sistema de SCADA y Telecomunicaciones

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Equipos de respaldo (UPS, Paneles solares, baterías)	2	4	2	2	3	13	26
CPU, AI, DI, DO	3	4	2	2	3	13	39
Torres, mástiles, antenas	2	4	2	2	3	13	26
Pararrayos, luces de obstrucción	2	4	2	2	3	13	26
Radios de datos	3	4	2	2	3	13	39

### 3.6.7 Cálculos de factores de criticidad en el Sistema Eléctrico. Ver tabla 33.

Tabla 33. Factores de criticidad en el Sistema Eléctrico

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Tableros de suministro y distribución	2	4	4	2	3	21	42
Luces de emergencia	2	4	2	2	3	13	26
Equipos de transferencia y supresores de pico	2	4	2	2	3	13	26
Planta eléctrica	2	7	4	2	3	33	66
Transformadores de energía	1	4	4	2	3	21	21
Radios de datos	2	4	2	2	3	13	26

### 3.6.8 Cálculos de factores de criticidad en el Sistema de Equipos Básicos para Emergencias y rutinas de Mantenimiento. Ver tabla 34.

Tabla 34. Factores de criticidad en el Sistema de Equipos Básicos para Emergencias y Rutinas de Mantenimiento

SUBSISTEMA	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MANTENIMIENTO	IMPACTO EN SEGURIDAD AMBIENTAL	CONSECUENCIAS	CRITICIDAD TOTAL
Motosoldador	2	7	2	2	5	21	42
Equipo de corte	1	7	4	2	5	35	35
Planta eléctrica	2	4	2	2	3	13	26
Compresor	1	4	4	2	3	21	21
Vehículos	3	4	2	2	5	15	45
Calibradores de instrumentos	2	4	2	2	3	13	26

### 3.6.9 Cálculo y Estado de Criticidad en los Sistemas de Regulación y Medición. Ver tabla 35.

Tabla 35. Cálculo y Estado de criticidad en los Sistemas de Regulación y Medición

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Filtración	2	27	54	MEDIANA CRITICIDAD
Separador	2	27	54	MEDIANA CRITICIDAD
Regulación	3	27	81	CRITICO
Calentador	1	21	21	NO CRITICO
Sistema primario de medición	2	35	70	CRITICO
Sistema secundario de medición (computador de flujo)	2	21	42	MEDIANA CRITICIDAD
Transmisores de P y T de los sistemas de medición	2	21	42	MEDIANA CRITICIDAD
Odorización	1	18	18	NO CRITICO
Válvulas de seguridad	2	21	42	MEDIANA CRITICIDAD

### 3.6.10 Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Control de Corrosión Externa. Ver tabla 36.

Tabla 36. Cálculo y Estado de criticidad en el Sistema de Control de Corrosión Externa

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Transformador	1	21	21	NO CRITICO
Rectificador	2	21	42	MEDIANA CRITICIDAD
Cama de ánodos	2	13	26	NO CRITICO
Postes de potenciales	3	13	39	MEDIANA CRITICIDAD
Puntos de empalme y acometidas	2	13	26	NO CRITICO

### 3.6.11 Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de control de Corrosión Interna. Ver tabla 37

Tabla 37. Cálculo y Estado de criticidad en el Sistema de Control de Corrosión Interna

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Barriles	1	35	35	MEDIANA CRITICIDAD
Detectores de paso	2	19	38	NO CRITICO
Sistema de venteo	2	21	42	MEDIANA CRITICIDAD
Sistema de drenaje	2	15	30	NO CRITICO
Sistema de almacenamiento	1	37	37	MEDIANA CRITICIDAD
Indicadores de paso	2	19	38	NO CRITICO
Válvulas de by pass y pateo	1	29	29	NO CRITICO
Cupones de corrosión	1	21	21	NO CRITICO
Probetas de resistencia eléctrica	1	21	21	NO CRITICO

### 3.6.12 Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema SCADA y Telecomunicaciones. Ver tabla 38

Tabla 38. Cálculo y Estado de criticidad en el Sistema SCADA y Telecomunicaciones

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Equipos de respaldo (UPS, Paneles solares, baterías)	2	13	26	NO CRITICO
CPU, AI, DI, DO	3	13	39	MEDIANA CRITICIDAD
Torres, mástiles, antenas	2	13	26	NO CRITICO
Pararrayos, luces de obstrucción	2	13	26	NO CRITICO
Radios de datos	3	13	39	MEDIANA CRITICIDAD



### 3.6.13 Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema Eléctrico. Ver tabla 39

Tabla 39. Cálculo y Estado de criticidad del Sistema Eléctrico

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Tableros de suministro y distribución	2	21	42	MEDIANA CRITICIDAD
Luces de emergencia	2	13	26	NO CRITICO
Equipos de transferencia y supresores de picos	2	13	26	NO CRITICO
Plantas eléctricas	2	33	10	CRITICO
Transformadores de energía	1	21	21	NO CRITICO
Radios de datos	2	13	26	NO CRITICO

### 3.6.14 Cálculo y Estado de Criticidad en el Sistema de Equipos Básicos para Emergencias y Rutinas de Mantenimiento. Ver tabla 40

Tabla 40. Cálculo y Estado de criticidad en el Sistema de Equipos Básicos para Emergencias y Rutinas de Mantenimiento.

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Motosoldador	3	21	63	CRITICO
Equipo de corte	1	35	35	MEDIANA CRITICIDAD
Planta eléctrica	2	13	26	NO CRITICO
Compresor	1	21	21	NO CRITICO
Vehículos	3	15	45	MEDIANA CRITICIDAD
Calibradores de instrumentos	2	13	26	NO CRITICO

### 3.6.15 Cálculo y Estado de Criticidad en el sistema de Línea Troncal y Ramales. Ver tabla 41

Tabla 41. Cálculo y Estado de criticidad en el Sistema de la Línea Troncal y Ramales

SUBSISTEMA	FRECUENCIA	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL	CATEGORIA DE CRITICIDAD
Tubería	2	30	60	CRITICO
Válvulas de seccionamiento con ACTUADOR	1	37	37	MEDIANA CRITICIDAD
Válvulas de seccionamiento manuales	1	23	23	NO CRITICO
Válvulas de derivación	1	23	23	NO CRITICO
Cruces aéreos	1	49	49	CRITICO
Obras de geotécnia	2	24	48	MEDIANA CRITICIDAD
Cruces de carreteras	1	49	49	CRITICO
Cruces subfluviales	2	49	98	CRITICO

## 3.7 PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTO

Los parámetros que se tienen en cuenta para definir la frecuencia de las rutinas de mantenimiento preventivo son:

- ◆ Equipos críticos.
- ◆ Recomendación de los fabricantes.
- ◆ Evaluación de los históricos de mantenimiento.

Se definen tres rutinas de mantenimiento en cada uno de elementos principales que conforman los sistemas del gasoducto, ellas son:

- ◆ Actividades de Revisión. (Ver tabla 42.)
- ◆ Actividades de Control. (Ver tabla 43.)
- ◆ Actividades de Conservación. (Ver tabla 44.)

**PROGRAMACIÓN RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
GASODUCTO CUSIANA – APIAY – BOGOTÁ**

Tabla 42. Actividades de revisión

<b>Sistema a Intervenir</b>	<b>Periodicidad</b>	<b>Duración</b>	<b>Técnico Responsable</b>
<b>REGULACIÓN Y MEDICIÓN</b>			
Válvulas de control de presión	Cada 2 meses	6 días	Instrumentista
Sistema primario de medición	Cada 2 meses	6 días	Medición
Filtro	Cada 4 meses	6 días	Electromecánico
Separador	Cada 4 meses	6 días	Electromecánico
Sistema secundario de medición	Cada 4 meses	6 días	Medición
Transmisores de presión y temperatura	Cada 4 meses	6 días	Medición
Válvulas de seguridad	Cada 4 meses	6 días	Electromecánico
Calentador	Cada 4 meses	6 días	Electromecánico
Odorización	Cada 4 meses	6 días	Electromecánico
Obra civil	Cada 4 meses	6 días	Obra Civil
<b>CONTROL CORROSIÓN EXTERNA</b>			
Rectificador	Cada 2 meses	3 días	Electromecánico
Postes de potencial	Cada 6 meses	30 días	Electromecánico
Camas de Anodos	Cada 12 meses	30 días	Electromecánico
Puntos de empalme y acometidas a tierra	Cada 6 meses	6 días	Electromecánico
Transformadores	Cada 6 meses	3 días	Electromecánico
<b>CONTROL CORROSIÓN INTERNA</b>			
Sistemas de venteo	Cada 3 meses	8 días	Electromecánico
Almacenamientos de condensados	Cada 3 meses	8 días	Electromecánico
Barriles de trampas	Cada 3 meses	8 días	Electromecánico
Detectores de paso	Cada 6 meses	8 días	Electromecánico
Sistema de drenaje	Cada 6 meses	8 días	Electromecánico
Válvulas de By Pass y pateo	Cada 6 meses	8 días	Electromecánico
Cromatografo	Cada 6 meses	8 días	Electromecánico
Cupones de corrosión	Cada 6 meses	1 días	Electromecánico
Probetas de RE	Cada 6 meses	1 días	Electromecánico
<b>SISTEMA DE TRANSPORTE</b>			
Tubería troncal	Cada 3 meses	25 días	Obra Civil
Tubería ramales	Cada 3 meses	10 días	Obra Civil
Cruces aéreos	Cada 3 meses	10 días	Obra Civil
Cruces de carreteras	Cada 3 meses	10 días	Obra Civil
Cruces sub fluviales	Cada 3 meses	10 días	Obra Civil
Válvulas de seccionamiento automáticas en Troncal	Cada 3 meses	7 días	Instrumentista
Válvulas de Seccionamiento automáticas en Ramales	Cada 3 meses	9 días	Instrumentista
Obras de protección geotécnica	Cada 6 meses	10 días	Obra Civil
Válvulas de Seccionamiento manuales	Cada 3 meses	3 días	Electromecánico
Válvulas de Derivación Manuales	Cada 3 meses	2 días	Electromecánico
<b>SISTEMA SCADA</b>			

CPU	Cada 2 meses	2 días	Scada
Radios de datos	Cada 2 meses	2 días	Scada
Equipos de respaldo	Cada 3 meses	2 días	Scada
Torres, Mástiles, Antenas	Cada 3 meses	2 días	Scada
Pararrayos, luces de obstrucción	Cada 3 meses	2 días	Scada
<b>SISTEMA ELÉCTRICO</b>			
Planta eléctrica a gas	Cada 2 meses	1 días	Scada
Tablero de suministro y distribución	Cada 3 meses	2 días	Scada
Luces de emergencia	Cada 3 meses	2 días	Scada
Equipos de transferencia y supresor de picos	Cada 3 meses	2 días	Scada
Transformadores en estaciones de regulación y centros operacionales	Cada 3 meses	3 días	Scada
<b>SISTEMA DE EQUIPOS BÁSICOS DEL CONTRATO</b>			
Motosoldador	Cada mes	1 días	Electroecánico
Equipos de corte	Cada mes	1 días	Electroecánico
vehículos	Cada mes	4 días	Electroecánico
Planta eléctrica	Cada mes	1 días	Electroecánico
Compresor	Cada mes	1 días	Electroecánico
Calibrador de instrumentos	Cada mes	1 días	Electroecánico
Detector de tubería	Cada mes	1 días	Electroecánico
Explosímetro	Cada mes	1 días	Electroecánico

### PROGRAMACIÓN RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO GASODUCTO CUSIANA – APIAY – BOGOTÁ

Tabla 43. Actividades de control

<b>Sistema a Intervenir</b>	<b>Periodicidad</b>	<b>Duración</b>	<b>Técnico Responsable</b>
<b>REGULACIÓN Y MEDICIÓN</b>			
Válvulas de control de presión	Cada 4 meses	18 días	Instrumentista
Sistema primario de medición	Cada 4 meses	18 días	En Medición
Filtro	Cada 8 meses	18 días	Electromecánico
Separador	Cada 8 meses	18 días	Electromecánico
Sistema secundario de medición	Cada 8 meses	18 días	En Medición
Transmisores de presión y temperatura	Cada 8 meses	18 días	En Medición
Válvulas de seguridad	Cada 8 meses	18 días	Electromecánico
Calentador	Cada 8 meses	18 días	Electromecánico
Odorización	Cada 8 meses	18 días	Electromecánico
Obra civil	Cada 8 meses	18 días	Obra Civil
<b>CONTROL CORROSIÓN EXTERNA</b>			
Rectificador	Cada 6 meses	6 días	Electromecánico
Postes de potencial	Cada 12 meses	30 días	Electromecánico
Camas de Anodos	Cada 24 meses	30 días	Electromecánico

Puntos de empalme y acometidas a tierra	Cada 12 meses	12 días	Electromecánico
Transformadores	Cada 12 meses	6 días	Electromecánico
<b>CONTROL CORROSIÓN INTERNA</b>			
Sistemas de venteo	Cada 6 meses	16 días	Electromecánico
Almacenamientos de condensados	Cada 6 meses	16 días	Electromecánico
Barriles de trampas	Cada 6 meses	16 días	Electromecánico
Detectores de paso	Cada 12 meses	16 días	Electromecánico
Sistema de drenaje	Cada 12 meses	16 días	Electromecánico
Válvulas de By Pass y pateo	Cada 12 meses	16 días	Electromecánico
Cromatografo	Cada 12 meses	2 días	Electromecánico
Cupones de corrosión	Cada 12 meses	2 días	Electromecánico
Probetas de RE	Cada 12 meses	2 días	Electromecánico
<b>SISTEMA DE TRANSPORTE</b>			
Tubería Troncal	Cada 6 meses	10 días	Obra Civil
Tubería Ramales	Cada 6 meses	10 días	Obra Civil
Cruces Aéreos	Cada 6 meses	30 días	Obra Civil
Cruces de Carreteras	Cada 6 meses	20 días	Obra Civil
Cruces Subfluviales	Cada 6 meses	20 días	Obra Civil
Válvulas de Seccionamiento Automáticas en Troncal	Cada 6 meses	14 días	Instrumentista
Válvulas seccionamiento Automáticas en Ramales	Cada 6 meses	18 días	Instrumentista
Obras de Protección Geotécnica	Cada 6 meses	10 días	Obra Civil
Válvulas de Seccionamiento Manuales	Cada 6 meses	6 días	Electromecánico
Válvulas de Derivación Manuales	Cada 6 meses	6 días	Electromecánico
<b>SISTEMA SCADA</b>			
CPU	Cada 6 meses	6 días	Scada
Radios de Datos	Cada 6 meses	6 días	Scada
Equipos de Respaldo	Cada 6 meses	6 días	Scada
Torres, Mástiles, Antenas	Cada 6 meses	6 días	Scada
Pararrayos, Luces de Obstrucción	Cada 6 meses	6 días	Scada
<b>SISTEMA ELÉCTRICO</b>			
Planta eléctrica a gas	Cada 6 meses	1 días	Scada
Tablero de Suministro y Distribución	Cada 6 meses	2 días	Scada
Luces de Emergencia	Cada 6 meses	2 días	Scada
Equipos de Transferencia y Supresor de picos	Cada 6 meses	4 días	Scada
Transformadores en Estaciones de Regulación y Centros Operacionales	Cada 6 meses	6 días	Scada
<b>SISTEMA DE EQUIPOS BASICOS DEL CONTRATO</b>			
Motosoldador	Cada 3 meses	1 días	Electromecánico
Equipos de corte	Cada 3 meses	1 días	Electromecánico
Vehículos	Cada mes	7 días	Electromecánico
Planta Eléctrica	Cada 3 meses	2 días	Electromecánico
Compresor	Cada 3 meses	1 días	Electromecánico
Calibrador de Instrumentos	Cada 6 meses	4 días	Electromecánico
Explosímetro	Cada 6 meses	3 días	Electromecánico

**PROGRAMACIÓN RUTINAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
GASODUCTO CUSIANA – APIAY – BOGOTÁ**

Tabla 44. Actividades de conservación

<b>Sistema a Intervenir</b>	<b>Periodicidad</b>	<b>Duración</b>	<b>Técnico Responsable</b>
<b>REGULACIÓN Y MEDICIÓN</b>			
Válvulas de control de presión	Cada 12 meses	36 días	Instrumentista
Sistema primario de medición	Cada 12 meses	36 días	En Medición
Filtro	Cada 18 meses	36 días	Electromecánico
Separador	Cada 18 meses	36 días	Electromecánico
Sistema secundario de medición	Cada 18 meses	36 días	En Medición
Transmisores de presión y temperatura	Cada 24 meses	36 días	En Medición
Válvulas de seguridad	Cada 18 meses	36 días	Electromecánico
Calentador	Cada 24 meses	36 días	Electromecánico
Odorización	Cada 18 meses	36 días	Electromecánico
Obra civil	Cada 18 meses	36 días	Obra Civil
<b>CONTROL CORROSIÓN EXTERNA</b>			
Rectificador	Cada 24 meses	24 días	Electromecánico
Postes de potencial	Cada 24 meses	60 días	Electromecánico
Camas de Anodos	Cada 60 meses	60 días	Electromecánico
Puntos de empalme y acometidas a tierra	Cada 36 meses	24 días	Electromecánico
Transformadores	Cada 24 meses	24 días	Electromecánico
<b>CONTROL CORROSIÓN INTERNA</b>			
Sistemas de venteo	Cada 12 meses	24 días	Electromecánico
Almacenamientos de condensados	Cada 12 meses	24 días	Electromecánico
Barriles de trampas	Cada 12 meses	24 días	Electromecánico
Detectores de paso	Cada 18 meses	24 días	Electromecánico
Sistema de drenaje	Cada 12 meses	24 días	Electromecánico
Válvulas de By Pass y pateo	Cada 12 meses	24 días	Electromecánico
Cromatografo	Cada 18 meses	8 días	Electromecánico
Cupones de corrosión	Cada 18 meses	12 días	Electromecánico
Probetas de RE	Cada 18 meses	12 días	Electromecánico
<b>SISTEMA DE TRANSPORTE</b>			
Tubería troncal	Cada 24 meses	36 días	Obra Civil
Tubería ramales	Cada 24 meses	36 días	Obra Civil
Cruces aéreos	Cada 24 meses	36 días	Obra Civil
Cruces de carreteras	Cada 24 meses	36 días	Obra Civil
Cruces sub fluviales	Cada 24 meses	36 días	Obra Civil
Válvulas de seccionamiento automáticas	Cada 24 meses	36 días	Electromecánico Instrumentista
Válvula de seccionamiento en ramales	Cada 24 meses	24 días	Electromecánico
Válvula de seccionamiento manuales	Cada 24 meses	12 días	Electromecánico
Obras de protección geotécnica	Cada 24 meses	36 días	Obra Civil
Válvulas de derivación manuales	Cada 24 meses	36 días	Electromecánico
<b>SISTEMA SCADA</b>			
CPU	Cada 18 meses	12 días	Scada

Radios de datos	Cada 18 meses	12 días	Scada
Equipos de respaldo	Cada 18 meses	12 días	Scada
Torres, Mástiles, Antenas	Cada 18 meses	24 días	Scada
Pararrayos, luces de obstrucción	Cada 18 meses	24 días	Scada
Sistema eléctrico	Cada 18 meses	24 días	Scada
<b>SISTEMAS ELÉCTRICOS</b>			
Planta eléctrica a gas	Cada 18 meses	6 días	Scada
Tablero de suministro y distribución	Cada 18 meses	6 días	Scada
Luces de emergencia	Cada 18 meses	6 días	Scada
Equipos de transferencia y supresor de picos	Cada 18 meses	12 días	Scada
Transformadores en estaciones de regulación y centros operacionales	Cada 18 meses	12 días	Scada
<b>SISTEMA DE EQUIPOS BÁSICOS DEL CONTRATO</b>			
Motosoldador	Cada 18 meses	3 días	Electromecánico
Equipos de corte	Cada 18 meses	3 días	Electromecánico
vehículos	Cada 12 meses	21 días	Electromecánico
Planta eléctrica	Cada 18 meses	6 días	Electromecánico
Compresor	Cada 18 meses	4 días	Electromecánico
Calibrador de instrumentos	Cada 12 meses	18 días	Electromecánico
Detector de tubería	Cada 18 meses	8 días	Electromecánico
Explosímetro	Cada 18 meses	8 días	Electromecánico

La ejecución de las diferentes actividades de mantenimiento obedece a una Orden de Trabajo que genera el Supervisor de Mantenimiento y siguiendo los pasos específicos definidos en el instructivo de trabajo correspondiente.

En las tablas 42, 43 y 44 se muestra el consolidado de las actividades con su respectiva frecuencia, duración y responsable de la ejecución de las mismas.

- **FACILIDADES DE LIMPIEZA**

La composición de los gases que son transportadores a través de tuberías no siempre vienen libres de contaminantes es así que se requiere una calidad del Gas proveniente de los campos de producción que no afecten la integridad de las tuberías que lo transportan. Obtener un gas ideal para ser transportado no siempre se consigue, por lo tanto dentro de las tuberías se pueden producir elementos, compuestos e impurezas que deben ser removidos para no afectar la tubería como tampoco los equipos que componen las instalaciones del gasoducto y de los consumidores.

Para remover impurezas como sólidos, condensados y agua se construyen instalaciones que puedan facilitar el recibo de estas. En algunos casos estas facilidades se construyen previendo el transporte de Gas en dos direcciones, esto quiere decir que se puede contar con suministros de Gas desde diferentes puntos del sistema.

Las facilidades de limpieza de envío como de recibo están compuestas por los mismos elementos o equipos así:

– **Raspadores de tubería**

Es el elemento necesario para realizar la limpieza de la tubería, esta compuesto por lo general por copas, cepillos entre otros elementos, los cuales tienen como función principal remover todas aquellas impurezas que se acumulan en las tuberías con el paso del Gas.

– **Características de recibo y/o lanzamiento de raspadores**

Barril utilizado para el envío y recepción de los elementos raspadores. Allí también se reciben las impurezas arrastrados por el raspador.

– **Válvulas y accesorios de las facilidades de limpieza**

Dentro del sistema se encuentran los siguientes elementos indispensables como son válvulas de pateo, indicador de paso de raspador, indicador de presión y válvulas de venteo y drenaje.

### **3.8 MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

El desarrollo tecnológico y los avances científicos han introducido nuevas técnicas de mantenimiento que con la ayuda de herramientas especiales facilitan el diagnóstico del estado de los equipos y la predicción de las fallas. Un buen programa de mantenimiento debe contemplar la implementación de estas tecnologías con el objetivo primordial de que la función del mantenimiento sea más eficiente y eficaz evitando en lo posible las paradas del gasoducto y prolongando, por ende, su vida útil.

Esta gestión se basa en la medición de todas las variables que afecten la vida útil del gasoducto, por lo tanto la conclusión o determinación de un cambio estará sujeto a la medición de estas variables y su condición de estar fuera de un rango establecido con antelación. El mantenimiento predictivo será generado por un monitoreo constante de las diferentes variables importantes del sistema. El establecimiento del rango permisible de la variable solo se basará en aspectos técnicos y de calidad los cuales se encuentran generalmente definidos en normas nacionales o internacionales o los catálogos y recomendaciones de los fabricantes de los equipos; en este tipo de mediciones el concepto de costo pasa a un segundo plano y su implementación deberá basarse en el método científico.

Los métodos de mantenimiento predictivo debe ser una parte indispensable de la planeación del mantenimiento en los gasoductos y la toma de acciones correctivas



o mejorativas que garanticen la confiabilidad y vida útil del sistema. Este tipo de mantenimiento consistirá en realizar mediciones o ensayos no destructivos con equipos especiales a cada uno de los componentes del gasoducto con el propósito de obtener información que permita crear una base de datos mediante la cual se establezcan los programas de mantenimiento preventivo.

**3.8.1 Medición de espesores.** La medición de espesores en el gasoducto se realizará en los puntos de mayor fricción como lo son curvas, codos , semicodos, reducciones y tees que hacen parte de los sistemas de la línea de proceso, tales como regulación de presión, separación, filtración, medición, trampas de raspadores y sistema de medición, entre otros.

Estos accesorios al estar expuestos en todo momento a condiciones variables del flujo de gas, como: cambio de dirección, velocidad, presión, temperatura y la misma composición del gas; son los que presentan un mayor desgaste traducido en pérdida de espesor del metal.

Para efectos de establecer si los espesores encontrados cumplen con el mínimo requerido según la presión a la cual están sometidos, se calcula con la fórmula dada por el ASME B 31.8, dicho espesor y se compara con el menor valor medido en cada uno de los accesorios. Es de aclarar que la fórmula dada por la norma, aplica para tubería, dando un grado de incertidumbre al análisis realizado.

• **Análisis de resultados:** Basados en la fórmula para el diseño de tuberías de acero, establecida en el código ASME B 31.8, se calculan con las condiciones operacionales de cada sistema, en cada Centro Operacional; los espesores mínimos requeridos para una operación segura:

$$P= FET *(2St/D), \text{ donde:}$$

P= Presión de diseño, psi.

S= Esfuerzo de cedencia mínimo especificado en psi, estipulado en las especificaciones bajo las cuales se compró la tubería o determinado según parágrafos 817.13 (h) y 841.112.

D= Diámetro exterior nominal del tubo, pulg.

t= Espesor de pared nominal, pulg.

F= Factor de diseño obtenido de la tabla 841.114 A de la norma.

E= Factor de la junta longitudinal obtenido de la tabla 841.115 A.

T= Factor de degradación por temperatura obtenido de la tabla 841.116 A.

**3.8.2 Inspección al sistema de protección catódica contra la corrosión externa.** El objetivo de esta técnica de mantenimiento por inspección es garantizar que los niveles de potencial eléctrico de protección se encuentren en todo momento dentro de los valores establecidos en las normas NACE para este tipo de instalaciones enterradas. Con lo anterior se logra el control y mantenimiento del sistema de protección catódica el cual se encarga de generar los potenciales eléctricos que permitan que la tubería no se corroa mientras permanezca enterrada en el subsuelo. Esto se logrará a través de la adecuada programación del monitoreo de potenciales del gasoducto y la corrección oportuna de cualquier falla en el sistema de protección catódica.

El control de la continuidad del sistema de protección catódica es una parte integral del programa de mantenimiento predictivo de un gasoducto, todos los datos de potencial de la tubería, voltaje y corriente generada por los rectificadores deberán ser registrados y tenidos en cuenta para futuros diseños o modificaciones del sistema.

**- Inspección Km a Km (toma de potenciales eléctricos de protección)** Deberá realizarse cada seis meses. Con este recorrido determinaremos los puntos específicos en los que existen problemas de corrosión, bajos niveles de protección, camisas de cruces de carretera en corto circuito, ventilas en mal estado y además las teodiceas de las curvas de atenuación de potenciales con los rectificadores en estado “on” y “off” lo cual permitirá realizar ajustes en la corriente de protección prolongando así la vida útil de la tubería del gasoducto.

**- Inspección de rectificadores.** Esta actividad se realizará mensualmente y con ella se busca garantizar la operación adecuada y continua de los equipos rectificadores de protección catódica y por lo tanto garantizar el funcionamiento del sistema de protección anticorrosivo y así asegurar el aumento de la vida útil del sistema de transporte de gas natural. De igual forma se podrá verificar que el alcance de protección de los rectificadores es el óptimo o de diseño, o si por el contrario existen deficiencias en el mismo, las cuales pueden ser causadas por el agotamiento de camas anódicas, variación de la resistividad del suelo, fallas de revestimiento, fallas de aislamientos, adición de nuevas tuberías al sistema, en cuyo caso se procederá a solucionar cualquiera que sea el problema.

**- Inspección de zonas protegidas con ánodos de sacrificio.** Esta inspección semestral aplicará para aquellos gasoductos ramales en los cuales la protección contra la corrosión no se realiza con el sistema de corriente impresa por rectificadores sino con la instalación de ánodos de sacrificio de materiales tales como magnesio, aluminio o zinc los cuales se oxidan impidiendo el deterioro de la tubería instalada en el subsuelo. El objetivo será el de verificar que la protección que suministran estos ánodos es adecuada o si por el contrario existen deficiencias, las cuales pueden ser causadas por pasivación o agotamiento de las

camas anódicas, fallas de revestimiento, etc., en cuyo caso se procedería a solucionar la falla.

**3.8.3 Inspección con raspadores inteligentes.** Es una de las herramientas más importantes para la preservación de la vida útil de los gasoductos. Esta inspección consiste en la medición del espesor remanente de la pared de la tubería utilizando la técnica de flujo magnético de corriente, calculando la presión máxima de trabajo a la cual puede operar el gasoducto debido a la pérdida de metal de la tubería la cual es atribuible a defectos de fabricación o corrosión.

Este tipo de inspecciones arrojan datos de defectos debidos a:

- Anomalías en el cuerpo de la tubería generadas por defectos de fabricación
- Defectos en las juntas o uniones soldadas
- Corrosión axial longitudinal
- Fallas en el revestimiento
- Tuberías altamente estresadas
- Corrosión
- Fisuras inducidas por stress corrosión cracking (SCC)

Se recomienda realizar esta inspección cada cinco años con el objetivo de recomendar reemplazos de tubería o correctivos en los sistemas de protección de la tubería enterrada.

### **3.9 GESTIÓN AMBIENTAL**

El efecto ecológico del mantenimiento se garantiza mediante la gestión eficaz y eficiente de éste y su mejoramiento continuo dentro de un Sistema de Gestión Ambiental (SGA), lo cual significa que todos los aspectos ambientales están bajo control operacional y se han tomado todas las acciones para prevenir y corregir impactos.

Un producto es ecológico si el riesgo de su daño ambiental es mínimo o nulo. Relacionado a ello, se define el mantenimiento Ecológico como el mantenimiento cuya gestión está integrada a un Sistema de Gestión Ambiental, mediante el establecimiento de un conjunto de acciones técnico organizativas, que aseguran la reducción del riesgo de impacto ambiental de los equipos y de las acciones de mantenimiento.

Las acciones para prevenir daños al medioambiente deben ser dirigidas a las personas, los equipos y los procesos de mantenimiento. Los factores causales más importantes identificados que pueden propiciar la ocurrencia de impacto al medio ambiente desde el mantenimiento son: los errores humanos, la ausencia de

mantenimiento, la aplicación de políticas de mantenimiento incorrectas y procesos de mantenimiento no controlados.

El establecimiento de las interrelaciones con otras funciones de la organización (calidad y seguridad) asegura el mejoramiento de la eficacia de las acciones implementadas. El compromiso de la gerencia con este propósito es decisivo para alcanzar los resultados esperados, expresado mediante el establecimiento de políticas y acciones concretas que aseguren cambios en el modo de actuación de las personas hacia el medio ambiente y den al mantenimiento un alcance nuevo.

#### • **DESARROLLO**

La aplicación de un Sistema de Gestión Ambiental (SGA), asegura establecer las acciones necesarias en la protección ambiental y los mecanismos para su control y mejoramiento continuo. El SGA se integra a la actividad general de la gestión empresarial y contempla en lo fundamental:

- ✓ El compromiso de la alta dirección, expresado en la política y los objetivos ambientales de la organización.
- ✓ Los aspectos organizativos relacionados con el medioambiente.
- ✓ Procedimientos de control operativo sobre los principales aspectos ambientales.
- ✓ Programa de mejora continua con objetivos concretos.

El mantenimiento como acción, desde el punto de vista ambiental, constituye un medio para prevenir impactos negativos, dado que asegura la fiabilidad de los equipos, lo que reduce el riesgo de ocurrencia de accidentes catastróficos, como incendios, explosiones, emisiones de sustancias tóxicas etc., y a su vez, una fuente de contaminación, porque en su ejecución se producen desechos peligrosos (sólidos, líquidos y gaseosos).

Un producto es ecológico si el riesgo de su daño ambiental es mínimo o nulo. Relacionado a ello, se define el Mantenimiento Ecológico como el mantenimiento, que su gestión está integrada a un Sistema de Gestión Ambiental, mediante el establecimiento de un conjunto de acciones técnico organizativas, que aseguran la reducción del riesgo de impacto ambiental de los equipos y de las acciones de mantenimiento. Las acciones encaminadas a la preservación del medio ambiente en el Mantenimiento deben tener carácter proactivo y estar integradas a los trabajos que generan los impactos. Para asegurar que la prevención tenga efecto, todas las acciones (técnicas, organizativas y económicas) deben haber sido tomadas y documentadas; los procesos estar bajo control operacional y las personas poseer los conocimientos y el entrenamiento necesario para ejecutar las acciones establecidas.

Los factores causales más importantes identificados que pueden propiciar la ocurrencia de impacto ambiental desde el mantenimiento son:

- ✓ Errores humanos.
- ✓ La ausencia de mantenimiento.
- ✓ La aplicación de políticas de mantenimiento incorrectas.
- ✓ Los procesos de mantenimiento no controlados.

El impacto ambiental provocado por errores humanos es debido fundamentalmente a violaciones de los procedimientos establecidos. La ausencia de mantenimiento está fundamentada en el pobre papel que le asignan a esta función en la organización y la deficiente cultura en este sentido. La aplicación de políticas de mantenimiento incorrectas y la falta de control de los procesos son consecuencia de una deficiente gestión.

#### – **Mejor prevenir**

Para prevenir los riesgos de impacto ambiental debe llevarse a cabo un proceso que permita identificar todos los aspectos ambientales y establecer las acciones para su control operacional. Para ello se propone el siguiente proceso cuyo contenido se describe:

1. Determinar los **equipos y procesos de mantenimiento críticos** para el medio ambiente.

**Equipo crítico:** Equipo que contiene, manipula o controla sustancias o productos dañinos al medio ambiente y la ocurrencia de un fallo en éste, puede producir impacto ambiental.

**Fallo Crítico:** Fallo que ocurre en un **equipo crítico** y cuya consecuencia produce impacto ambiental.

**Proceso e mantenimiento crítico:** Acciones de mantenimiento necesarias para mantener o reparar un equipo, en el cual se emplean sustancias o productos, y/o se generan desechos que pueden producir daños al medio ambiente.

2. identificar, registrar y evaluar los riesgos potenciales de los procesos de mantenimiento y equipos críticos, así como los aspectos ambientales significativos asociados a ellos. Identificar los modos de fallo críticos y determinar sus causas raíces.

En la tabla 45 muestra los impactos asociados a la operación y mantenimiento del gasoducto.

Tabla 45. Impactos asociados a la operación de gasoductos

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>ASPECTO</b>	<b>IMPACTO</b>
Limpeza y mantenimiento de centros operacionales y city gate	Utilización de herbicidas y plaguicidas	Contaminación de subsuelo y acuíferos
Mantenimiento del derecho de vía	Protección y estabilización de taludes	Activación e fenómenos de remoción en masa
	Mantenimiento de la capa vegetal	Exposición del suelo a fenómenos erosivos
	Cambio de pares de equipos y accesorios	Deterioro del suelo y el paisaje
Ocupación humana de centros operacionales	Demanda de agua potable	Aumento presión sobre el recurso agua
	Generación y disposición de residuos domésticos	Contaminación del agua y el suelo
Cambio de tubería	Generación de residuos del descapote y el zanjado	Contaminación del agua
	Generación de residuos industriales	Contaminación del suelo y el agua
Limpeza de tubería	Generación y disposición de residuos sólidos aceitosos	Contaminación del suelo
Filtración y drenaje de condensados	Generación de residuos líquidos aceitosos	Contaminación del agua y el suelo
	Cambio de la matriz o lecho filtrante	Contaminación del suelo
Regulación y registro	Generación de ruido	Molestias a la fauna y comunidad
	Emisiones atmosféricas de gas	Contaminación del aire
Filtración y separación de condensados en la línea de baja	Generación de residuos líquidos aceitosos	Contaminación del agua y el suelo
	Cambio de la matriz o lecho filtrante	Contaminación del suelo
Generación de energía eléctrica	Emisiones atmosféricas	Contaminación del aire
	Cambio de aceite de los motores de generación eléctrica	Contaminación del suelo

3. Establecer acciones proactivas mediante procedimientos documentados que aseguren tener bajo control as causas que originan los impactos. Estas acciones deben estar contenidas en los procedimientos de ejecución de los trabajos según corresponda.

4. Evaluar el desempeño ambiental: seguimiento y evaluación de resultados. El desempeño ambiental en el mantenimiento es una medida de su eficiencia y eficacia.

5. Establecer procesos de mejora continua: la mejora continua de la gestión del Mantenimiento tiene una contribución significativa sobre la eficacia de la gestión ambiental. Es importante la aplicación del Benchmarking, dirigido a identificar las mejores prácticas y resultados, para su divulgación, generalización y perfeccionamiento de la actividad.

Las acciones dirigidas a prevenir los riesgos de ipacto ambiental desde el punto de vista del mantenimiento, deben estar dirigidas al personal, a los equipos, al proceso y sus interrelaciones.

Las acciones dirigidas al personal están encaminadas a:

➤ **Educación ambiental para:**

- Promover nuevas conductas y aptitudes hacia el medio ambiente.
- Buscar el compromiso personal y permanente con la política y procedimientos
- Desarrollar capacidades de actuación ante impactos ambientales.

➤ **Mejora del desempeño profesional mediante:**

- La capacitación continua para elevar el nivel de conocimiento y adiestramiento en la función que realiza.
- La definición clara de sus funciones, responsabilidades y alcance de sus acciones.
- La evaluación constantemente de su desempeño para mejorar su eficacia.

Estas actividades de formación y adiestramiento deben llevarse a cabo mediante planes.

➤ **Acciones dirigidas al proceso de mantenimiento**

- Identificar las acciones de mantenimiento a ejecutar con riesgos de impacto ambiental, identificar y evaluar los aspectos ambientales asociados a ellas.
- Determinar las acciones a llevar a cabo para reducir riesgos potenciales.
- Identificar los productos con riesgos de impacto que pueden ser reciclados para reducir desechos.

- Identificar los residuos peligrosos que se producirán, las tecnologías a emplear para su procesamiento y control, lugar y tipo de almacenamiento y procedimientos de control. Establecer programas para la gestión de residuales y su mejora.
- Identificar los procesos que pueden ser mejorados o cambiados por tecnologías más limpias y eficientes. Establecer programa para evaluación técnico económico de alternativas y su introducción.
- Identificar productos o sustancias con riesgo de impacto ambiental que pueden ser sustituidos por productos ecológicos u otros cuyo riesgo y nivel de contaminación sean menores. Establecer planes para su sustitución.
- Establecer procedimientos escritos para regular la conducta ambiental del personal de mantenimiento durante la ejecución de los trabajos y ante situaciones anormales. Establecer planes de contingencia.
- Determinar la capacidad del personal de mantenimiento para ejecutar los trabajos. Identificar necesidades de formación y adiestramiento. Establecer planes.
- Establecer procedimientos para la recepción de los trabajos. Realizar análisis comparativo del estado de los equipos antes y después del mantenimiento.
- Evaluar continuamente, mantener y mejorar el estado de orden y limpieza de las áreas.
- Identificar y establecer los puntos de control y medición en el proceso para evaluar el desempeño ambiental antes, durante y después de la realización de los trabajos. Recolección de datos, tomas de muestras y observaciones. Análisis y comunicación de los resultados.
- Análisis y mejora de procesos.



## 4. IMPLEMENTACIÓN

### 4.1 FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES

Las funciones establecidas en cada uno de los departamentos de la organización con el propósito de implementar el plan propuesto se muestra en la tabla 46 y en la figura 21 se muestra el cronograma de actividades del plan propuesto.

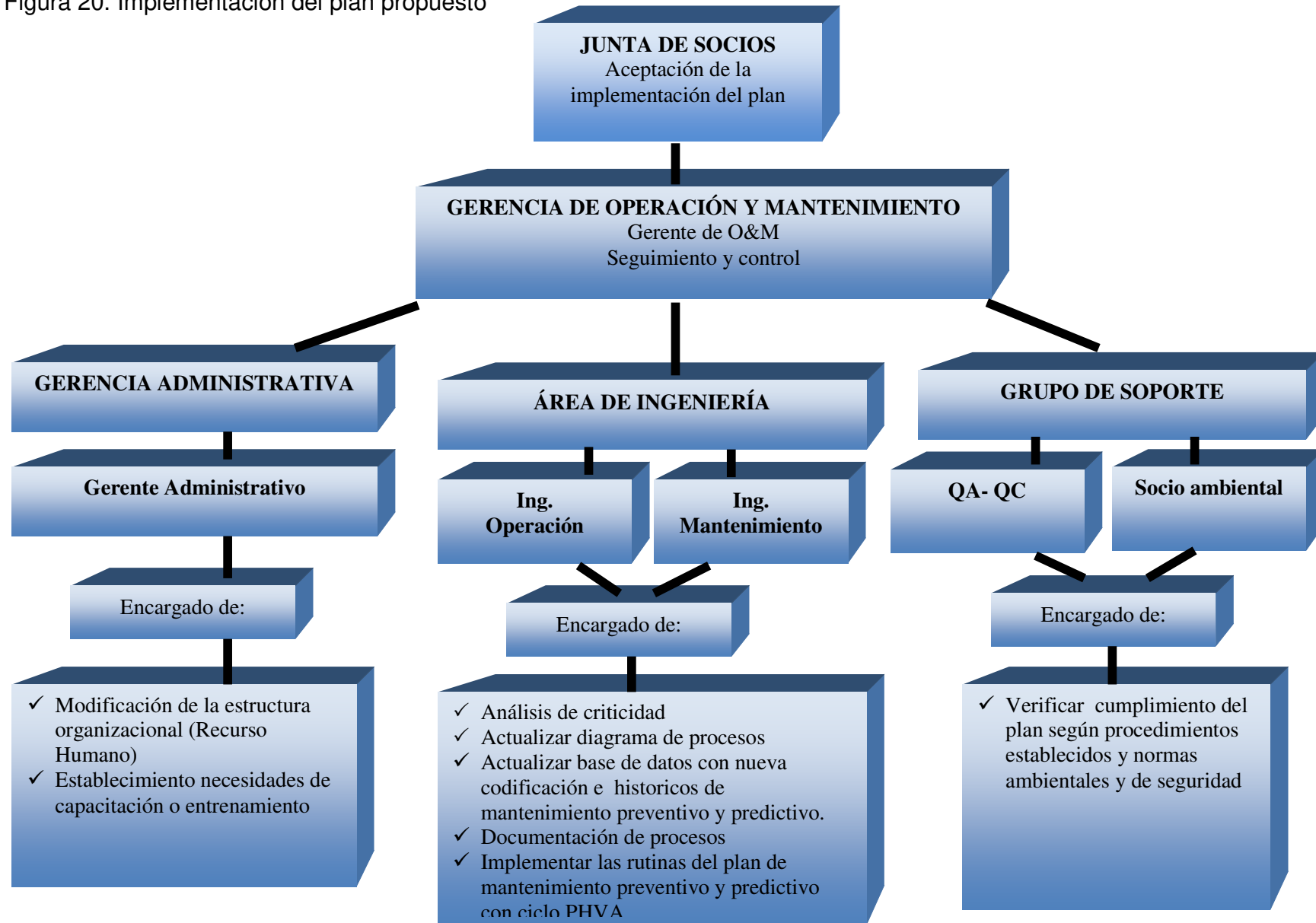
Tabla 46. Funciones y responsabilidades en la implementación del plan

DEPARTAMENTO	CARGO	FUNCIÓN
<b>JUNTA DE SOCIOS</b>	Presidente Vicepresidente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprobación del plan propuesto</li> </ul>
<b>GERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	Gerente de O&M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguimiento y control</li> </ul>
<b>GERENCIA ADMINISTRATIVA</b>	Gerente Administrativo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modificación de la estructura organizacional (Recurso Humano)</li> <li>• capacitación o entrenamiento</li> </ul>
<b>INGENIERÍA</b>	Ingeniero de operación Ingeniero de Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de criticidad</li> <li>• Actualizar diagrama de procesos</li> <li>• Actualizar base de datos con nueva codificación e históricos de mantenimiento preventivo y predictivo.</li> <li>• Documentación de procesos</li> <li>• Implementar las rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo con ciclo PHVA.</li> </ul>
<b>SOPORTE</b>	QA- QC Socio ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar el cumplimiento del plan según procedimientos establecidos y normas ambientales y de seguridad</li> </ul>

### 4.2. DIAGRAMA DE FLUJO

Para la implementación del plan propuesto se dará cumplimiento a las actividades establecidas en el diagrama de flujo mostrado en la figura 20

Figura 20. Implementación del plan propuesto





## 5. CONCLUSIONES

- Con respecto a la dirección anterior de la empresa las modificaciones propuestas incluyen la creación de un nuevo cargo: Supervisor de Mantenimiento, persona cuya función principal es servir de soporte al ingeniero Jefe de mantenimiento en las actividades de planeación, ejecución seguimiento y control de las rutinas de mantenimiento preventivo y predictivo que se ejecutan en el sistema de transporte. Adicionalmente se propone crear un enlace entre el área de mantenimiento y la del departamento de compras y almacén, es claro que la consecución de recursos de manera oportuna es trascendental para el cumplimiento del programa de mantenimiento a las instalaciones del sistema de transporte. Estas modificaciones aportan al objetivo de ejecutar rutinas de mantenimiento garantizando altos índices de eficacia y eficiencia.
- De la administración anterior se hereda parte de la estructura organizacional a excepción del nuevo cargo del supervisor de mantenimiento y la alianza estratégica con el jefe de Compras y Almacén con funciones y responsabilidades completamente definidas que apuntan a garantizar al cliente altos índices de confiabilidad en el servicio prestado mediante la aplicación del ciclo de mejoramiento continuo PHVA (Planear, Hacer, Verificar y Actuar).
- Se logra la actualización de los diagramas de proceso para cada tramo del gasoducto, identificando en cada uno de ellos los sistemas que afectan la integridad del sistema. Adicionalmente se establece una codificación de cada uno de los elementos lo que permite facilidad en su identificación y garantiza la trazabilidad en las rutinas de mantenimiento ejecutadas.
- Se reforman las frecuencias de mantenimiento preventivo en base a la evaluación de equipos críticos y al desempeño actual de cada equipo, con el propósito de incrementar la disponibilidad y confiabilidad de cada elemento que hace parte del sistema de transporte.
- Se complementan las actividades de mantenimiento predictivo mediante la aplicación de procesos no destructivos, empleando herramientas de última tecnología, de esta manera se pretende lograr reducir el mantenimiento correctivo y optimizar las rutinas del preventivo.

## BIBLIOGRAFÍA

GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS, ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B.31; American Society of Mechanical Engineers; Three park Avenue, New York 10016-5990. 2002.

GONZÁLEZ BOHORQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bogotá: Universidad Industrial de Santander. 2006.

MANUAL DE CANALIZACIONES DE DISTRIBUCIÓN. Parte II Mantenimiento. Barcelona- España. Sedigas. 1997.

NORMAS GENERALES DE SALUD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y MEDIO AMBIENTE. Ecogas. 2002.

SISTEMAS DE TUBERÍA PARA TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS. Sociedad Estadunidense de Ingenieros Mecánicos.

TAMAYO DOMÍNGUEZ, Carlos Mario. Organizaciones del mantenimiento. Bogotá: Universidad Industrial de Santander. 2006

REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE (RUT). Resolución CREG-071 de 1999. Ministerio de Minas y Energía.