

ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM PARA UN GASODUCTO  
DE TRANSPORTE TRAMO OTERO SANTANA

CLAUDIA ROMERO RODRIGUEZ  
ALVARO ARIAS AMAYA  
LEONARDO SARMIENTO SALDARRIAGA

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

ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM PARA UN GASODUCTO  
DE TRANSPORTE TRAMO OTERO SANTANA

CLAUDIA ROMERO RODRIGUEZ  
ALVARO ARIAS AMAYA  
LEONARDO SARMIENTO SALDARRIAGA

Monografía para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Director: GUILLERMO ALEXIS PINEDA  
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos

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

## DEDICATORIA

A la Gran Fuente de Luz  
y Amor Universal,  
por estar con nosotros y darnos la  
oportunidad de vivir y  
permanecer en cada paso que dimos,  
por fortalecer el corazón e iluminar la mente  
y haber puesto en el camino a aquellas personas  
que han sido el soporte y compañía  
durante todo el periodo de estudio.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Empresa Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP, por el apoyo logístico y financiero brindado para el desarrollo de la monografía, al Director de proyecto Guillermo Pineda, Asesor de Confiabilidad de TGI S.A. ESP, por su colaboración y apoyo técnico.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
1. EL GAS NATURAL.	26
1.1 YACIMIENTOS DE GAS NATURAL.	28
1.2 CADENA DEL VALOR DEL GAS NATURAL	30
1.2.1 Exploración y producción	30
1.2.2. Tratamiento y Extracción.	31
1.2.3 Fraccionamiento.	31
1.2.4 Transporte y Distribución.	31
1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL	31
1.3.1 Gas natural seco	32
1.3.2 Gas Húmedo	32
1.3.3 Líquidos de gas natural	32
1.3.4 Gas Amargo	32
1.3.5 Gas ácido	32
1.3.6 Gas dulce	32
1.3.7 Otros compuestos	32
1.4 ETAPAS DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	34
1.4.1 El tratamiento	35
1.4.2 El Acondicionamiento	36
1.4.3 El procesamiento	36
1.4.3.1 Remoción de crudos y condensados.	36
1.4.3.2 Separación de líquidos del Gas Natural	36
1.5 CALIDAD DEL GAS	37
1.6 DEMANDA DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA.	39
1.7 DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.	43
1.7.1 Principales campos de producción.	45
1.7.2 Sistemas de Transporte de Gas Natural.	46
1.7.3 Indicadores relevantes de Gas Natural en Colombia	51
1.7.4 Normatividad.	53
1.8 RESEÑA HISTÓRICA DE TGI S.A. E.S.P.	55
1.8.1 Visión, Misión y Valores.	58
1.8.2 Objetivos Corporativos.	59
1.8.3 Políticas Empresariales.	59
1.8.4 Transporte de gas	61
1.8.5 Capacidad	61
1.9 GASODUCTO PORVENIR-LA BELLEZA. DISTRITO V.	63
1.9.1 Gasoducto Boyacá y Santander.	64

1.10	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	66
1.11	OBJETIVOS.	67
1.11.1	Objetivo General.	67
1.11.2	Objetivos Específicos.	67
2.	HISTORIA DEL MANTENIMIENTO.	68
2.1	TIPOS DE MANTENIMIENTOS.	69
2.1.1	Mantenimiento Predictivo.	69
2.1.2	Mantenimiento Preventivo	70
2.1.3	Mantenimiento Correctivo	71
2.2	SELECCION DEL TIPO DE MANTENIMIENTO ADECUADO	71
2.3	GESTIÓN DE MANTENIMIENTO.	72
2.4	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM).	74
2.4.1	Historia del RCM.	74
2.4.2	Beneficios de Implementar RCM	76
2.4.3	El contexto operacional del RCM.	76
3.	IDENTIFICACION DE CRITICIDAD ENFOCADO A GASODUCTOS	78
3.1	DEFINICIÓN DE CRITICIDAD	79
3.2	IMPORTANCIA DE LA CRITICIDAD.	81
3.3	MATRIZ DE CRITICIDAD.	81
4.	ANALISIS DE MODO Y EFECTO DE FALLA. (AMEF)	83
4.1	MECANISMOS DE FALLA.	83
4.2	TIPOS DE FALLA.	86
4.3	EFFECTOS DE FALLA.	88
4.4	PERIODICIDAD DE FALLAS.	89
4.4.1	Cuantificación de Frecuencias de Fallas	89
4.5	FALLAS OCULTAS	89
5.	PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGIA RCM	91
5.1	RCM EN GASODUCTOS.	91
5.2	APLICACIÓN DE RCM EN EL GASODUCTO GBS OTERO-SANTANA	92
5.2.1	Ubicación del sistema en estudio.	92
5.2.1.1	Contexto Operacional	93
5.2.2	La Criticidad y su importancia.	93
5.2.3	Análisis de Criticidad.	94
5.2.3.1	Factores de criticidad	95
5.2.4	Modos, causas y efectos de falla (AMEF)	103
5.2.4.1	¿Cómo fallan los Gasoductos de Transporte?	105
5.2.4.2	¿Por qué fallan los gasoductos?	105
5.2.5	Periodicidad o Frecuencias de Fallas.	105

5.2.6	Actividades de mantenimiento y tiempos asociados	109
5.2.6.1	Estrategia de Frecuencia de actividades bajo RCM para el plan de mantenimiento propuesto	110
5.2.6.2	Ingreso de Rutinas en SAP PM.	111
5.2.7	Riesgo asociado a actividades de mantenimiento	111
5.2.8	Plan de Mantenimiento	112
5.2.8.1	Comparativo en costos del plan de mantenimiento anterior con la propuesta de plan de mantenimiento bajo RCM	116
5.2.9	Indicadores Propuestos	120
6.	CONCLUSIONES.	122
	BIBLIOGRAFIA	124

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Composición del Gas Natural	33
Tabla 2. Producción de Gas Natural en Colombia	46
Tabla 3. Participación de los diferentes sectores en la demanda de gas natural, en el escenario base	52
Tabla 4. Mecanismos de falla	85
Tabla 5. Estimación de demoras para obtener disponibilidad de recursos	88
Tabla 6. Listado de Unidades funcionales	95
Tabla 7. Matriz de Criticidad	98
Tabla 8. Jerarquización de los Sistemas. Análisis de Criticidad	100
Tabla 9 Resumen Criticidad del Gasoducto	103
Tabla 10. Modos de falla	104
Tabla 11. Análisis de fallas en el Gasoducto GBS	107
Tabla 12. Plan de Mantenimiento programado bajo la estrategia RCM	113
Tabla 13. Actividades de mantenimiento tubería Troncal Otero Santana	115
Tabla 14. Actividades de mantenimiento tubería Ramal Togüi	115
Tabla 15. Actividades de mantenimiento tubería Ramal Vélez	116
Tabla 16. Costos del Plan de mantenimiento propuesto bajo la metodología RCM en el Gasoducto GBS	117
Tabla 17. Costo del plan de mantenimiento utilizado en la Troncal Otero	

Santana	118
Tabla 18. Costo del plan de mantenimiento propuesto RCM en la Troncal	
Otero Santana	118
Tabla 19. Costo del plan de mantenimiento utilizado en el Ramal Togüi	119
Tabla 20. Costo del plan de mantenimiento propuesto RCM en el Ramal	
Togüi	119
Tabla 21. Costo del plan de mantenimiento utilizado en el Ramal Vélez	120
Tabla 22. Costo del plan de mantenimiento propuesto RCM en el Ramal	
Vélez	120
Tabla 23. Indicadores RCM propuestos	121

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. El Gas Natural	26
Figura 2. Trampa de petróleo y gas natural	27
Figura 3. Planta de proceso de un yacimiento de gas natural	28
Figura 4. Yacimiento del Gas Natural	29
Figura 5. Cadena de valor del Gas Natural	30
Figura 6. Componentes del gas natural antes de ser procesado	33
Figura 7. Procesos Industrial del Gas	35
Figura 8. Distribución del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe	39
Figura 9. Distribución de reservas de gas natural en América Latina y el Caribe	40
Figura 10. Cobertura geográfica del servicio de gas natural	44
Figura 11. Transacciones comerciales del gas	47
Figura 12. Sistemas de Transporte del Gas Natural	49
Figura 13. Gas Transportado en el país	52
Figura 14. Proyección de la demanda de GN para escenario base por sectores	53
Figura 15. Sistema de Transporte de Gas de TGI S.A. E.S.P.	56
Figura 16. Instalaciones de TGI S.A. E.S.P.	57
Figura 17. Los 5 principales clientes de TGI S.A. E.S.P.	62
Figura 18 Clientes TGI S.A. E.S.P.	62
Figura 19. Gasoducto Porvenir la Belleza	63
Figura 20. Centro de Operaciones Paipa	64

Figura 21. Gasoducto Gases de Boyacá y Santander (GBS)	65
Figura 22. Evaluación de corrosión interna	70
Figura 23. Inspección Inteligente del gasoducto	70
Figura 24. Arruga de la tubería de 22" sobre la soldadura	71
Figura 25. Tipos de mantenimiento	71
Figura 26. Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en la norma ISO 9001:2000	74
Figura 27. Tiempo entre fallas	80
Figura 28. Matriz de criticidad	82
Figura 29. Evolución de la Falla Funcional en el tiempo	84
Figura 30. Abolladura ocasionada por deslizamiento de tierras	87
Figura 31. Fractura ocasionada por corrosión bajo tensión	87
Figura 32. Flujograma de implementación del RCM	91
Figura 33. Modelo de Gestión del mantenimiento	92
Figura 34. Ubicación geográfica Distrito V. Tramo Otero Santana	92
Figura 35. Frecuencia de Fallas	105
Figura 36. Tiempo promedio de reparación	106
Figura 37. Tiempo promedio entre fallas	106
Figura 38. Flujograma de actividades de mantenimiento	109
Figura 39. Proceso Plan de mantenimiento bajo RCM	110
Figura 40. Programa SAP	111
Figura 41. Comparativo Económico Distrito	112

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Especificaciones de calidad del Gas Natural	38
Cuadro 2. Clasificación de los países de América Latina y el Caribe, según la madurez del mercado de Gas Natural.	42
Cuadro 3. Inversión de Activos del Sector Transporte	50
Cuadro 4. Evolución; eventos relevantes de los agentes de la cadena de valor	51
Cuadro 5. Factores de Criticidad	96

## GLOSARIO

**AGENTES OPERACIONALES O AGENTES:** Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de Gas Natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son Agentes los Productores-comercializador, los Comercializadores, los Distribuidores, los Transportadores, los Usuarios No Regulados y los Almacenadores Independientes.

**BUTANO:** Gas que cuando es puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire; su temperatura de ebullición a la presión atmosférica normal es  $-0.5^{\circ}\text{C}$ ; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.1 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente. Es el cuarto miembro de la serie de parafinas o alcanos; su fórmula condensada es  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ .

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía.

**CONFIABILIDAD:** Es la probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) desempeñe su función, libre de fallos y bajo determinadas condiciones, durante un periodo de tiempo también determinado. En definiciones más concisas podemos decir que, desde el punto de vista del mantenimiento confiabilidad es la medida de la seguridad y del riesgo.

**CONEXIÓN:** Tramo de gasoducto que permite conectar al Sistema Nacional de Transporte, desde los puntos de Entrada o puntos de Salida, las estaciones para Transferencia de Custodia.

**CRIOGÉNICO:** (*Cryogenic Process*). Proceso de refrigeración, a que se somete el gas natural con el fin de recuperar los líquidos componentes más pesados que el metano; principalmente etano. En su operación se utiliza Turbo-Expansores que disminuye la temperatura del gas natural (de  $-100$  a  $-145^{\circ}\text{C}$ ) y se separa mediante licuefacción los líquidos contenidos en él, bajo estas condiciones es posible separar 60-86% del etano y todo el propano.

**DOWNSTREAM:** Dentro de una cadena energética y en particular en caso del gas natural, hace referencia al conjunto de las actividades que involucran el gas procesado que se utiliza para consumo en los diferentes sectores de demanda, ya sea como combustible o materia prima. Este proceso consta de transporte, distribución, comercialización y demanda.

**ETANO:** Gas que en su estado natural es incoloro, inodoro e insípido, ligeramente más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a presión normal es de - 88.6° C. Sus límites de explosividad inferior y superior en el aire son 2.9 y 13.0 por ciento en volumen. Es el segundo miembro de la serie de las parafinas o alcanos. Su fórmula condensada es C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>. Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural. Se usa como materia prima para la fabricación de etileno.

**FALLA:** Pérdida de la función de un elemento o modo de falla.

**FMEA:** Análisis de modos y efectos de Falla. (Por sus siglas en inglés Failure Mode Effect Analysis)

**GAS ÁCIDO:** (Acid gas). Gas que contiene cantidades apreciables de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y agua. Se obtiene del tratamiento del gas amargo húmedo con bases fácilmente regenerables como son la mono y dietanolamina (MEA y DEA) que son utilizadas frecuentemente para este propósito.

**GAS AMARGO:** (Sour gas). Gas natural que contiene hidrocarburos, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono (estos últimos en concentraciones mayores a 50 ppm).

**GAS ASOCIADO:** (Associated gas). Es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

**GAS DULCE:** (Sweet gas). Es el gas natural que contiene hidrocarburos y bajas cantidades de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.

**GAS HÚMEDO:** (Wet gas). Es el gas natural que contiene más de 3 gal./Mpc de hidrocarburos líquidos.

**GAS NATURAL:** (Natural gas). Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con el metano como su principal constituyente con pequeñas cantidades de etano y propano; con proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en el RUT, y en las formas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

**GAS NO ASOCIADO:** (Non associated gas). Gas natural que se encuentra en reservas que no contienen petróleo crudo.

**GAS SECO:** (Dry gas). Gas natural libre de hidrocarburos condensables (básicamente metano).

**GASODUCTO:** (*Natural line*). Ducto usado para el transporte de gas.

**HIDROCARBUROS:** (Hydrocarbons). Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Los hidrocarburos más simples son gaseosos a la temperatura ambiente, a medida que aumenta su peso molecular se vuelven líquidos y finalmente sólidos, sus tres estados físicos están representados por el gas natural, el petróleo crudo y el asfalto.

**INYECCIÓN DE GAS:** (Air drive). Proceso mecánico que proporciona en forma continua o intermitente gas o aire comprimido al pozo para desplazar los fluidos producidos, generando una reducción de la presión en el fondo del pozo e incrementando sustancialmente la tasa de extracción de petróleo.

**MODO DE FALLA:** Elemento físico que puede presentar una falla o avería.

**PRESTADOR DEL SERVICIO DE TRANSPORTE O TRANSPORTADOR:** Se considerarán como tales, las personas de que trata el Título 1º de la Ley 142 de 1994 que realicen la actividad de Transporte de Gas desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte y que reúnen las siguientes condiciones, de acuerdo con la Regulación de la CREG:

a) Capacidad de decisión sobre el libre acceso a un Sistema de Transporte siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y b) Que realice la venta del Servicio de Transporte a cualquier Agente mediante Contratos de transporte.

**PROPANO:** Gas que cuando puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a la presión atmosférica normal es  $-42.5^{\circ}\text{C}$ ; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.4 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente. Es el tercer miembro de la serie de parafinas o alcanos; su fórmula condensada es  $\text{C}_3\text{H}_8$ . Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural, de los condensados y de varios procesos de refinación, tales como la destilación atmosférica del petróleo crudo, la desintegración catalítica y la reformación de naftas.

**RCM:** Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (Por sus siglas en inglés Reliability Centered Maintenance).

**RIESGO:** Medida de la probabilidad por la consecuencia de una falla.

**RUT:** Reglamento Único de Transporte de Gas Natural. Conjunto de reglas de carácter general expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las

empresas que prestan el servicio de transporte de Gas Natural y su interrelación con los demás agentes.

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN:** Es el conjunto de gasoductos que transporta gas combustible desde una Estación Reguladora de Puerta de ciudad o desde otro sistema de regulación hasta el punto de derivación de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su conexión y medición.

**SISTEMAS DE TRANSPORTE:** Conjunto de gasoductos, del Sistema Nacional de Transporte que integran los activos de una empresa de transporte.

**YACIMIENTO:** (Reservoir bed, deposit): Unidad del subsuelo constituida por roca permeable que contiene petróleo, gas y agua, las cuales conforman un solo sistema.

## RESUMEN

**TITULO: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO BASADA EN RCM PARA UN GASODUCTO DE TRANSPORTE TRAMO OTERO SANTANA.\***

**AUTORES: CLAUDIA ROMERO RODRIGUEZ, ALVARO ARIAS AMAYA Y LEONARDO SARMIENTO SALDARRIAGA.\*\***

**PALABRAS CLAVES: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO, CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD, DISPONIBILIDAD, RCM EN GASODUCTOS, CRITICIDAD, MODOS FRECUENCIAS Y EFECTOS DE FALLA.**

**DESCRIPCION O CONTENIDO:** La determinación de una estrategia adecuada de mantenimiento es fundamental para garantizar la confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad, continuidad y seguridad en la infraestructura de los gasoductos de transporte. La estrategia debe identificar criticidad, modos, efectos, frecuencia de falla, en la operación y el riesgo económico para lograr la reducción de costos, mejora en la calidad de los procesos y servicios, así como el cumplimiento con la normatividad de seguridad, ambiente y demás requisitos legales.

La aplicación de la metodología del RCM a la infraestructura de los gasoductos de TGI S.A. ESP., y en el caso particular al sector conocido como el Tramo Otero-Santana con sus ramales Togui y Vélez, busca redefinir y ajustar las rutinas para las actividades de mantenimiento existente para conseguir optimización de los costos reales de mantenimiento, permitiendo una operación confiable y segura, con énfasis en las unidades funcionales evaluadas y que resultaron críticos en la matriz de criticidad.

Para la valoración de los sistemas o unidades funcionales es fundamental contar con una matriz de criticidad basada en factores que permitan establecer niveles jerárquicos en procesos, sistemas, equipos y componentes en función del impacto global que se generan, con el propósito de facilitar la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas de alto impacto y donde sea necesario mejorar continuamente la confiabilidad operacional.

\* Monografía.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.  
Director: Guillermo Alexis Pineda. Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos.

## ABSTRACT

TITLE: MAINTENANCE STRATEGY BASED ON RCM PIPELINE FOR TRANSPORT.\*

AUTHORS: CLAUDIA ROMERO RODRIGUEZ, ALVARO ARIAS AMAYA Y LEONARDO SARMIENTO SALDARRIAGA.\*\*

KEYWORDS: MAINTENANCE STRATEGY, RELIABILITY, MAINTAINABILITY, AVAILABILITY, RCM IN PIPELINES, CRITICALITY, FREQUENCY MODES AND EFFECTS OF FAILURE.

SUBJECT OR DESCRIPTION: The determination of appropriate maintenance strategy is essential to ensure the reliability, maintainability, availability, continuity and security in the infrastructure of transportation natural gas pipelines. The strategy should identify criticality, modes, effects, frequency of failure, in the operation and the financial risk to costs reduction, quality improvement processes and services, and compliance with safety regulations, environment and other legal requirements.

Applying RCM methodology to natural gas pipeline infrastructure TGI SA ESP., and in the particular case the area known as the Tranche Otero-Togui Santana with its natural gas branches Togui and Velez, seeks to redefine and adjust the routines to existing maintenance activities to optimization of the real costs of maintenance, operation allowing one reliable and safe operation, with emphasis on the functional units that were evaluated and critical criticality matrix.

For the assessment of systems or functional units is essential to have a criticality matrix based on factors that establish hierarchical levels in processes, systems, equipment and components based on the overall impact generated, in order to facilitate decision-successful and effective decisions, directing the effort and resources in high impact areas and where necessary to continuously improve operational reliability..

---

\* Monograph.

\*\*School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specializing.  
Director: Guillermo Alexis Pineda. Specialist in Energy Management.

## INTRODUCCION

El gas natural tiene dentro de la canasta de energéticos en Colombia una participación importante a nivel país, uno de los factores que inciden en esta preferencia en el uso del gas natural; además de lo ambiental, es el costo.

Entre los costos que deben pagar los usuarios, industriales, comerciales, residenciales y generadores eléctricos por el gas natural, se encuentra incluido el costo del transporte que se fija por los entes estatales.

Las tarifas de transporte de gas natural en Colombia están reguladas por la CREG, Comisión reguladora de Energía y Gas, (Res. 001 de 2000). Tienen en cuenta los costos asociados a Operación - Mantenimiento y a la inversión de capital el cual se remunera a una tasa del 11,5 por ciento y para los costos AO&M del 16 por ciento, antes de impuestos.

Según la resolución CREG 057 -1996. Las pérdidas de gas natural, en gasoductos de transporte que excedan del 1%, deben ser asumidas por el transportador, por tanto una estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad, contribuirá en una parte significativa a minimizar perdidas por fugas de gas y a disminuir costos de mantenimiento y riesgos a personas, infraestructura y Medio Ambiente.

En esta monografía se pretende aplicar los conceptos teóricos del mantenimiento centrado en Confiabilidad denominado RCM y de las herramientas metodológicas que están regidas bajo la norma ISO14224 y SAE 1739/1011 para el desarrollo de una propuesta que establecerá una nueva estrategia de mantenimiento para gasoductos de transporte, centrada en confiabilidad.

La aplicación se efectúa en un gasoducto de transporte (GBS) proponiendo un nuevo plan de mantenimiento preventivo y predictivo, enfocado a equipos críticos para minimizar fallas, incrementar la confiabilidad del proceso, optimizar costos, frecuencias y actividades de mantenimiento.

En desarrollo de los capítulos integrados en la estructura de este documento se presenta una reseña del gas natural, el gas a nivel latinoamericano y el sistema de transporte de gas natural en Colombia, los tipos de mantenimiento existentes a nivel transporte de gas, para luego entrar en la metodología de RCM aplicada a

un tramo del gasoducto del sistema de transporte que opera y mantiene la Empresa TGI S.A. E.S.P. (Transportadora de Gas Internacional), como acción de mejora del actual plan de mantenimiento.

## 1. EL GAS NATURAL

El Gas Natural (GN), es una mezcla combustible rica en gases de gran poder calorífico; gas combustible formado en las entrañas de la tierra en el curso de un proceso evolutivo de centenares de miles de años, es un fósil formado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentra en la naturaleza en reservas subterráneas en rocas porosas.

Figura 1 El gas Natural.



Fuente. P, César. Nuevos yacimientos de gas natural. Medio Ambiente. Marzo de 2010. <<http://www.medioambiente.net/nuevos-yacimientos-de-gas-natural/>>

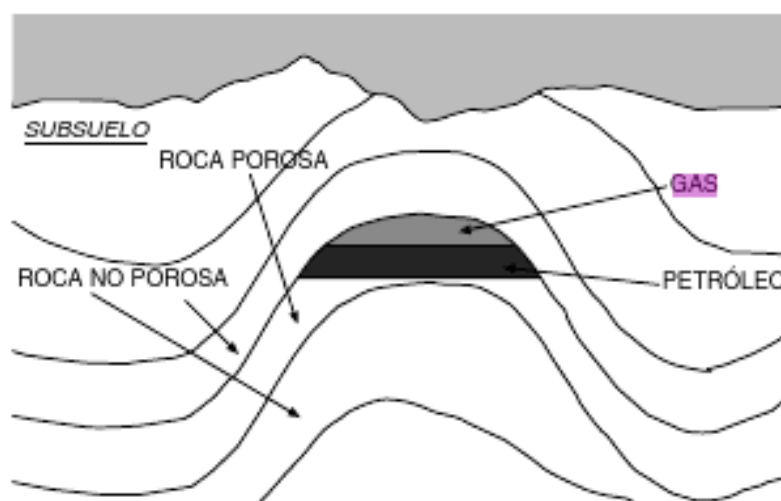
El GN se encuentra en estado gaseoso o en disolución con el petróleo; compuesto por un conjunto de hidrocarburos livianos, el principal componente es el metano (CH<sub>4</sub>), que usualmente constituye el 80% del mismo. Sus otros componentes son el etano, el propano, el butano, y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano y el heptano.

El gas natural es una de las fuentes de energía limpia que suministra combustible a los sectores residencial, industrial, comercial y de generación térmica.

Según Reatti<sup>1</sup>, “aunque el gas natural es un recurso energético no renovable, los recursos gasíferos son abundantes. Las reservas comprobadas de gas se duplicaron en los últimos 20 años.” Esto indica que seguirá creciendo la explotación del gas natural y su consumo con el transcurrir de los años.

Siempre que aparece petróleo lleva gas asociado, ya que el gas está constituido fundamentalmente por metano que es el hidrocarburo más ligero y que a las temperaturas y presiones de los yacimientos, está en el estado gaseoso, en ocasiones el gas aparece solo.<sup>2</sup>

Figura 2. Trampa de petróleo y gas natural



Fuente. PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. <<http://site.ebrary.com/lib/senavirtualsp/Doc?id=10436667&ppg=34>>

Constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón<sup>3</sup>. Se puede encontrar como “gas natural asociado” cuando está acompañando de petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano butano y naftas, o como “gas natural no asociado” cuando son yacimientos exclusivos de gas natural.

<sup>1</sup> REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. p.5.SYGNUS.< <http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseno-de-Proceso-del-Gas-Natural>>

<sup>2</sup> PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. España: Ediciones Akal, 2003. p. 33. <<http://site.ebrary.com/lib/senavirtualsp/Doc?id=10436667&ppg=34>>

<sup>3</sup> GAS NATURAL.[ANÓNIMO] <<http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/ Gas%20Natural.pdf>>

## 1.1 YACIMIENTOS DE GAS NATURAL.

Se denomina yacimiento de hidrocarburos a la capa o capas porosas y permeables ubicadas en el subsuelo, limitadas por capas impermeables, por encima y por debajo, cerradas por adelgazamiento, impermeabilidad o factores tectónicos en sus contornos que en su interior contienen petróleo y/o gas<sup>4</sup>.

Para que un yacimiento de gas sea explotado, este debe ser comercialmente productivo.

Figura 3. Planta de proceso de un yacimiento de gas natural



Fuente. D, Thomas. Descubren yacimiento de gas natural en frontera con E.U. En: Revista correo análisis y perspectivas: Edición 82. Octubre 24 de 2011. <<http://correorevista.com/nacional/descubren-yacimiento-de-gas-natural-en-frontera-con-eu/>>

El gas natural se extrae perforando la tierra hasta llegar a los yacimientos; el hallazgo de los yacimientos de gas natural se realiza mediante exploraciones geológicas complejas, que pueden tomar varios años<sup>5</sup>.

El gas natural se encuentra en yacimientos en el subsuelo al igual que el petróleo, en uno de los siguientes estados<sup>6</sup>:

---

<sup>4</sup> REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. p.14. SYGNUS.< <http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseno-de-Proceso-del-Gas-Natural>>

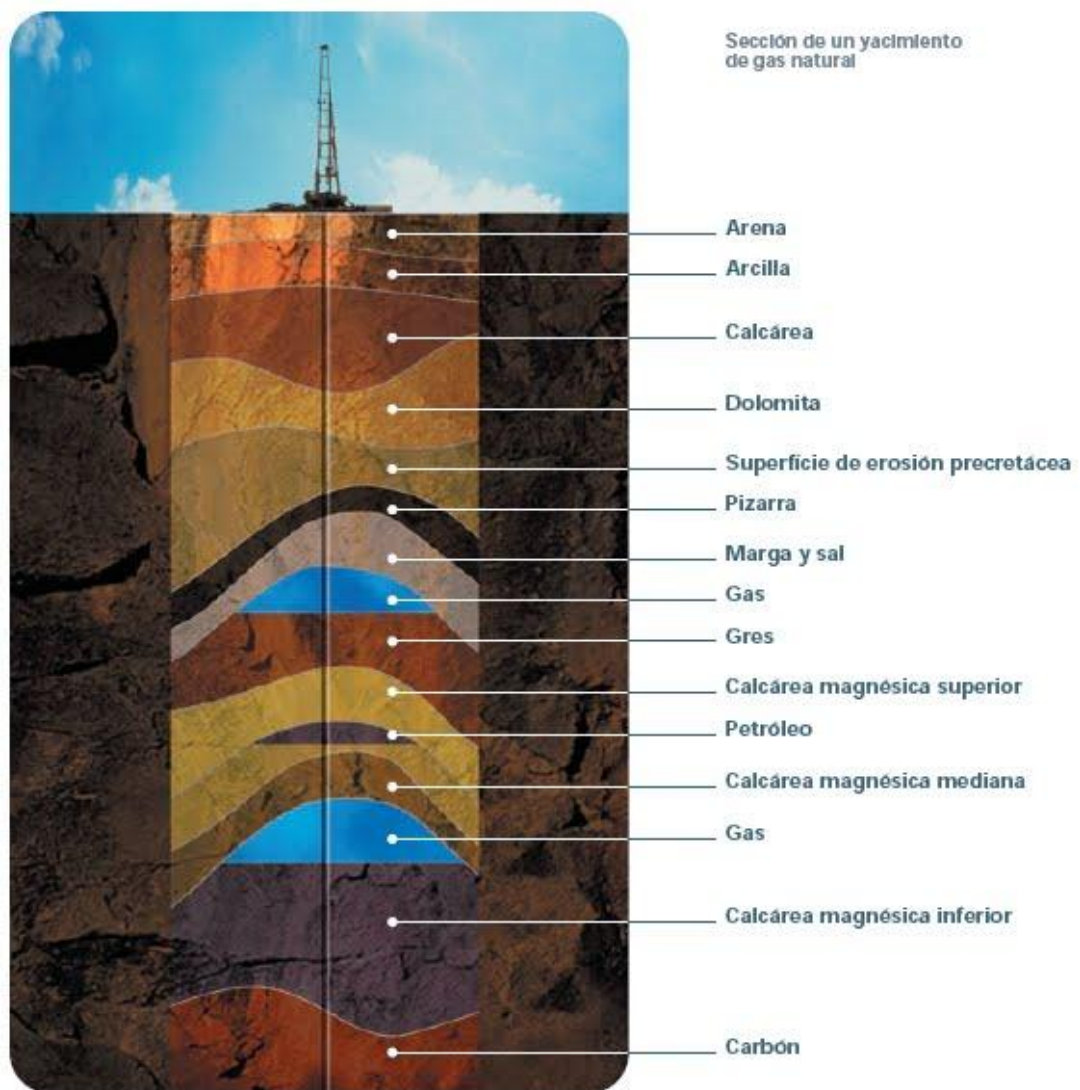
<sup>5</sup> EL GAS NATURAL EN COLOMBIA. [ANÓNIMO] <<http://www.taringa.net/posts/ecologia/13240035/el-gas-natural-en-colombia.html> >

<sup>6</sup> <[www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)>

**ASOCIADO**, es el gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo crudo en el yacimiento. Este puede ser clasificado como libre o disuelto. **LIBRE o NO ASOCIADO**, es el gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Su composición, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico son diferentes en cada yacimiento. El rango de variación del poder calorífico oscila entre 900 y 1.400 BTU/PC (BTU por pie cúbico).

Figura 4. Yacimiento del Gas Natural



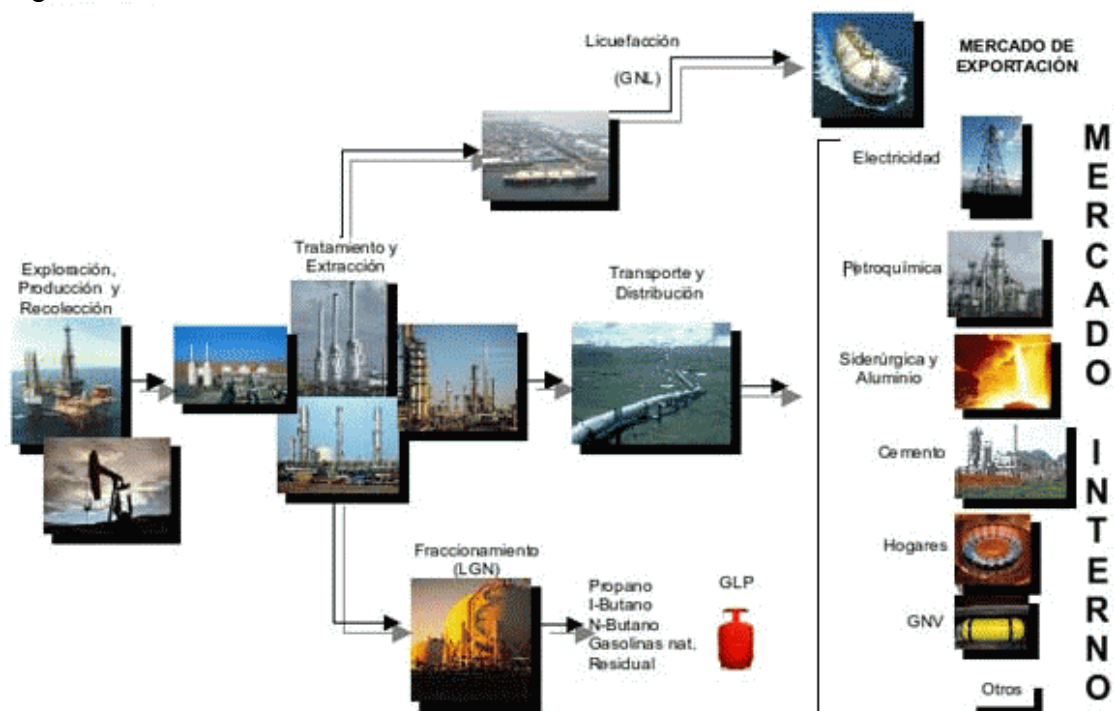
Fuente. BONNEY. Gas Natural II. Recopilación Personal sobre temas científicos. <http://bonneyresearch.blogspot.com/2011/01/gas-natural-ii.html>

## 1.2. CADENA DEL VALOR DEL GAS NATURAL

El concepto de cadena de Valor del Gas Natural<sup>7</sup> se basa en la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva.

Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural son: Exploración y Producción, Tratamiento y Extracción, Fraccionamiento, Transporte y Distribución.

Figura 5. Cadena de valor del Gas Natural.



Fuente. . MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO Y MINERÍA Cadena de Valor. ENEGAS. Ente Nacional del Gas en Venezuela. <<http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/cadenavalor.php>>

**1.2.1 Exploración y Producción:** La cadena de Valor del Gas Natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, etc.) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez

<sup>7</sup> MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO Y MINERÍA Cadena de Valor. ENEGAS. Ente Nacional del Gas en Venezuela. <<http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/cadenavalor.php>>

detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

**1.2.2 Tratamiento y Extracción:** El Tratamiento (también denominado acondicionamiento) es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), agua (H<sub>2</sub>O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o de ambos. Luego de ser tratado se procede a separar el Gas Metano (CH<sub>4</sub>) del resto de los componentes del Gas Natural (CH<sub>4</sub>+) llamados líquidos o componentes pesados, este proceso se conoce como Extracción.

**1.2.3 Fraccionamiento:** Proceso mediante el cual los hidrocarburos pesados son removidos y separados en productos distintos o fracciones como el propano, butano y etano.

**1.2.4 Transporte y Distribución:** Ambos eslabones constituyen el vínculo entre las actividades asociadas a la extracción (Exploración y Producción) y adecuación (Tratamiento o Acondicionamiento) del Gas Natural y el consumidor final.

**Transporte:** Es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el Gas Natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución, para ello se requiere el uso de gasoductos y plantas de compresión si se transmite el hidrocarburo en estado gaseoso.

**Distribución:** Conjunto de actividades que permiten recibir, trasladar, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción en el sistema de transporte hasta los puntos de consumo, mediante sistemas de distribución Industrial y Doméstico.

### 1.3 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL.

El gas natural se extrae de los reservorios que se encuentran bajo tierra a profundidades que van desde los 500 m hasta los 3500 m. Una vez extraído se somete a un proceso de separación<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> GAS NATURAL. [ANÓNIMO] <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/ Gas%20Natural.pdf>

La presencia de sustancias inconvenientes o nocivas, hace necesario tratar el gas natural, o sea, deshidratarlo, purificarlo y separar los compuestos de azufre. En su estado natural el gas no posee un olor característico, es decir es inodoro.

**1.3.1 Gas natural seco<sup>9</sup>:** Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano que se transporta por gasoductos a los centros de consumo. También se obtiene de las plantas de proceso.

**1.3.2 Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite sus proceso comercial.

**1.3.3 Líquidos de gas natural:** (propano, butano, pentano y más pesados) que se transporta por poliductos hasta una planta de fraccionamiento.

**1.3.4 Gas amargo:** Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, Sulfuros y disulfuros). Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación. Se dice que es gas amargo cuando la presencia de H<sub>2</sub>S está por encima de 4 ppm (\*).

**1.3.5 Gas ácido:** Gas que contiene cantidades apreciables de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y agua. Se obtiene del tratamiento del gas amargo húmedo con bases fácilmente regenerables como son la mono y dietanolamina (MEA y DEA) que son utilizadas frecuentemente para este propósito.

**1.3.6 Gas dulce:** Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes. Cuando la composición del H<sub>2</sub>S está por debajo de 4 ppm se dice que es un gas dulce.

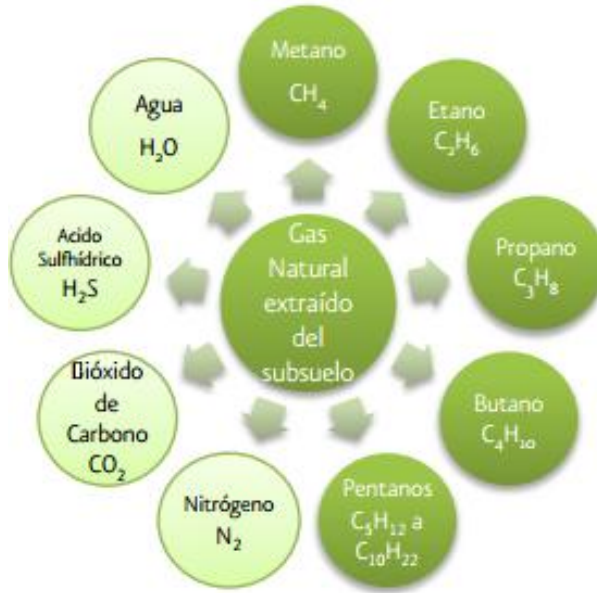
**1.3.7 Otros componentes que pueden estar presentes:** Agua, azufre y otras impurezas que no tiene valor comercial.

---

<sup>9</sup> Ibíd.

(\*) PPM. Partículas por millón.

Figura 6. Componentes del gas natural antes de ser procesado.



Fuente. [www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)>

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno. (Ver tabla1.)

Tabla 1. Composición del Gas Natural

Componente	Fórmula	Gas No Asociado	Gas Asociado
Metano	CH <sub>4</sub>	95-98 %	60-80 %
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1-3 %	10-20 %
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.5-1 %	5-12 %
Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.2-0.5 %	2-5 %
Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.2-0.5 %	1-3 %
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	0-8 %	0-8 %
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0-5 %	0-5 %
Ácido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	0-5 %	0-5 %
Otros	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

Fuente. GAS NATURAL. [ANÓNIMO] <<http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%20EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>>

El dióxido de carbono<sup>10</sup> puede ser inyectado en viejos o agotados pozos de gas para mejorar la producción. El sulfuro de hidrógeno es letalmente venenoso para los seres humanos, hasta en muy bajas concentraciones y extremadamente corrosivo hasta el punto de que puede afectar las tuberías, los accesorios y las válvulas de un pozo teniendo que ser retirado antes de entregar gas al gasoducto; al igual que el agua y el dióxido de carbono, mediante procesos de “endulzamiento” y deshidratación.

#### **1.4 ETAPAS DEL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL.**

A diferencia del petróleo, el gas natural no requiere de plantas de refinación para procesarlo y obtener productos comerciales. Las impurezas que puede tener el gas natural son fácilmente separadas por procesos físicos relativamente sencillos<sup>11</sup>.

Se entiende por procesamiento del gas, la obtención a partir de la mezcla de hidrocarburos gaseosos producida en un campo, de componentes individuales como etano, propano y butano.

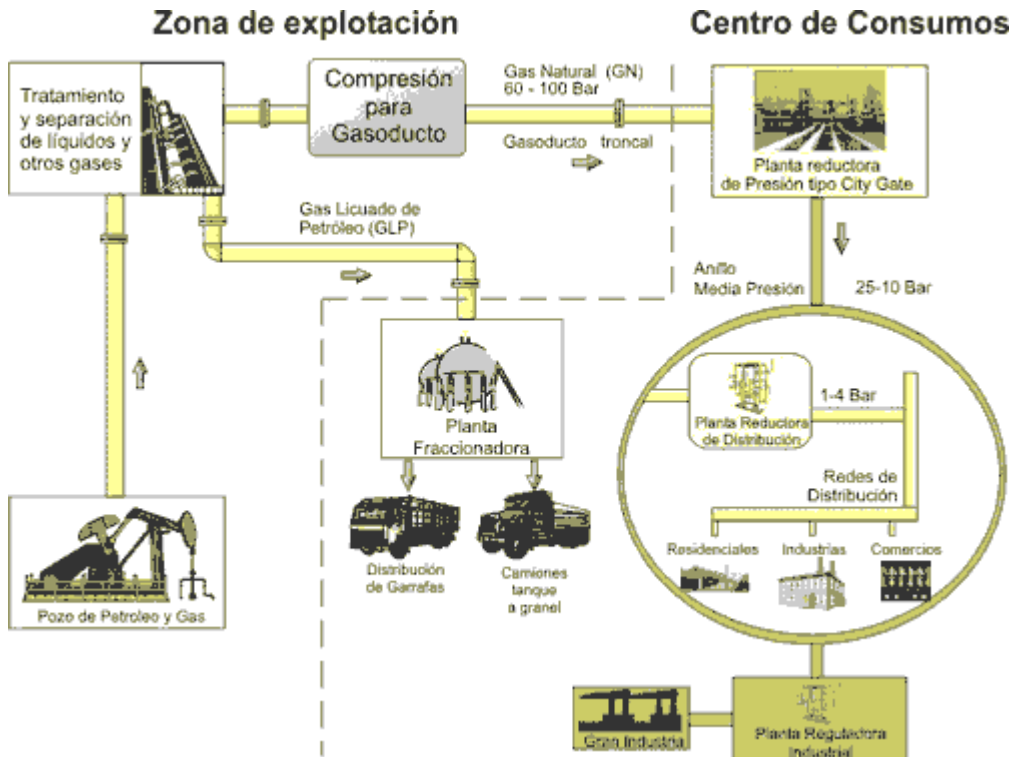
En la Figura 7 se esquematiza el recorrido del gas natural, desde su exploración hasta sus posibles aplicaciones.

---

<sup>10</sup> MARTINEZ, Gabriella. Gas Natural: ¿Qué es?, Composición. La Comunidad Petrolera. Mayo de 2009.< <http://balance-de-materiales.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/gas-que-es-composicion.html>>

<sup>11</sup> GAS NATURAL. [ANÓNIMO] [http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/carpeta%20energ%EDa%20y%20 ambiente/Gas%20Natural.pdf](http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf)

Figura 7. Procesos Industrial del Gas



Fuente: EL QUE AHORRA SIEMPRE TIENE.[ANÓNIMO] EducaSitios. Aulas Hermanas. Nov. 2008. <<http://educasitios2008.educ.ar/aula174/2008/11/18/%C2%BFprimarias/>>

**1.4.1 El Tratamiento**<sup>12</sup>. Durante este proceso se eliminan elementos que pueden ser agua, compuestos ácidos como dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, y otros sólidos e impurezas, que de no ser eliminados podría corroer los gasoductos y afectar el medio ambiente.

El gas, antes de ser transportado y utilizado comercialmente debe ser tratado para garantizar el cumplimiento de la normativa exigida en el RUT.

Los componentes separados en este proceso, como son el etano, propano, butano y pentano, se utilizarán posteriormente de manera individual como productos entregados al mercado energético.

<sup>12</sup>PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Programa Educación y Soberanía Petrolera. 2005.PDVSA.<[http://www.pdvs.com/PESP/Pages\\_pespe/aspectostecnicos/gasnatural/comoseprocesa.html](http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/gasnatural/comoseprocesa.html)>

**1.4.2 El acondicionamiento.** Es el procedimiento mediante el cual logramos llevar el gas en óptimas condiciones según lo establecido en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT<sup>13</sup>). En esta etapa se utilizan secantes líquidos como por ejemplo Glicol, para retirar el agua y otras impurezas mediante un proceso de deshidratación.

En el proceso de deshidratación con Glicol, se emiten contaminantes peligrosos como el benceno, tolueno, etilbenceno y xileno, por lo cual la industria gasífera ha desarrollado novedosas tecnologías de control de emisiones, a través de las cuales se llega a eliminar hasta el 95 por ciento de estos compuestos.

**1.4.3. El procesamiento.** Es la etapa donde se separan cada uno de los componentes de la mezcla de hidrocarburos para generar los productos que se demanda en el mercado.

Algunos de estos productos son el gas licuado de petróleo (GPL), gasolina de motor, combustibles para sectores residencial, comercial industrial, petroquímico y el gas natural, el cual se conoce comercialmente como gas metano.

Básicamente, para procesar el gas natural seco, luego de extraerle los hidrocarburos líquidos y contaminantes, y llegar hasta la calidad requerida por el gasoducto, es necesario realizar las siguientes operaciones:

**1.4.3.1 Remoción de crudos y condensados.** En el caso del gas asociado al petróleo, es necesario separar el mismo del fluido en el que se encuentra disuelto para facilitar su transporte y el posterior procesamiento.

**1.4.3.2 Separación de líquidos del Gas Natural.** Al extraer el gas natural de un pozo, vemos que contiene muchos líquidos que es necesario remover, con la ventaja de que éstos tienen gran valor al comercializarlos como productos derivados.

---

<sup>13</sup> COMPILACION DE NORMAS DE GAS NATURAL. Dinagas S.A. ESP. Tercera Edición. Tomo I. Bogotá:2010. <www.dinagas.com.co>

Es por ello que en unas plantas centralizadas, se tratan estos líquidos del gas natural en dos pasos básicos: la extracción de los líquidos y la separación, reduciéndolos a sus componentes base.

Para remover los líquidos del gas natural lo podemos hacer a través del método de absorción, el cual extrae casi todos los líquidos del gas natural más pesado, y podemos utilizar también el proceso de expansión criogénica, que consiste en enfriar la temperatura de la corriente del gas hasta los 120 grados Fahrenheit. En esta área un proceso muy efectivo es la turbo expansión.

Luego del proceso de separación de los líquidos se pasa a la fase de fraccionamiento en etano, propano, butano y pentano

Estos cuatro son los principales gases naturales líquidos, los cuales forman parte de la familia de los hidrocarburos saturados que también se conocen con el nombre de parafinas.

Estos gases son de gran utilidad en la industria; por ejemplo el etano se utiliza como materia prima en la producción de etileno, que a su vez es el producto petroquímico más importante en la actualidad; y el propano, además de utilizarse en la producción de etileno, sirve para producir propileno, como gas licuado de petróleo (GPL).

### **1.5 CALIDAD DEL GAS**

El Gas Natural<sup>14</sup> entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las siguientes especificaciones de calidad:

---

<sup>14</sup> RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. <[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)>

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

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

(\*\*\*) Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO<sub>2</sub>, nitrógeno y oxígeno.

Cuadro 1. Especificaciones de calidad del Gas Natural

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

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

Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta 1200 Psi, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en el RUT, el Transportador podrá rehusar o aceptar el gas en el Punto de Entrada.

---

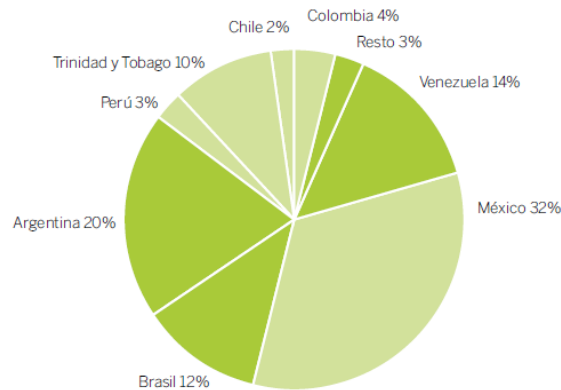
(\*\*\*\*) El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

## 1.6 DEMANDA DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA.

Latinoamérica, y algunos países del Caribe, han emergido en años recientes como uno de los mercados del gas natural más dinámicos y de rápido crecimiento del mundo. El desarrollo de la industria del gas natural se encuentra en avance, las ampliaciones de la exploración y la infraestructura en varios países han tenido resultados prometedores. Actualmente la producción del gas natural es suficiente para cubrir la demanda; el excedente que producen países como Venezuela y Trinidad y Tobago se exporta principalmente a Estados Unidos<sup>15</sup>.

La distribución del consumo en América Latina y Caribe<sup>16</sup> (ALC) es desigual, siendo México el mayor consumidor, con casi un tercio del consumo de gas de toda la región, seguido por Argentina, Venezuela y Brasil. Existen otros países con cuya demanda ha crecido continuamente en los últimos años, como Trinidad y Tobago y Perú.

Figura 8. Distribución del consumo de gas natural en América Latina y el Caribe.



Fuente.GARCÍA, Raúl E. La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria. Transporte gas natural. Bogotá: IDeAL 2011.Octubre de 2011

Por su parte, las reservas probadas de gas de la región se encuentran fundamentalmente en Venezuela (69%), mientras el restante 31% está atomizado.

<sup>15</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. La cadena del Gas Natural en Colombia. Unidad de planeación minero energético p. 21. <[http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf).>

<sup>16</sup> GARCÍA, Raúl E. La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria. Transporte gas natural. Bogotá: IDeAL 2011.Octubre de 2011.p.6.

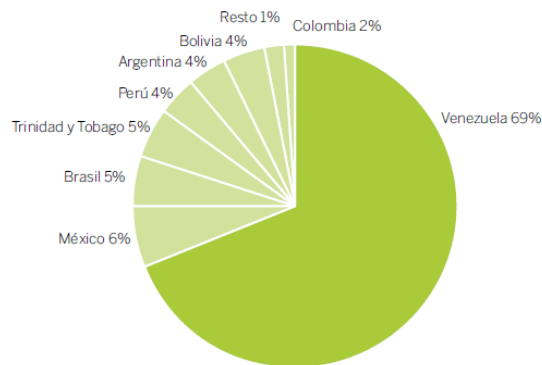
Las reservas probables y posibles continúan generando un fuerte atractivo a la luz de la aplicación de nuevas tecnologías para el desarrollo de yacimientos de gas (shale gas), así como los recientes descubrimientos del presal en Brasil.

En América Latina existe un gran potencial y de alta calidad, según SIRA<sup>17</sup>, “*en un futuro cercano se van a materializar inversiones de 'shale gas', básicamente en Argentina y Colombia, pero no significa que en otros países no hayan potencialidades en escala menor, como Brasil y Uruguay*”.

América del Sur podría aumentar de manera considerable sus reservas gasíferas, al explotar 'shale gas' (gas de difícil extracción), con el desarrollo de nuevas tecnologías como la inyección de agua y arena en reservorios rocosos.

El 'shale gas' significa en castellano 'gas de esquisto' y técnicamente se define como aquel que se halla principalmente alojado en zonas rocosas bajo tierra y cuya explotación con la tecnología tradicional de perforación y extracción es complicada. La definición de esquisto es precisamente grupo de rocas metamórficas.

Figura 9. Distribución de las reservas de gas natural en América Latina y el Caribe.



Fuente. GARCÍA, Raúl E. La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria. Transporte gas natural. Bogotá: IDEAL 2011. Octubre de 2011

<sup>17</sup> SIRA, Enrique. Especialista y Consultor privado británico Cambridge Energy Research Associates (CERA), En: Seminario de gas y petróleo en Bolivia. La Paz, Bolivia

A la par del crecimiento en el consumo, se verificó un importante incremento del comercio regional de gas natural. Los flujos de comercio de gas intrarregional se multiplicaron por ocho en los últimos 20 años. Durante la década de 1990 existió exclusivamente el comercio mediante gasoductos, con el Cono Sur como principal actor (Argentina y Bolivia al inicio, y Chile y Brasil con posterioridad). En esos años, el gas se constituyó en la fuente de producción que lideraba las expansiones nacionales y la integración energética.

En la actualidad<sup>18</sup>, se observan algunas tendencias importantes:

- a) Las importaciones representan el 20% del consumo de ALC.
- b) El 50% de las importaciones provienen del comercio intrarregional.

Se espera que los países exportadores de gas natural como Trinidad y Bolivia continúen con sus esfuerzos por encontrar mayores reservas y aumenten sus exportaciones, ya que el desempeño de este grupo de países está sujeto a una importante incertidumbre debido al nivel de recursos gasíferos requeridos y la expectativa de generar mayores compromisos de exportaciones. En aquellos países autosustentables, como Ecuador, el gas natural aún representa una baja proporción en la matriz, no obstante se busca impulsarlo en usos residenciales e industriales. El grupo de países importadores mostrará una importante dinámica a partir del mayor consumo previsto en Chile, Argentina, y los proyectos de gasificación a operar en Argentina, Brasil, Uruguay, Jamaica y Panamá.

En el Cuadro 2 se presentan los países de ALC clasificados en cinco grupos, según la madurez de su mercado de gas natural. La categorización realizada responde a parámetros relativos como si el grupo de países tienen un consumo significativo del recurso, si existen reservas de gas y si se encuentra desarrollada la infraestructura de transporte. Esta clasificación permite analizar las tendencias del bloque y estimar las necesidades según las diversas realidades existentes.

El crecimiento esperado en las demandas y ofertas de gas natural en ALC conllevará un importante requerimiento adicional de infraestructura de transporte. No obstante, resulta elemental recalcar lo siguiente:

---

<sup>18</sup> GARCÍA, Raúl E. La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria. Transporte gas natural. Bogotá: IDEAL 2011. Octubre de 2011.p.7

En materia de planificación a largo plazo debe encararse la coordinación entre diversas instituciones que participan en el ámbito de la política energética, sin perder de vista objetivos sociales, ambientales y de seguridad energética. Esto ya es práctica en casi todos los países.

Ninguno de los países de la ALC plantea taxativamente la construcción de gasoductos de integración ni en el corto ni en el mediano plazo, salvo la finalización del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA) en Argentina para recibir mayores volúmenes de gas de Bolivia<sup>19</sup>

Cuadro 2. Clasificación de los países de América Latina y el Caribe, según la madurez del mercado de Gas Natural.

DESCRIPCION/GRUPO	PAIS	CARACTERISTICAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE	RECURSOS DE GAS	PENETRACIÓN DEL GAS EN LA MATRIZ CONSUMO DE GAS/ CONSUMO PRIMARIO DE ENERGIA
# 1				
Infraestructura de Transporte y Mercado Doméstico Maduros	Argentina Brasil Colombia México	Mediano/Alto desarrollo	Significativa producción doméstica en relación con el consumo. Pozos maduros, exploración en pozos no convencionales.	Alta participación. Entre 25-50% del consumo de energía primaria.
#2				
Parcial desarrollo de Infraestructura de Transporte con potencial gasífero	Perú Venezuela	Greenfield. Desarrollo reciente según descubrimiento. Proyectos truchos de integración (Venezuela) Lento desarrollo del mercado interno del gas	Significativa producción doméstica en relación con el consumo. Pozos maduros, exploración en pozos convencionales.	Medio alto en el caso de Venezuela
# 3				
Infraestructura de Transporte destinada principalmente a la exportación de gas	Bolivia Trinidad y Tobago	Escaso desarrollo para el mercado interno. T y T tienen baja extensión de gasoductos por sus dimensiones aunque importantes inversiones en licuefacción	Potencia de recursos en gas, aunque baja proporción de reservas probadas/producción. En el caso de T y T la proximidad con Venezuela amplía su base de recursos.	Alta para T y T (90% del consumo de energía primaria), menor al promedio de la región en Bolivia (20%).
# 4				
Bajo desarrollo del mercado con autoabastecimiento	Cuba Ecuador	Escasa; poca tradición en producir gas en cantidades significativas	Bajo nivel de producción en relación con las reservas (1% de las reservas de ALC)	Muy bajo. En ambos casos, la matriz está concentrada en derivados del crudo (70% en promedio).
#5				
Parcial desarrollo de Infraestructura de Transporte doméstico, con dependencia del gas importado	Operativos: Chile Uruguay Puerto Rico República Dominicana Proyectados: Panamá Jamaica	Realizada en función de las necesidades de importación.	Nulos a escasos. Solo reservas probadas en Chile (1% de las reservas de la ALC) que es el único que tiene producción (20 % del consumo en promedio última década).	Baja, aunque con potencial.

Fuente. GARCÍA, Raúl E. La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria. Transporte gas natural. Bogotá: IDeAL 2011. Octubre de 2011

<sup>19</sup> Ibíd.p9.

El consumo de gas natural, entonces debe disponer de infraestructura de conexión desde y hasta los centros de producción. La infraestructura de transporte de gas natural es el nexo que permite que se desarrolle el mercado. Si el costo de desarrollar dicha capacidad es significativo, el mercado no se desarrolla. La elección del tipo de transporte a efectuar, sea “virtual” (\*) o gasoducto, es un problema de carácter técnico-económico que hoy en día necesariamente se complementa con un riguroso análisis de impacto ambiental.

Para que el transporte por ducto sea económico es necesario que el mercado por atender permita alcanzar economías de escala significativas con proyectos de consumos elevados y de rápido impacto en el uso de la infraestructura. Tal es el caso del consumo de gas en generación eléctrica y otros consumos industriales intensivos en el uso del energético. A partir de esto, es fácil intuir que es posible una mayor integración regional y social con la incorporación al mercado de empresas industriales de menor tamaño, comerciales y residenciales que se beneficiarían de una infraestructura más económica a través de los consumos.

Es por ello que en el marco de la planificación de nueva infraestructura de transporte, es importante tener en cuenta la relación estrecha entre generación de electricidad y gas natural, a partir de la localización en el territorio de la potencia eléctrica<sup>20</sup>.

### **1.7 DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.**

El servicio gas natural inicio su desarrollo desde los años 70<sup>21</sup>, pero fue desde los años 90 cuando el plan de masificación de gas permitió que en más municipios se pudiera disponer de este energético. En diciembre de 2009 el número de usuarios conectados habría alcanzado 5.385.871, de los cuales se estima que el 98.28% corresponde a usuarios residenciales, comerciales 1.66% y el restante 0.06% corresponde a pequeños usuarios industriales.

El servicio de gas natural en Colombia se ha expandido hacia poblaciones alrededor de la tubería troncal de transporte de este combustible, tal como puede apreciarse en la Figura 10, Cobertura geográfica del servicio de gas natural. De

---

<sup>20</sup> Ibíd.p41

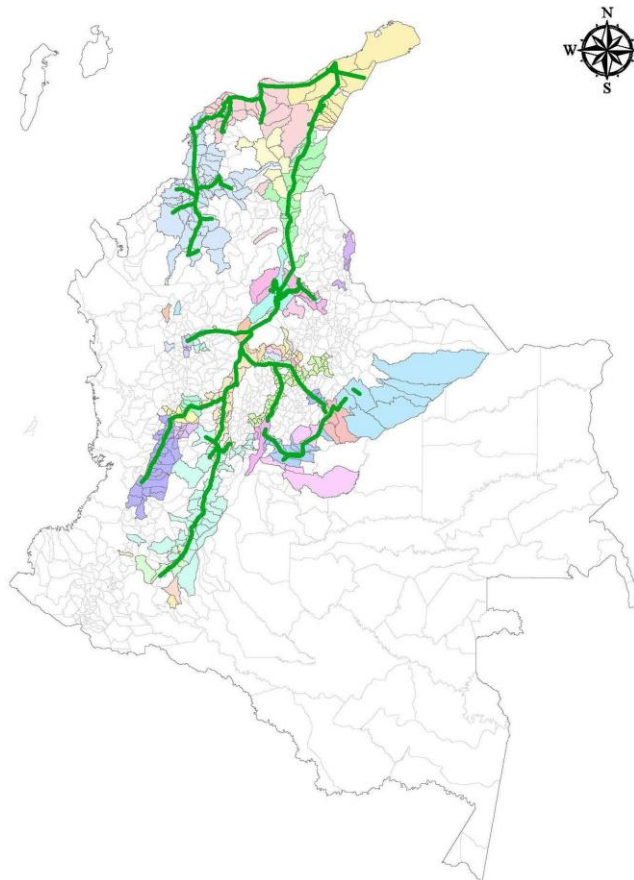
<sup>21</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética. Bogotá. Julio de 2010 p.7 < [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) >

(\*) El gas virtual corresponde al proceso de comprimir el gas para ser transportado a lugares donde no ha llegado por medio de ductos.

otra parte, esta expansión se ha caracterizado por el progresivo aumento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y vehiculares.

El consumo de este energético en las refinerías y el sector petroquímico no ha presentado cambios significativos en los últimos diez años. El consumo de gas natural para generación eléctrica ha tenido una tendencia a contraerse con fluctuaciones relacionadas con las variaciones climáticas originando un incremento significativo del consumo para este sector.

Figura 10. Cobertura geográfica del servicio de gas natural.



Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética. Bogotá. Julio de 2010 p.7 < [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) >

En Colombia el consumo del gas natural, tanto para el uso directo como para la producción de energía eléctrica, tiene una participación muy importante en la canasta energética consolidándose como el principal factor para su diversificación.

La utilización de este combustible en buena parte de los hogares, así como la relevancia que el mismo tiene en la generación de electricidad en condiciones de baja hidrología, obliga a que el servicio se preste cada vez con mayores estándares de confiabilidad y seguridad.

De acuerdo con los análisis de las autoridades sectoriales se espera que la demanda de gas natural continúe creciendo a tasas superiores al 96%. Este crecimiento se dará principalmente en el mercado que atiende TGI S.A. E.S.P., en el cual destacarán el sector vehicular y de refinación.

**1.7.1 Principales campos de producción.** El potencial de hidrocarburos en Colombia<sup>22</sup>, está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren la mayor parte del territorio nacional, alrededor de 1.036,450 kms<sup>2</sup>. Con base en los niveles de las actividades de exploración y producción, las cuencas sedimentarias colombianas pueden ser clasificadas dentro de dos (2) grandes grupos: Cuencas con producción y Cuencas sin producción. En el primer grupo se encuentran las cuencas: Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y La Guajira, con un muy buen conocimiento geológico, geofísico y técnico.

Dentro de las cuencas sin producción se encuentran: Caguán – Vaupés, Amazonas, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Cauca-Patía, Urabá, Chocó, Pacífico, Tumaco, Sinú–San Jacinto y Cayos y que corresponden a áreas con un menor grado de información geológica y geofísica disponible, en las cuales no se han descubierto hidrocarburos a nivel comercial.

El país cuenta con catorce campos principales de producción de gas natural, los cuales se encuentran localizados en cuatro regiones: **Costa Atlántica, Santander, Llanos Orientales y en el Huila-Tolima.**<sup>23</sup>

---

<sup>22</sup> MINISTERIO. DE MINAS Y ENERGÍA. La cadena del Gas Natural en Colombia Unidad de Planeación Minero Energético. Colombia p. 38.  
<[http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf)>

<sup>23</sup> EL GAS NATURAL EN COLOMBIA. [ANÓNIMO] < <http://www.taringa.net/posts/ecologia/13240035/el-gas-natural-en-colombia.html> >

Tabla 2. Producción de Gas Natural en Colombia

PRODUCCION DE GAS NATURAL	
REGION	CAMPOS
COSTA ATLANTICA	Chuchupa Ballena Guepaje Cicuco
SANTANDER	Provincia Payoa El Centro Opón Cerrito
LLANOS ORIENTALES	Piedemonte Cusiana/Cupiagua Apiay
HUILA-TOLIMA	Neiva 540 Rio Ceibas Montañuelo



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

Colombia tiene reservas de gas natural de más de 8.4 TPC con una vida remanente aproximada de 23 años. Actualmente hay una exploración agresiva y se hacen esfuerzos encaminados a incrementar las reservas de gas en el país. Existen dos regiones en las cuales se encuentra aproximadamente el 85% de las reservas de Gas Natural, la primera es el norte de la Costa Caribe en los campos de Ballena y Chuchupa, la segunda región es la que se encuentra en la región de los Llanos Orientales y Piedemonte llanero en los campos de Apiay, Cusiana y Cupiagua.

El panorama económico progresivo favorable es consecuencia de la recuperación de la confianza industrial y comercial y una mejora en las condiciones para la inversión.

**1.7.2 Sistema de Transporte de Gas Natural.** La infraestructura de transporte en Colombia<sup>24</sup> presentó en la última década un crecimiento importante, lo que permitió un desarrollo considerable para el sector gas natural. La Resolución CREG 071 de 1999, que expidió el denominado “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural” (RUT), fue uno de los pilares para que este desarrollo se hiciese posible.

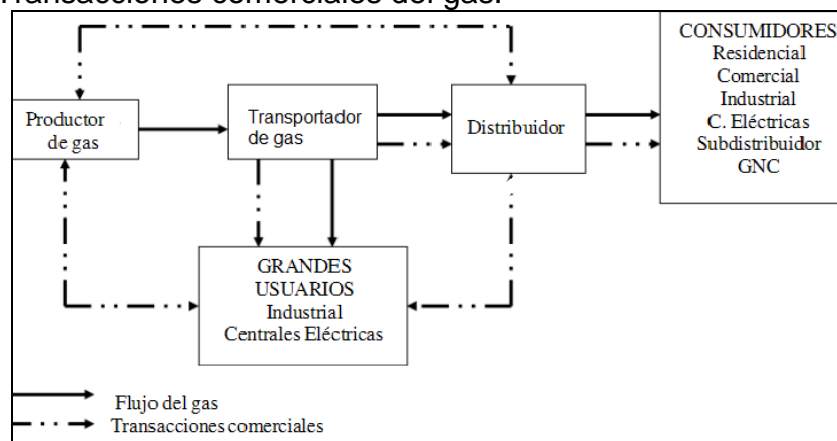
<sup>24</sup> PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década.pag.164.  
<<http://www.promigas.com>>

El Sistema Nacional de Transporte de gas natural colombiano<sup>25</sup>, vincula los centros de producción de gas con los centros de consumo, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, sistemas de distribución, usuarios no regulados, interconexiones internacionales y sistemas de almacenamiento

El sistema de transporte colombiano cuenta con aproximadamente 3,850 kilómetros de gasoductos, fuera de las líneas de distribución. En la actualidad el transporte de gas natural juega un rol preponderante ante las condiciones existentes. El transporte es una actividad de arbitraje de los recursos de gas que se utilizan en los diferentes mercados.

Dentro de la cadena energética y en particular en el caso del gas natural, el término “Downstream”, hace referencia al conjunto de las actividades que involucran el gas procesado que se utiliza para consumo en los diferentes sectores de la demanda ya sea como combustible o materia prima. Este proceso consta de transporte, distribución, comercialización y demanda.(ver figura 11)

Figura 11. Transacciones comerciales del gas.



Fuente. REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. SYGNUS. p.96.< <http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseno-de-Proceso-del-Gas-Natural>>

La Red Nacional de Gasoductos está conformada por dos subsistemas claramente definidos por su propiedad y operación, así como su funcionamiento. De un lado

<sup>25</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA La cadena del Gas Natural en Colombia.. Unidad de Planeación Minero Energético. Colombia p. 55-56. <[http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf)>

se encuentra el subsistema de la Costa Atlántica con la línea Ballena-Barranquilla-Cartagena-Cerromatoso el cual pertenece a PROMIGÁS, empresa privada.

Por otra parte el subsistema que comprende principalmente las líneas Ballena-Barrancabermeja-Neiva, Cusiana-APIAY-Bogotá y Cusiana-La Belleza-Vasconia, Boyacá-Santander, Gasoducto La Sabana (Cogua-Bogotá), Gasoducto Santander-Sur de Bolívar propiedad de TGI S.A. E.S.P., (Transportadora de gas Internacional), más las líneas Mariquita-Cali BOMT (Built Operation maintenance Transfer) a través de TRANSGAS DE OCCIDENTE, Sebastopol-Medellín de la empresa TRANSMETANO, Payoa-Provincia-Bucaramanga de TRANSORIENTE, Estación de entrega Yumbo-Cali de propiedad de TRANSOCCIDENTE, Campo de producción de Hobo-Neiva y Cali-Popayán de PROGASUR, Gasoducto del ARIARI (Acacías-Granada), de propiedad del Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación del Meta, y el Gasoducto del Tolima compuesto de dos líneas pequeñas, es conocido como el subsistema de transporte del interior.

Los activos de las empresas del sector transporte de gas natural muestran una inversión, a cierre de 2010, cercana a 3,2 billones de pesos, siendo la inversión que se deduce del periodo 2000 - 2010, del orden de 2,1 billones de pesos, aproximadamente.

La red de gasoductos en el país está representada por ocho empresas dedicadas al transporte del gas natural y son: (ver figura 12) Promigas, TGI S.A. E.S.P., Transmetano, Transoccidente, Transgastol, Transcogas, Coinobras y Transoriente.

Figura 12. Sistemas de Transporte del Gas Natural



Fuente. PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década.pag.164. <<http://www.promigas.com> >

Cabe resaltar que el total de las inversiones efectuadas durante el periodo en estudio, representa un 67% de las llevadas a cabo hasta 2010 en el sector transporte, 3,2 billones de pesos. (Ver Cuadro 3) A continuación se detallan algunas de las inversiones representativas durante el periodo 2000/2010.

Cuadro 3. Inversión de Activos del Sector Transporte

<b>Empresa</b>	<b>2000-2005</b>	<b>2006-2010</b>	
<i>TRM - \$Col/US\$</i>	<i>2.453</i>	<i>2.091</i>	
Progasur	1,1	8,0	
Promigas	142,3	54,7	
TGI	79,4	489,9	
Transgastol	1,5	1,3	
Transmetano	19,5	20,9	
Transoccidente	1,0	1,7	Acumulado a 2010
Transoriente	15,8	156,2	
<b>Subtotal</b>	<b>260,5</b>	<b>732,7</b>	<b>1.474,0</b>
<b>Total Inversión periodo</b>	<b>993,2</b>	Inversión periodo/total invertido	<b>67%</b>

Fuente. PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década.p.76. <<http://www.promigas.com> >

- Del total de las inversiones, TGI S.A. E.S.P. llevó a cabo un 57%, seguido de Promigas con 20% y Transoriente con 17%.

- TGI S.A. E.S.P. reporta que en el año 2002 se completó el tramo Cusiana – La Belleza.

- En el año 2008, TGI S.A. E.S.P. inició dos grandes proyectos de expansión de su infraestructura y de sus estaciones compresoras. El primero denominado expansión del gasoducto Ballena – Barrancabermeja, se logró culminar con éxito en septiembre del año 2010, ampliando la capacidad de transporte en 70 Mpcd. El segundo, la ampliación desde Cusiana, consiste en el aumento de capacidad a 390 Mpcd. Este proyecto abarcó la construcción de dos nuevas estaciones compresoras, la ampliación de las dos ya existentes y un loop de 95 km.

- Promigas reportó la construcción de nuevos gasoductos en el transcurso de 2008, un total de 87 km representados en tres gasoductos: La Creciente, Piñalito - Bremen y Barú.

- En 2009, Transoriente inició la construcción del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga de 174,8 km, que permitirá transportar 40 Mpcd.
- Transmetano: Ramal a Oriente 42 km de longitud y 7,5 Mpcd de capacidad.

**1.7.3 Indicadores Relevantes de Gas Natural en Colombia.** TGI S.A. E.S.P. y Promigas poseen el 92% de las redes del sistema nacional de transporte de gas natural en Colombia.

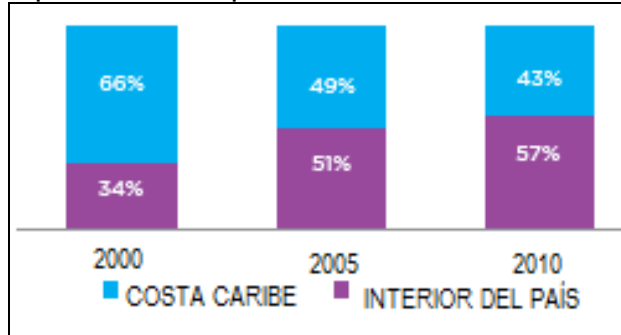
Cuadro 4. Evolución; eventos relevantes de los agentes de la cadena de valor.

EVENTOS RELEVANTES DEL SECTOR TRANSPORTE EN LA CADENA DE VALOR						
dic-00	EVENTOS RELEVANTES		dic-05	EVENTOS RELEVANTES		dic-10
8 empresas transportadoras.  Activos por 1.7 billones de pesos.	(2001) CNO-Gas inicia optimización de operación integrada del SNT	(2004) Transoriente gasoducto Barranca-Payoa	8 empresas Transportadoras.  Activos por 2,9 billones de pesos.	(2006) Privatización Ecogas, creación de TGI. Se crea una nueva transportadora Coinobras.	(2009) Transoriente inicia construcción gasoducto Gibraltar-Bucaramanga	8 empresas Transportadoras.  Activos por 6.9 billones de pesos.
5.268 km de gasoducto.  Gas transportado Costa Caribe 359 Mpcd.	(2001-2005) Promigas desarrolla plan de expansión "Gasoducto Regionales III".	(2004) Promigas adquiere participación mayoritaria de Transmetano	6.192 km de gasoductos.  Gas transportado Costa Caribe 322 Mpcd.	(2006-2007) PDVSA construye gasoducto La Guajira-Maracaibo	(2010) TGI amplía capacidad de gasoducto Ballena-Barranca de 200 a 270 Mpcd.	7.474 km de gasoductos.  Gas transportado Costa Caribe 390 Mpcd.
Gas transportado al interior del país 211 Mpcd.	(2002) Ecogas construye gasoducto Cusiana-La Belleza	(2004) Ecopetrol y PDVSA proyectan gasoducto La Guajira-Maracaibo. UPME estudia gasoducto Cartagena-Panamá	Gas transportado al interior del país 398 Mpcd.	(2008-2009) Alcanos, Gases de Occidente y EPM desarrollan nuevo modelo de "gasoductos virtuales".	(2010) Progasur adquiere mayoría accionaria de Transgastol. TGI adquiere activos de Transcogas.	Gas transportado al interior del país 584 Mpcd.

Fuente. PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década.p.161-169. <<http://www.promigas.com> >

El gas transportado reportado por las ocho transportadoras a nivel nacional creció en el periodo de análisis a una tasa anual del 5%, crecimiento que en el interior del país fue de 11% y en la Costa Caribe de solo un 1%. Lo anterior conllevó a que el interior del país presentara, en 2010, una participación del 57% del total del volumen de gas transportado, siendo el de la Costa Caribe un 43%.

Figura 13. Gas Transportado en el país.



Fuente. PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década.p.76. <<http://www.promigas.com> >

En los próximos años<sup>26</sup>, según la tasa de crecimiento media de la economía nacional, en escenario base, se considera que el gas natural se incrementará para la demanda interna, superando los 1000 millones de pies cúbicos día – MPCD, en el 2015.

Tabla 3. Participación de los diferentes sectores en la demanda de gas natural, en el escenario base.

Participación	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	14.6%	13.8%	13.0%	13.6%	12.7%
Comercial	2.9%	2.9%	2.8%	3.0%	2.9%
Industrial <sup>26</sup>	53.4%	55.7%	52.8%	53.4%	48.5%
Termoeléctrico	23.7%	21.6%	25.3%	23.6%	29.6%
Transporte	5.3%	6.0%	6.0%	6.4%	6.3%

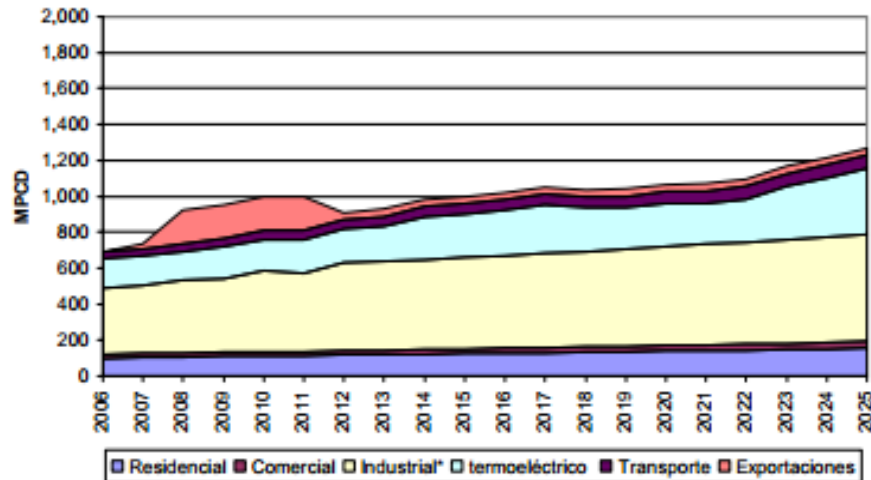
MPCD	2006	2010	2015	2020	2025
Residencial	100.4	111.7	124.9	139.4	156.4
Comercial	20.2	23.4	27.1	31.1	35.4
Industrial	366.2	449.8	506.1	547.1	594.7
Termoeléctrico	162.6	174.7	242.9	241.3	363.6
Transporte	36.4	48.6	57.2	65.4	76.8
Total interna	685.7	808.3	958.2	1024.3	1226.9

Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Proyección de Demanda de gas natural 2006-2025. Unidad de Planeación Minero Energética. UPME.. Bogotá Abril de 2007. p13-14.

<sup>26</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Proyección de Demanda de gas natural 2006-2025. Unidad de Planeación Minero Energética. UPME.. Bogotá Abril de 2007. p13-14.

En la Tabla 3, se puede observar que en el sector termoeléctrico, para este escenario los resultados de la simulación proyectan la composición de la generación eléctrica y en la Figura 14, se presenta la demanda de gas natural para años de estudio 2006-2025 y la correspondiente variación de la participación de los diferentes sectores. Se puede reconocer que el sector Industrial aparece como el mayor demandante seguido del sector termoeléctrico y el sector residencial.

Figura 14. Proyección de la demanda de gas natural para el escenario base por sectores.



Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Proyección de Demanda de gas natural 2006-2025. Unidad de Planeación Minero Energética. UPME. Bogotá Abril de 2007. p13.

**1.7.4. Normatividad.** La industria del gas en Colombia<sup>27</sup> se inició hace aproximadamente cuarenta años, debido a la carencia de regulación y de normas nacionales que guiaran su desarrollo eficiente, seguro y confiable, se optó por utilizar las recomendaciones y buenas prácticas de las empresas que participaban en su momento en este sector para la operación y el mantenimiento de su infraestructura.

La gran mayoría de esas compañías que se usaron como referencia en Colombia eran de origen estadounidense, de allí que las recomendaciones y buenas prácticas se soportaran en entidades de esa nacionalidad, como, por ejemplo, la Asociación Americana del Gas (American Gas Association, AGA).

<sup>27</sup> PROMIGAS. Tranquilidad en el Abastecimiento de Gas Natural en Colombia. En: MAGASÍN No. 14/ Año 2008. Barranquilla. Colombia.p12.<www.promigas.com>

En Colombia, mediante el Decreto<sup>28</sup> 2100 del Ministerio de Minas y Energía expidió el nuevo marco regulatorio de comercialización y abastecimiento de gas, el cual fue recibido satisfactoriamente por la Asociación Colombiana del Petróleo, luego de un año de gestión en la que se logró que esta nueva normatividad propiciará el crecimiento del mercado en beneficio de todos los agentes económicos, los consumidores y el país en general.

Este Decreto establece que los precios se fijen de acuerdo a la oferta y la demanda, que se atienda prioritariamente el gas para consumo interno y expone la política frente a intercambios comerciales internacionales.

Colombia inició el proceso de normalización<sup>29</sup> de la infraestructura de gas a través del ICONTEC, emitiendo, entre otros documentos, la norma NTC 3949, relacionada con las Estaciones de Regulación de Presión para Redes de Transporte y Distribución de Gas Combustible, y además las establecidas y aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía. En caso de no disponerse de normas fijadas por estas entidades, se adoptarán las normas aplicables emitidas por una de las siguientes agremiaciones:

**AGA:** American Gas Association

**ANSI:** American National Standards Institute

**API:** American Petroleum Institute

**ASME:** American Society of Mechanical Engineers

**ASTM:** American Society for Testing and Materials

**AWS:** American Welding Society

**DOT:** Department of Transportation

**IEC:** International Electrothechnical Comission

**NACE:** National Association of Corrosion Engineers

**NEMA:** National Electrical Manufacturing Association

**NFPA:** National Fire Protection Association

**UL:** Underwrite Laboratories Inc.

---

<sup>28</sup> ASOCIACION COLOMBIANA DE PETROLEOS. Marco regulatorio del gas natural. <[www.acp.com.co](http://www.acp.com.co)>

<sup>29</sup> PROMIDAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década..pag.161-169. <<http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/ddd8ad0048546ca09033bba4ef8b1441/Informe+del+sector-2011.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ddd8ad0048546ca09033bba4ef8b1441>>

En materia de seguridad;<sup>30</sup> el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía.

Según el Artículo 3º de la Ley 401 de 1997, aclara que es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Las normas ambientales, son las expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4º Numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen.

Existe la Resolución 071 de diciembre de 1999, emitida por la CREG, que regula el negocio del transporte de gas y establece directrices similares en relación con la infraestructura asociada.

### **1.8 RESEÑA HISTORICA DE TGI S.A. E.S.P.**

La Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI)<sup>31</sup> es una empresa Colombiana cuyo mayor accionista es el Grupo Energía de Bogotá, y que presta servicio público de transporte de gas, con responsabilidad social, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad. En la actualidad es la mayor transportadora de gas natural en Colombia, cuenta con una red de gasoducto de 3.953 kilómetros de longitud distribuidos en todo el país y 163.840 HP instalados en 12 estaciones de compresión, con capacidad de transporte promedio de 420 Mpcd.

Su infraestructura se extiende desde el Departamento de la Guajira en el norte sobre la Costa Caribe hasta los Departamentos de Tolima y Huila en el Centro y Sur del país. También lo hace desde los Departamentos de Casanare y Meta en el oriente hasta el Departamento del Valle en el Occidente, pasando por la sabana donde se encuentra Bogotá en el centro del país. (Ver figura 15. Sistema de Transporte de Gas de TGI S.A. E.S.P.)

---

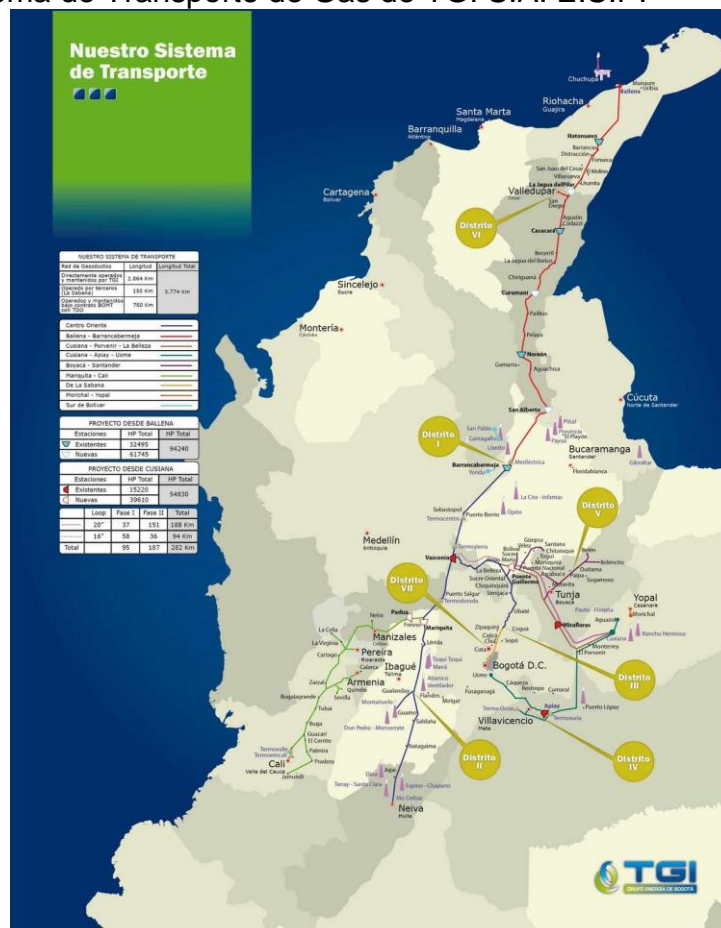
<sup>30</sup> RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. <[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)>

<sup>31</sup>TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. <<http://www.tgi.com.co>>  
webmaster@tgi.com.co

Atiende el mercado más importante y de mayor crecimiento en Colombia. Por lo demás, dada las características del negocio cuenta con ingresos estables mediante contratos a largo plazo y tarifas que combinan dólares estadounidenses y pesos colombianos.

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

Figura 15. Sistema de Transporte de Gas de TGI S.A. E.S.P.



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

TGI S.A. ESP tiene por objeto la planeación, organización, ampliación, construcción, operación, mantenimiento y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios.

TGI S.A. E.S.P. realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos más extensa de Colombia (3.777 kilómetros). Esta red está conformada por un sistema de tres gasoductos principales, a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios. Así, el gas es llevado a los diferentes remitentes de los sectores residenciales, industriales, comerciales y de generación térmica.

Figura 16. Instalaciones de TGI S.A. E.S.P.



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

Como respuesta a la importancia que tiene la calidad, el ambiente, la seguridad y salud ocupacional y en general el mejoramiento continuo y la innovación en todos los procesos de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P., surge la necesidad y se declara formalmente el compromiso de implementar un Sistema de Gestión Integrado (SGI), basado en la participación y motivación de todos los colaboradores y con la convicción de que la empresa puede lograr el éxito sostenido satisfaciendo de manera coherente las necesidades y expectativas de sus partes interesadas, de manera equilibrada, a largo plazo.

La Transportadora de Gas Internacional obtuvo la certificación de su Sistema de Gestión de la Calidad en el año 2007 y actualmente cuenta con la recertificación ISO 9001 versión 2008 hasta el año 2013 para el alcance “Comercialización del

servicio de transporte de gas por gasoductos, Diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de transporte de gas de propiedad de la empresa”.

Tras un proceso de integración de las variables ambiental, seguridad y salud ocupacional en la planificación de los procesos de la empresa, en el año 2009 obtuvo las certificaciones ISO 14001 versión 2004 y OHSAS 18001 versión 2007<sup>32</sup>

**1.8.1 Visión, Misión y Valores. Visión:** Ser en el año 2024 la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, reconocida por su responsabilidad global y por sus prácticas de clase mundial.

**Misión:** Empresa del Grupo Energía de Bogotá que genera valor a sus accionistas mediante la prestación del servicio de transporte de hidrocarburos nacional e internacional, con responsabilidad global, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador y eficiente.

**Valores:**

- **Los resultados individuales y colectivos:** Trabajo orientado a la consecución de logros que contribuyan a la gestión empresarial eficaz.
- **El cambio y la innovación:** Se enfrenta activamente los retos, la adaptación y se aprovecha las oportunidades del entorno. Se aporta soluciones innovadoras para mejorar los procesos y servicios de la organización.
- **El desarrollo humano:** Se promueve la formación, el crecimiento personal y profesional de los colaboradores y colaboradoras.
- **La transparencia:** La gestión es verificable, clara y genera confianza a los grupos de interés.
- **El respeto:** Se acepta la diversidad cultural, religiosa y de género y la tolerancia.
- **La justicia:** Se toma decisiones justas que permiten tener un mejor ambiente de trabajo e imagen empresarial.
- **La excelencia:** Se busca siempre la excelencia en lo que se hace, se trabaja con altos estándares de gestión.
- **La integridad:** Se actúa con ética y coherencia, se respeta las políticas y normas empresariales sin beneficio personal.

---

<sup>32</sup> TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. <<http://www.tgi.com.co>>  
webmaster@tgi.com.co

### 1.8.2 Objetivos Corporativos.<sup>33</sup> Aprendizaje:

- Contar con un talento humano para sostener el crecimiento
- Fortalecer la cultura organizacional
- Contar con tecnología e información que soporten la estrategia

#### Procesos Internos:

- Asegurar prácticas de clase mundial
- Gestionar integralmente el riesgo
- Garantizar un abastecimiento costo-efectivo
- Gestionar el crecimiento nacional e internacional de la empresa
- Posicionar la empresa
- Gestionar el portafolio de servicios no regulados
- Consolidar el modelo de responsabilidad corporativa
- Gestionar las condiciones del negocio desde el punto de vista legal y regulatorio

#### Cliente:

- Incrementar las operaciones en Latinoamérica
- Tener reconocimiento como transportador de gas natural con responsabilidad corporativa y prácticas de clase mundial

#### Financiera:

- Aumentar el valor para los accionistas
- Optimizar los costos y gastos
- Incrementar los ingresos nacionales e internacionales

**1.8.3 Políticas Empresariales.** Existe 3 tipos de políticas empresariales en TGI S.A. E.S.P., están son:

- **Política de responsabilidad empresarial.** La Responsabilidad Social Empresarial de TGI S.A. E.S.P. es el conjunto de políticas, prácticas y valores corporativos asumidos como un compromiso con los grupos de interés, para alcanzar el apoyo y la cooperación necesarios en la gestión que desarrolla la Empresa en todos los ámbitos de actuación, disponiendo de manera voluntaria de sus diferentes recursos.

---

<sup>33</sup> Ibíd.

- **Política de gestión de riesgos.** Sistema de administración de riesgos basado en la metodología establecida en el estándar australiano, que permite identificar, analizar, evaluar, valorar, aceptar y comunicar los riesgos asociados a la operación de la Empresa. Éste proyecto constituye la base para la implementación del sistema de gestión integral de riesgos con el fin de garantizar que se cuenta con un marco adecuado para manejar estos eventos frente a las amenazas inherentes a los procesos del negocio y a aquellas que provienen del entorno de estos.

Su objetivo es controlar los riesgos que generan vulnerabilidad a los recursos humanos, financieros, ambientales, de información y de imagen corporativa.

- **Política de Operación y mantenimiento.** La Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P., opera y mantiene sus sistemas de Transporte de Gas Natural, cumpliendo los requisitos legales, la normatividad del sector y los reglamentos tanto nacionales como internacionales aplicables, con el objeto de garantizar que actúa aplicando prácticas de Clase Mundial.

Para TGI S.A E.S.P. es primordial garantizar la integridad operativa de su Sistema de Transporte así como mantener sus procesos de Operación y Mantenimiento (O & M) dentro del marco regulatorio interno, en procura de evitar fallas que puedan causar algún efecto adverso a sus empleados, sus contratistas, sus clientes, la comunidad en general y el medio ambiente, previniendo e identificando, evaluando, mitigando y/o controlando los riesgos de toda su infraestructura.

La operación y mantenimiento de TGI S.A. E.S.P., estarán enmarcados en procesos que propendan por el respeto a sus clientes, garantizando mediciones confiables, continuidad en el servicio de transporte de gas natural, oportunidad en la operación y cumplimiento de los compromisos adquiridos.

**1.8.4 Transporte de Gas.** En cuanto a la capacidad de transporte de gas<sup>34</sup>, es importante mencionar que en los últimos doce meses TGI S.A. E.S.P. llevó a cabo la ampliación del gasoducto Ballenas – Barranca de 190 MPCD a 260 MPCD, mediante la instalación de compresores adicionales y la ampliación para la evacuación de 70 MPCD de Cusiana.

No obstante las ampliaciones mencionadas, la confiabilidad del sistema de transporte de gas sigue siendo limitada por el hecho de ser un sistema radial, sin rutas alternativas en situaciones de emergencia, donde además, dada la geología colombiana se generan riesgos que pueden afectar seriamente el sistema de transporte, como ha ocurrido anteriormente. El volumen transportado por TGI S.A. E.S.P. desde marzo de 2007<sup>35</sup> ha tenido un crecimiento anual de 7% en promedio.

En el año 2009 se presentó un fuerte incremento en el consumo del gas natural por efecto del fenómeno del niño ocasionando alta generación térmica a base de gas natural.

Durante la vigencia del fenómeno del niño se dejaron de atender algunos mercados como el CIB (Centro Industrial de Barrancabermeja) y algunas industrias no reguladas para que pudiera quedar gas para las térmicas, mercados que han venido estabilizando su consumo a partir del segundo semestre del año 2010.

**1.8.5 Capacidad.** La satisfacción del cliente de TGI S.A. E.S.P. se ve reflejada en la permanencia en el consumo de gas natural de clientes principalmente en los sectores de distribución, comercialización, termoeléctrico, industrial y GNV (gas natural vehicular), por esta razón, TGI S.A. E.S.P. anualmente implementa un plan de mejoramiento basado en los resultados del nivel de satisfacción del año inmediatamente anterior.

---

<sup>34</sup> AGUILAR DIAZ, Argemiro; RODA, Pablo y SANCHEZ SIERRA GABRIEL. Abastecimiento adecuado de gas natural, un tema sin resolver. Informe No. 60 /2011. Superintendencia de Servicios públicos. Comité de Seguimiento del Mercado mayorista de Energía Eléctrica. Bogotá. p.6. <<http://www.superservicios.gov.co/MEM/archivos/informesexpert/informe60.pdf>>

<sup>35</sup> TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. <<http://www.tgi.com.co>> [webmaster@tgi.com.co](mailto:webmaster@tgi.com.co)

El 79% de las ventas de TGI S.A. E.S.P. están focalizadas en 5 clientes considerados empresas financieramente sólidas en el ámbito local e internacional.

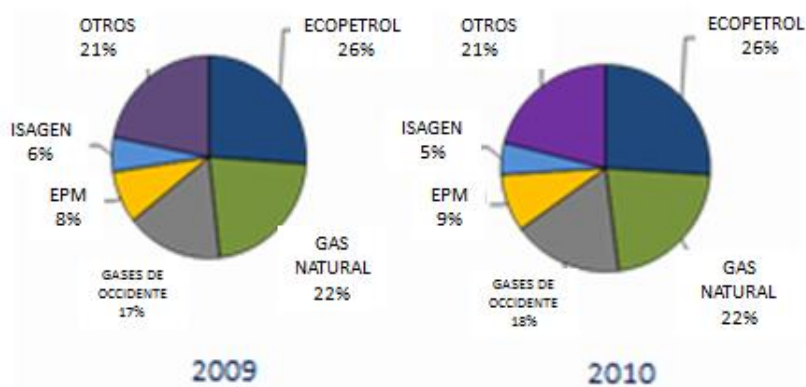
Figura 17. Los 5 principales clientes de TGI S.A. E.S.P.

PRINCIPALES CLIENTES	
	Principal productor de gas en Colombia. Fuerte Gobierno Corporativo. Calificación BBB+. Compañía controlada por el gobierno Nacional.
	Mayor distribuidor de gas en Colombia. Controlada por Gas Natural de España, tiene el 25% de las acciones de la compañía.
	Distribuidora de gas en el sur occidente de Colombia. Compañía privada con presencia dominante en el Valle del Cauca.
	Principal generador de electricidad en Colombia y distribuidora de gas en la región nororiental. Controlada por la ciudad de Medellín. Calificación BBB+ moneda extranjera y AAA local.
	Tercera generadora de electricidad en Colombia. Controlada por el gobierno Colombiano. Calificación AA+ en el mercado local y BB+ en moneda extranjera en el mercado Internacional.

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

En promedio los ingresos se derivan de contratos a los cuales se les aplica una pareja de cargos 80% fijos y 20% variable (80% de los gastos se derivan de cargos fijos por capacidad).

Figura 18. Clientes TGI S.A. E.S.P.



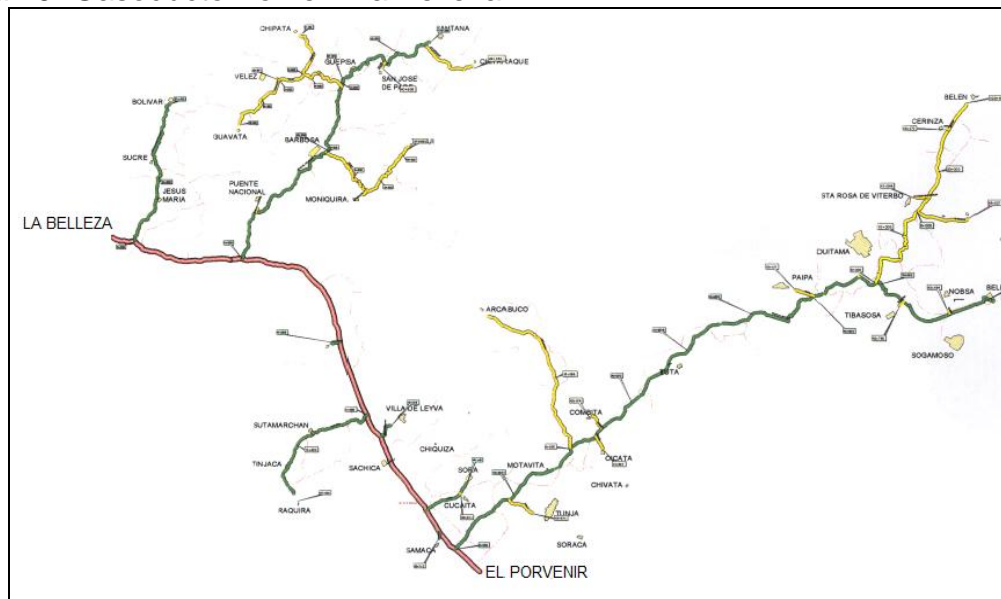
Fuente. TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. <<http://www.tgi.com.co>> [webmaster@tgi.com.co](mailto:webmaster@tgi.com.co)

### 1.9 GASODUCTO PORVENIR-LA BELLEZA DISTRITO V.

El sistema perteneciente al Distrito V de la Infraestructura de T.G.I. S.A. E.S.P. está conformado por los gasoductos Porvenir-La Belleza y Gasoductos Boyacá y Santander.

Conformado por la troncal en tubería de 20" que va desde la estación Cusiana hasta la estación en La Belleza pasando por El Porvenir, Miraflores y Sutamarchan, la troncal en tubería de 10" de Teatinos-Belencito, la troncal en tubería de 8" entre Otero y Santana, la troncal de 2" entre Samacá-Sora-Sáchica-Villa de Leiva-Ráquira-Santa Sofía, la troncal Bolívar de 2" y los ramales de Tunja y Duitama en 8", de Belén y Sogamoso en 3", de Sutamarchan, Cucaita, Tinjacá, Motavita, Arcabuco, Ocaita, Combita, Tuta, Paipa, Tibasosa, Nobsa, Floresta, Santa Rosa de Viterbo, Cerinza, Diaco, Puente Nacional, Barbosa, Moniquirá, Togui, Chipatá, Vélez, Guepsa, San José de Pare y Chitaraque en 2".

Figura 19. Gasoducto Porvenir la Belleza.



Fuente. PARRA, Carlos. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales. TGI S.A. E.S.P. Documento en Excel.2010.

El Gasoducto Porvenir-La Belleza tiene una longitud de 190.493 kilómetros y su función es transportar el gas natural producido en el Campo Cusiana hasta la Estación el Porvenir, donde continúa su recorrido hasta la estación La Belleza surtiendo a gran parte de los municipios de Boyacá y algunos del sur de Santander. También surge del recurso, según requerimiento a Bogotá por la conexión con el Distrito III mediante la variante Puente Guillermo.

El sistema cuenta con el centro operacional que funciona como centro de apoyo logístico. Actualmente la base del Distrito V se encuentra ubicada en Paipa (Boyacá).

Figura 20. Centro de Operaciones Paipa.



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

Adicionalmente cuenta con el gasoducto Boyacá y Santander que fue asumido por T.G.I. a partir del 22 de Octubre de 2009, este gas es proveniente del gasoducto Cusiana-La Belleza con una longitud aproximada de 308 kilómetros el cual va a 40 localidades de los municipios de Boyacá y Santander.

**1.9.1 Gasoducto Boyacá y Santander.** G.B.S. S.A. (Gases de Boyacá y Santander) fue creada para participar en la liquidación GDG-97-001 relacionada con la contratación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a 39 localidades de Boyacá y Santander, en la modalidad BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia).

Figura 21. Gasoducto Gases de Boyacá y Santander (GBS).



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

GBS cuenta con 39 puntos de entrega, 9 puntos de recibo, 9 Gasoductos troncales de 2", 8" y 10" de diámetro, así:

**Troncal Teatinos – Belencito:** 10" de diámetro. 85 km de longitud cuenta con 4 válvulas de seccionamiento (Oicatá, Tuta, Duitama y Chicamocha) distribuidas a lo largo del gasoducto troncal, la cuales tiene alarmas que ocasionan el cierre por baja presión o por caída de presión fuera de los rangos normales de operación.

**Troncales, Samacá, Sora, Ráquira, Villa de Leiva, Santa Sofía, Sáchica y Bolívar** con diámetros de 2" y longitudes entre 700 mt a 22 km de longitud.

**Troncal Otero – Santana:** 8" de diámetro, 44 km de longitud cuenta con una válvula de seccionamiento ( Togüi ) distribuida a lo largo del gasoducto troncal, la cual tiene alarmas que ocasionan el cierre por baja presión o por caída de presión fuera de los rangos normales de operación.

A lo largo de cada gasoducto troncal se desprenden gasoductos ramales que cuentan con sus respectivas estaciones de derivación, que permiten la entrega de gas a las poblaciones a lo largo de los gasoductos.

T.G.I. E.S.P. ha iniciado la operación y mantenimiento desde el 2 de Octubre de 2009. El gas proveniente del gasoducto Cusiana-La Belleza para el gasoducto Ramales de Boyacá y Santander, el gas ingresa al sistema de transporte por los siguientes puntos de recibo:

- Santa Sofía.
- Ráquira.
- Sora.
- Teatinos.
- Otero.
- Villa de Leyva.
- Sáchica.
- Samacá
- Bolívar.

**Presión.** Los gasoductos de Boyacá y Santander trabajan a una operación máxima de 1200 psi y mínima de 350 psi.

En los puntos de entrega las estaciones trabajan a 250 psi (Tunja, Duitama, Sogamoso y Belencito Industrial) y a 60 psi los restantes.

**Temperatura** 45 F.

**Caudal.** 499,096 Kpcd.

### **1.10 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.**

Las practicas actuales a nivel país para el desarrollo de actividades de mantenimiento en sistemas de transporte de gas, no cuentan con una metodología que integren los mejores niveles de seguridad, confiabilidad, y continuidad.

TGI S.A. E.S.P. como empresa líder está comprometida con la seguridad en el trabajo, la conservación del medio Ambiente, prácticas de responsabilidad social , así como con el compromiso de operar y mantener su sistema de transporte cumpliendo con estándares técnicos que garanticen una operación segura, confiable, continua y prácticas clase mundial.

Por tanto, es muy importante el plantear una estrategia de mantenimiento que optimice las actividades de mantenimiento, sus frecuencias y que sirva para permitir un mejor desempeño del sistema y de los recursos, brindando la mayor seguridad, confiabilidad, y continuidad.

La estrategia actual de mantenimiento de gasoductos se viene realizando con base a rutinas y frecuencias establecidas por recomendación de fabricantes y experiencia del operador-mantenedor del gasoducto.

No se tiene en cuenta información valiosa de mantenimiento, basada en históricos de frecuencia de falla, ni de una apropiada clasificación de equipos de acuerdo a su criticidad e impacto de falla en el sistema integral.

La estimación de frecuencia de falla unida a la criticidad de los elementos del sistema permitirá una mejora en la estrategia de mantenimiento del gasoducto teniendo en cuenta que aportara a:

- Un mejor uso de los recursos de mantenimiento (personal, repuestos, herramientas y equipos)
- Minimizar costos de mantenimiento.
- Optimizar las Intervenciones de mantenimiento.
- Permitir una operación más segura, confiable y continua del sistema de transporte.

La aplicación de una estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad, nos aporta solución a estas necesidades identificadas en gasoductos de transporte.

## **1.11 OBJETIVOS**

**1.11.1 Objetivo General:** Proponer el Plan de Mantenimiento aplicando la metodología RCM para un Gasoducto de Transporte.

### **1.11.2 Objetivos Específicos:**

- Identificar la criticidad en gasoductos: Como definir criticidad, importancia de la criticidad, factores de criticidad, matriz de criticidad.
- Definir modos de fallas y sus causas: Como fallan los gasoductos de transporte, porque fallan, cual es la periodicidad de falla.
- Establecer actividades y frecuencias de mantenimiento para los equipos clasificados como críticos: Identificar Actividades de mantenimiento en gasoductos, determinación de frecuencias, estrategia de frecuencias bajo RCM.

## 2. HISTORIA DEL MANTENIMIENTO

En los últimos cincuenta años, el mantenimiento ha sufrido una serie de transformación en su filosofía, a principios de la década de los 50's, se conocía sólo la práctica de mantenimiento correctivo donde el estándar consistía en reparar los equipos una vez que fallaban.

A finales de los 50's los fabricantes introducen recomendaciones de mantenimiento para alargar la vida útil de los equipos, introduciendo con ello el concepto de mantenimiento preventivo.

En los años 60's, los esfuerzos se orientan a obtener la máxima eficiencia de las máquinas y el mantenimiento se focaliza en extender la vida útil de los equipos y el óptimo de utilización de la capacidad nominal.

En las décadas de los 70's y 80's, nace en Japón, orientado a las nuevas filosofías de calidad total (círculos de calidad, gerencia de la calidad total) el Mantenimiento Productivo Total que se basa en cinco principios fundamentales:

- Incrementar la confiabilidad de los equipos buscando cero fallas (equipos libres de mantenimiento).
- Mantenimiento autónomo, basado en que el operador debe efectuar parte del mantenimiento.
- Prevención del mantenimiento, que implica equipos de trabajo entre las gerencias de Ingeniería, Proyectos y Mantenimiento para prevenir fallas desde el diseño.
- Gente: Adiestramiento centrado en formar mantenedores multi-oficio. Programas de motivación personal.
- Trabajo basado en pequeños grupos, integrados por operadores y mantenedores en la búsqueda de la causa raíz de las fallas de los equipos<sup>36</sup>.

---

<sup>36</sup> CÁCERES, María Beatriz. Como incrementar la Competitividad del Negocio mediante Estrategias para Gerenciar el Mantenimiento. Soluciones integrales Corporativas ICS GROUP S.A. Email.caceresm@icsgroupsa.com

En los años 90's se conjugan los elementos principales de las filosofías o tendencias como TPM (Mantenimiento Productivo Total), RBM (Mantenimiento basado en Confiabilidad), RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) para constituir una filosofía llamada Mantenimiento Clase Mundo, que sirve como referencia para determinar el nivel de excelencia de las empresas.

La definición de Mantenimiento Clase Mundo ha venido evolucionando con el tiempo siendo la más acertada, "mantenimiento sin desperdicio" definiendo a este último como la diferencia entre la manera de hacer las cosas hoy y como deberían hacerse. A escala mundial este término se conoce como un nivel de referencia que está asociado a empresas que han alcanzado la excelencia en sus procesos medulares. El aspecto principal de esta filosofía es el cambio cultural de las organizaciones que lleva a aumentar la autoestima del personal de mantenimiento al establecer la conexión cierta con elementos que generan valor al negocio, y el conocimiento del nivel del impacto de las decisiones en el mismo, adicional a la comprensión y entendimiento de la importancia que tiene.

Una vía para asegurar esto consiste en involucrar a los operadores en el diseño de los planes de mantenimiento a objeto de asegurar la alineación de factores en conflicto vinculados con los objetivos de operación, versus el efecto generado por los tiempos de parada para acometer las acciones de mantenimiento.

## **2.1 TIPOS DE MANTENIMIENTO**

**2.1.1 Mantenimiento Predictivo:** Es un mantenimiento planificado y programado que se fundamenta en el análisis técnico, programas de inspección y reparación del DDV, el cual se adelanta al suceso de las fallas, detectando las fallas potenciales con el sistema de transporte en funcionamiento.

Figura 22. Evaluación de corrosión interna.



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

**2.1.2 Mantenimiento Preventivo:** Grupo de tareas planificadas que se ejecutan periódicamente en el gasoducto, con el objetivo de garantizar el transporte de gas en forma segura y confiable. En la medida en que optimizamos las frecuencias de realización de las actividades de mantenimiento logramos aumentar las mejoras operacionales de los procesos.

Figura 23. Inspección Inteligente del gasoducto



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

**2.1.3 Mantenimiento Correctivo:** Es aquel trabajo que involucra una cantidad determinada de tareas de reparación no programadas, con el objetivo de restaurar la función del gasoducto una vez producido un paro imprevisto.

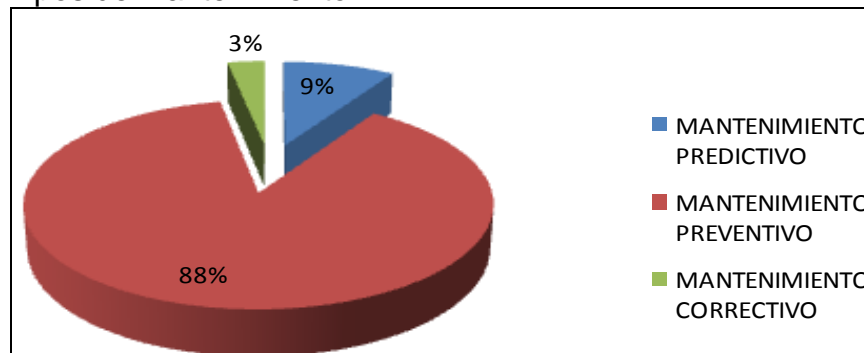
Figura 24. Arruga de la tubería de 22" sobre la soldadura.



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

Los porcentajes de las actividades asociadas con mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, corresponden con los siguientes datos:

Figura 25. Tipos de mantenimiento



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

## 2.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE MANTENIMIENTO ADECUADO

Para la selección del tipo de mantenimiento más adecuado debe tenerse en cuenta que permita el logro de:

- Optimización de la disponibilidad del gasoducto.
- Disminución de los costos de mantenimiento.

- Optimización de los recursos humanos.
- Maximización de la vida de la tubería.
- Evitar, reducir y reparar las fallas sobre los bienes.
- Disminuir la gravedad de las fallas que ocurran.
- Evitar paradas no programadas.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.

El mantenimiento adecuado, tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

### **2.3 GESTION DE MANTENIMIENTO.**

La norma europea EN 13306, 2002 define la gestión del mantenimiento<sup>37</sup> como aquellas actividades de la gestión que determinan los objetivos del mantenimiento, las estrategias y las responsabilidades, realizadas por medio de la planificación, control, supervisión del mantenimiento, y la mejora de los métodos organizativos incluyendo los aspectos económicos.

A lo largo del tiempo los modelos de gestión de mantenimiento han ido adquiriendo nuevos elementos como:

- a) El enfoque a procesos.
- b) Propuestas innovadoras en aspectos técnicos, por ejemplo la orientación a la reingeniería del mantenimiento.
- c) El desarrollo de modelos en un lenguaje estándar de intercambio de información, con miras a ser usado en aplicaciones CMMS (Computerized Maintenance Management Systems)
- d) La cantidad y calidad de información de mantenimiento requerida (datos operacionales y financieros) han conducido a la incorporación sucesiva de técnicas cuantitativas e instrumentos informáticos, principalmente para tratar con cuestiones de eficiencia en la gestión del mantenimiento. Esfuerzos posteriores han sido desarrollados para introducir nuevas metodologías e instrumentos para mejorar la efectividad del mantenimiento.
- e) Las herramientas informáticas han hecho posible que la función de mantenimiento sea evaluada y mejorada continuamente. Esto debido a la calidad y

---

<sup>37</sup> LÓPEZ CAMPOS, Mónica; CRESPO MÁRQUEZ, Adolfo. Un modelo de referencia para la gestión del mantenimiento. Departamento de Organización Industrial y de Gestión de Empresas. Universidad de Sevilla. 2006.  
<<http://taylor.us.es/sim/documentos/resultados/Articulo%20para%20Lleida.pdf>>

cantidad de indicadores y métodos desarrollados para estudiar la eficacia y eficiencia de sus operaciones.

f) Se ha reconocido la necesidad<sup>38</sup> de que el área de mantenimiento esté vinculada efectivamente con los activos productivos y con otras áreas de la organización. La revolución del e-maintenance (\*) conduce a un nuevo modelo de dirección potencial, pero también a nuevas exigencias en las capacidades de la empresa.

g) El modelo de dirección de mantenimiento comienza a incluir la evaluación del ciclo de vida de activo además de la evaluación de la función de mantenimiento. La gestión tiende a integrar la estrategia del activo con la estrategia de mantenimiento.

Es posible identificar la tendencia de los modelos desarrollados en los últimos años la cual consiste en crear sistemas enfocados en procesos y calidad, de ciclo cerrado y que incluyan las técnicas de soporte, métodos y herramientas para la mejor toma de decisiones y para lograr la mayor eficiencia organizacional.

A partir del análisis de cada uno de los modelos anteriormente mencionados, es posible identificar una serie de conceptos (herramientas, elementos, actividades) que se repiten en algunos de ellos.

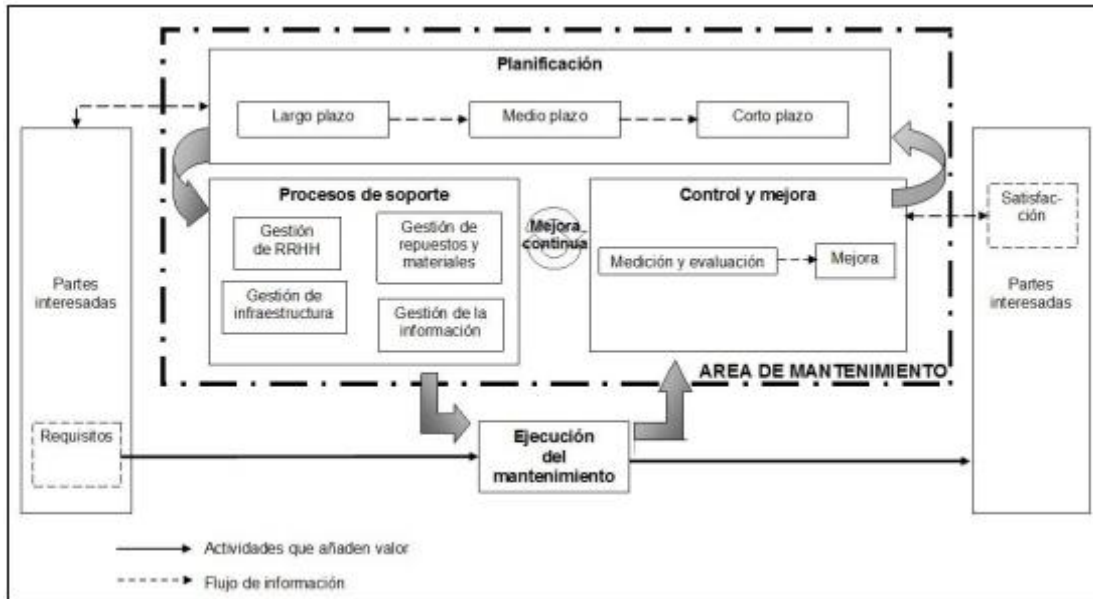
Con el fin de darles un orden, dichos conceptos fueron clasificados dentro de distintas categorías: Planificación, Procesos de soporte, Ejecución del mantenimiento, Control y mejora. Estas categorías han sido enmarcadas en el modelo propuesto por **la norma ISO 9001:2000** para la gestión de la calidad con el propósito de conferir un sentido a la agrupación de los términos. De esta manera se tiene un modelo que incluye en sí mismo las herramientas a utilizar para dar cumplimiento a cada una de sus etapas.

---

<sup>38</sup> Ibid.

(\*) Es un concepto de mantenimiento emergente, que posibilita la gestión del mantenimiento de activos de producción utilizando Internet. Las estrategias "e-maintenance" introducen principios de colaboración, conocimiento de la condición, inteligencia, etc. que permiten la consecución de niveles de gestión de la seguridad de funcionamiento de los sistemas de producción sin precedentes.

Figura 26. Modelo de Gestión de Mantenimiento basado en la norma ISO 9001:2000.



Fuente. LÓPEZ CAMPOS, Mónica; CRESPO MÁRQUEZ, Adolfo. Un modelo de referencia para la gestión del mantenimiento. Departamento de Organización Industrial y de Gestión de Empresas. Universidad de Sevilla.2006.

Este modelo inicia y termina con los requisitos y la satisfacción de las partes interesadas en la correcta gestión del mantenimiento. El modelo además está diseñado para utilizarse efectivamente en todos los niveles de la organización. Nótese que la planificación implica a la alta dirección de la empresa. Los niveles medios son los que ejercen los procesos de soporte y controlan al nivel que ejecuta el mantenimiento y que genera datos para la mejora continua del sistema y la re-planificación.

Así mismo, la forma en que el presente modelo está estructurado hace posible la existencia de un vínculo entre la función de mantenimiento y las demás funciones organizacionales.

## 2.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

**2.4.1 Historia del RCM.** El RCM fue desarrollado a fines de los sesenta por la industria aeronáutica, la cual vio la necesidad de identificar la mejor técnica de mantenimiento adecuada al sector de la aviación. Esta forma de mantenimiento posibilitaría una eficaz operación del Boeing 747(\*), evitando estar mucho tiempo

en tierra para mantenimiento preventivo. Los resultados fueron sorprendentes y en muy poco tiempo era herramienta estándar de las fuerzas militares norteamericanas y de la industria nuclear. Los otros sectores industriales fueron tentados a su práctica en los ochenta (petróleo, energía y minería).<sup>39</sup>

El proceso ha permitido definir cuales tareas de mantenimiento son adecuadas para cualquier activo físico. El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc.<sup>40</sup>

La norma SAE JA1011 (RCM), especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado como RCM. La misma puede descargarse a través del portal de la SAE ([www.sae.org](http://www.sae.org)).

Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

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

Una vez se pueda dar respuesta a dichas preguntas se tendrá establecida unas estrategias de mantenimiento que permitirán tener un mejor enfoque para cumplir las funciones de la empresa, son absolutamente genéricas y permiten ser usadas en cualquier tipo de proceso.

---

<sup>39</sup> DURAN, José Bernardo. The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999.<[www.twpl.co.uk](http://www.twpl.co.uk)>

<sup>40</sup> RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p 1. 30 Octubre, 2005.<[www.rcm.-confiabilidad.com.ar](http://www.rcm.-confiabilidad.com.ar)>

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

Para implementar RCM debe contarse con equipos de trabajo multifuncionales con participación de operadores, técnicos, ingeniería, seguridad y ambiente, así como especialistas cuando sean requeridos (proceso, instrumentación, HSEQ, etc...), el equipo debe estar entre 5 y 7 personas máximo, dirigidos por un facilitador que conozca la metodología RCM<sup>41</sup>.

**2.4.2 Beneficios de implementar RCM.** La implementación del RCM<sup>42</sup> debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducción de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del servicio, y en el cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora continua en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mayor entendimiento entre mantenimiento y operaciones. Los puntos más sobresalientes de implementar una metodología de RCM son:

- Costos: Reducción de los niveles de mantenimiento programado (alrededor de 10% al 50% de disminución).
- Calidad: Aumento en la disponibilidad de los activos generando mayor continuidad y confiabilidad en la operación o servicio.
- Tipo de servicio: Disminución de paradas no programadas.
- Tiempo: Reducción de tiempos de reparación (MTTR) e incremento de tiempos entre fallas (MTBF).
- Riesgo: Disminución en los impactos relacionados con medio ambiente, infraestructura y población.

**2.4.3 El contexto operacional del RCM.**<sup>43</sup> Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos operacionales son diferentes. Un caso típico es el de un sistema de reserva, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos. Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción

---

<sup>41</sup> DURAN, José Bernardo The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999.<[www.twpl.co.uk](http://www.twpl.co.uk)>

<sup>42</sup> RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.p9. 30 Octubre 2005.<[www.rcm.confiabilidad.com.ar](http://www.rcm.confiabilidad.com.ar)>

<sup>43</sup> Ibíd. p2.

(2 ó 3 renglones).donde debe indicarse el régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, las consecuencias de indisponibilidad del equipo (paradas de operación, horas extras y tercerización), los objetivos de calidad y los aspectos relacionados con seguridad y medio ambiente, etc.

### 3. IDENTIFICACION DE CRITICIDAD ENFOCADO A GASODUCTOS

El análisis de criticidad<sup>44</sup> es una metodología que permite establecer niveles jerárquicos en procesos, sistemas, equipos y componentes en función del impacto global que se generan, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importantes y necesario mejorar la confiabilidad operacional.

El análisis se orienta a través de lluvia de ideas en una reunión de trabajo con un grupo multidisciplinario conformado por la línea de supervisión y los técnicos de operación y mantenimiento, ingeniería de procesos, infraestructura y el planeador-programador de mantenimiento, afin de unificar criterios y validar la información.

El mejoramiento de la confiabilidad operacional<sup>45</sup> de cualquier instalación o de sus sistemas y componentes, está asociado por cuatro aspectos fundamentales:

- Confiabilidad Humana.
- Confiabilidad del proceso.
- Confiabilidad del diseño
- Confiabilidad del mantenimiento.

<b>Criticidad</b> = Consecuencia*Probabilidad de falla
--

Donde la probabilidad de falla está asociada al número de eventos o fallas que presenta el sistema o proceso evaluado y la consecuencia está referida con el impacto y flexibilidad operacional, los costos de reparación y los impactos en seguridad y ambiente.

---

<sup>44</sup> SALAZAR PÉREZ, Carlos Manuel. Diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para sistemas de aire en plantas de extracción de líquidos de gas natural. Trabajo de grado Ingeniero mecánico. Barcelona: Universidad de Oriente. Escuela de Ingenierías y Ciencias Aplicadas. Departamento de Mecánica, 2009.p 33.

<sup>45</sup> DURAN VILLAMIZAR, Jean Carlos. Análisis predictivo que defina la influencia de la corrosión en la vida útil de redes de producción del área de Barinas. Trabajo de Grado. Barinas: Gerencia de Mantenimiento Mayor. Instalaciones de PDVSA. División Centro Sur Distrito Barinas 2002.p 34-35.

### 3.1. DEFINICION DE CRITICIDAD.

La criticidad<sup>46</sup> es una medida ponderada que considera los siguientes aspectos:

1. **El efecto** que provocaría una falla del módulo funcional (ó equipo) dentro del proceso.
2. **La velocidad** de reparación de la falla.
3. **La frecuencia** de ocurrencia de la falla.

El criterio rector es considerar la criticidad como un indicador de la “**magnitud del problema**” que ocasiona la falla de un módulo o equipo. Una vez obtenido el nivel de criticidad, éste será empleado para definir la estrategia de mantenimiento de ese módulo o equipo. O sea que todos los criterios que se adoptan para definir y cuantificar la criticidad, sirven para decidir finalmente una estrategia de mantenimiento.

La magnitud del problema ó criticidad depende de tres aspectos:

a.) **El efecto.** Está en función de:

MAS: Efecto cuantificado sobre el Medio Ambiente y Seguridad.

OPER: Efecto cuantificado sobre la Operación.

COP: Efecto cuantificado sobre Costos Operativos.

Stby: Disponibilidad de equipos de reserva.

b.) **Velocidad de Reparación.** .Está en función de:

TMAFS: Tiempo Máximo Admisible Fuera de Servicio.

TEF: Tiempo en Falla.

c.) **Frecuencia de Fallas.** Está en función de:

MTBF: Tiempo Medio entre Fallas

Historial: Considera datos históricos del equipo.

Nivel de Carga: es el nivel de carga a la que se somete al equipo respecto a su capacidad nominal.

Régimen: es el régimen de trabajo horario al que es sometido el equipo.

fff: factor de frecuencia de fallas, cuantifica la influencia de todas la variables de Frecuencia de Fallas.

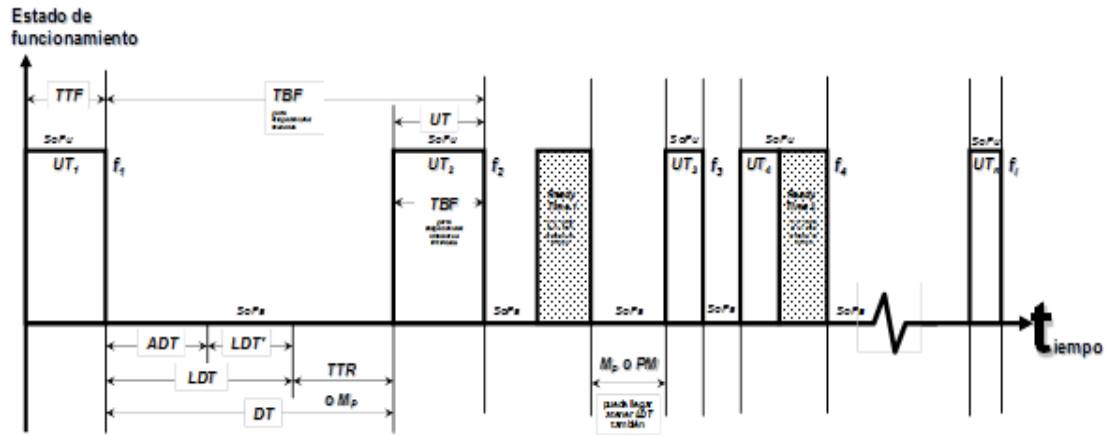
- **Valoración de Velocidad de Reparación.**

En la gráfica tiempo de fallas se puede observar que:

---

<sup>46</sup> STAFF TECNICO ABB. Estudio de Criticidad de equipos. Ingeniería de mantenimiento.. Julio 2005.pdf.

Figura 27. Tiempo entre fallas



Fuente. MORA, Luis Alberto. MANTENIMIENTO. Planeación, ejecución y control. Alfaomega Colombiana S.A. Bogotá D.C. 2009 p 70

Dónde:

**TTF**= Time to Failure= Tiempo hasta fallar (se usa en equipos que solo fallan una vez no reparables).

**F<sub>1</sub>**= Falla l-ésima.

**n**= número de fallas ocurridas en el tiempo que se revisa, desde  $f_1$  hasta  $f_2$ .

**TTR**= Time to Repair= Tiempo que demora la reparación neta, sin incluir demoras ni tiempos logísticos, ni tiempos invertidos en suministros de repuestos o recursos humanos.

**MTTR**= Mean Time To Repair= Tiempo medio para reparar -  $\sum TTR/n$ .

**TBF**= Time Between Failures= Tiempo entre fallas.

**m**= número de eventos de tiempos útiles que ocurren durante el tiempo que se evalúa.

**MTBF**= Mean Down Time = Tiempo medio entre fallas -  $\sum TBF/m$ .

**UT**= Up Time = Tiempo útil en el que el equipo funciona correctamente.

**MUT**= Mean Up Time= Tiempo Medio de Funcionamiento entre fallas -  $\sum UT/m$ .

**DT**= Down Time = Tiempo no operativo.

**MDT**= Mean Down Time= Tiempo medio de disponibilidad o no funcionamiento entre fallas -  $\sum DT/n$ .

**ADT**= Administrative Delay Time= Retrasos administrativos exógenos a la actividad propia de reparación, diferente al tiempo activo neto de la reparación; ejemplos de estos son: suministro de personal especializado, entrenamiento de recursos humanos requeridos para esa operación, revisión de manuales de mantenimiento u operación, localización de herramientas, cumplimiento de procesos y/o procedimientos internos., etc.

**LDT**= Logistics Delay Time= Retrasos logísticos. La obtención de insumos para la reparación, en los procesos de mantenimiento o de producción, en los tiempos de suministros, etc., como por ejemplo, el tiempo requerido para transporte de

repuestos, o el tiempo que hay que esperar a que se construya un repuesto especial por parte del fabricante, etc.

**LDT=ADT+LDT'**=Logistics Down Time= Tiempo total logístico que demora la acción propia de reparación o mantenimiento. Son todos los tiempos exógenos al equipo que retrasan el tiempo activo.

**MLDT**= Mean Logistics Down Time= Tiempo medio de Tiempos Logísticos de demora.

**SoFa**=State of Failure= Estado de Falla, el equipo no funciona correctamente.

**SoFu**= State of Functioning = Estado de funcionamiento correcto.

**M<sub>p</sub>=PM**= planned Maintenances= Mantenimientos Planeados, pueden ser preventivos o predictivos.

**Ready Time**= Tiempo de alistamiento= El equipo o sistema está disponible, opera pero no produce, no está en carga operativa; funciona mas no produce.

### 3.2 IMPORTANCIA DE LA CRITICIDAD.

El análisis de criticidad<sup>47</sup> es una técnica de cuantificación del riesgo, sustentada primordialmente en la "opinión de expertos"; evaluando la probabilidad de ocurrencia por el impacto, permite "jerarquizar opciones", (oportunidades, problemas, componentes, equipos, sistemas o procesos), en base a un indicador llamado "criticidad" que es proporcional al riesgo asignado. Por su carácter semi-cuantitativo, el "espíritu" del análisis de criticidad es básicamente establecer un "ranking" y no calificar la tolerabilidad del riesgo; no obstante, los valores obtenidos de estos análisis (puntajes) pueden transformarse en valores que puedan ingresarse a una matriz (5x5), en donde podemos "calificar" estos valores, como valores "alto o intolerable", "medio alto", "medio bajo" y "bajo".

Sin embargo, esta calificación es básicamente un "acuerdo", que es válido para un grupo particular de activos, pero que pudiera no ser extrapolable a otros activos. El análisis de criticidad es una técnica rápida y de fácil manejo para direccionar la evaluación de criticidad.

### 3.3 MATRIZ DE CRITICIDAD

Los resultados del análisis de Criticidad<sup>48</sup> se presentan en una matriz para cada categoría de consecuencia evaluada, Personas, Ambiente, Negocio (operación), sin embargo todas las matrices son simétricas de 5 x 5, el eje vertical expresa

---

<sup>47</sup> CÁCERES, María Beatriz. Como incrementar la Competitividad del Negocio mediante Estrategias para Gerenciar el Mantenimiento. pdf. Soluciones integrales Corporativas ICS GROUP S.A. <Email.caceresm@icsgroupsa.com>

<sup>48</sup> PARRA, Carlos. Taller Práctico: Desarrollo del Modelo de Criticidad.Ingecon.2010.ppt.<www.confiableidadoperacional.com>.

cinco categorías de frecuencia de las fallas, mientras que el eje horizontal indica cinco categorías de consecuencia de fallas. La matriz está dividida en cuatro zonas para indicar la criticidad de los modos de fallas:

B= Baja criticidad.

M= Media Criticidad.

A= Alta Criticidad.

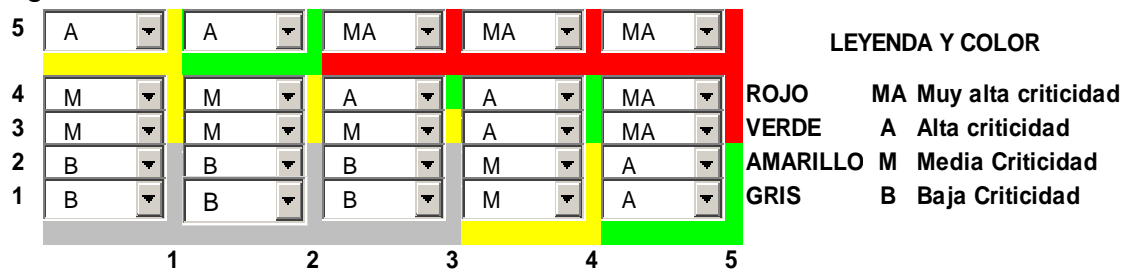
MA=Muy Alta Criticidad.

Para elaborar la Matriz de Criticidad<sup>49</sup>, se considera y pondera, los siguientes factores, de acuerdo a la empresa.

- Disponibilidad y Confiabilidad requerida, para el sistema y cada equipo.
- Impacto de la Falla, en la Seguridad, de las personas e instalaciones
- Impacto de la Falla, en el ambiente.
- Impacto operacional: pérdidas por operación, lucro cesante, multas, horas hombre.
- Restricciones del proceso, en que está inmerso el equipo.
- TMRP: Tiempo Medio para reparar.
- Costo de reparación.

Estos factores son los definidos y aplicables para el sector del gas que está en estudio, pero pueden variar de acuerdo al sector que pertenezca el proyecto a analizar.

Figura 28. Matriz de criticidad



Fuente. PARRA, Carlos. Análisis de Criticidad. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Documento en Excel.2010<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

<sup>49</sup> ALTMANN, Carolina. ¿Cómo mejorar la Confiabilidad de un sistema Complejo?.pdf.p.1. Email: <caltmann@adinet.com.uy.>

## 4. ANALISIS DE MODO Y EFECTO DE FALLA (AMEF)

Para mejorar la confiabilidad de un activo<sup>50</sup>, el AMEF efectúa un análisis de cómo un ítem puede fallar, enumera los posibles modos de falla, los grados de reacciones adversas que resultan de tales fallas y finalmente indica el procedimiento a seguir para atenuar el efecto de las fallas. Las fallas pueden ser clasificadas según su gravedad en:

- Muy críticas (catastróficas)
- Críticas
- Moderadas
- Leves

El análisis de RCM<sup>51</sup> comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de una bomba puede definirse como “Bombear no menos de 500 litros/ minuto de agua”. Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo “Contener el agua” (evitar pérdidas). En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas.

### 4.1. MECANISMOS DE FALLA.

Un mecanismo de falla es un evento que causa una falla funcional,<sup>52</sup> es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de falla. Se puede<sup>53</sup> definir como la manera en que una parte o equipo puede potencialmente fallar en cumplir con los requerimientos específicos o de proceso.

El procedimiento indica hacer una lista de cada modo de falla potencial para la operación en particular; para identificar todos los posibles modos de falla, es necesario considerar que estos pueden clasificar dentro de una de las siguientes categorías:

---

<sup>50</sup> QUINTEROS, C.; RAZZO, J.; SOLÓRZANO M. y otros. Análisis y Diseño de un modelo experimental de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Sector Industrial. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.p.7 pdf. <<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/860/1/1602.pdf>>.

<sup>51</sup> SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 30p.

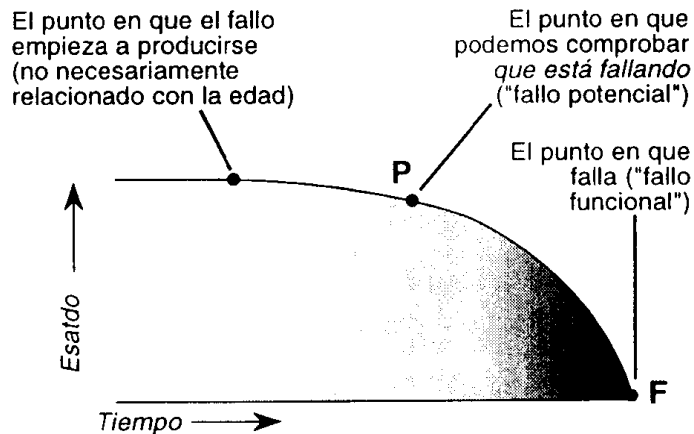
<sup>52</sup> MORENO LUIS, Diego Armando. Análisis del modo y Efecto de Falla. UANE. Campus Piedras Negras. Coahuila. 11 Septiembre 2005.<<http://www.monografias.com/trabajos27/modo-falla/modo-falla.shtml>>

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

Cada falla funcional suele tener más de un modo de falla. Todos los modos de falla asociados a cada falla funcional deben ser identificados durante el análisis de RCM,<sup>54</sup> pudiéndose tener el caso de que varios modos de falla originen la falla funcional; la etapa de los modos de falla, es la columna vertebral de la metodología de *FMECA* o *AMFEC*.

El tiempo transcurrido entre la falla potencial<sup>55</sup> y su empeoramiento hasta que se convierte en una falla funcional está determinado por el intervalo P-F, tal como se muestra en la figura a continuación.

Figura 29. Evolución de la Falla Funcional en el tiempo.



Fuente. GOTERA VALBUENA, Eddin Rafael. ¿Qué es lo último que hemos aplicado en mantenimiento? Análisis de modos y efectos de falla. Agosto 2012. <<http://www.monografias.com/trabajos13/mante/mante.shtml>>.

<sup>54</sup> RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p 3-4. 30 Octubre, 2005.<[www.rcm.-confiabilidad.com.ar](http://www.rcm.-confiabilidad.com.ar)>

<sup>55</sup> GOTERA VALBUENA, Eddin Rafael. ¿Qué es lo último que hemos aplicado en mantenimiento? Análisis de modos y efectos de falla. Agosto 2012. <<http://www.monografias.com/trabajos13/mante/mante.shtml>>.

Los Mecanismos de falla, pueden estar relacionados con factores introducidos durante las etapas de fabricación, a falencias en el diseño del elemento estructural, por desviación en la operación entre otros.<sup>56</sup>.

Tabla 4. Mecanismos de falla.

Envejecimiento	Obstrucción	Sobre voltaje	Pérdidas de aislamiento eléctrico
Abrasión.	Fatiga	Soltura física	Pérdida de aislamiento térmico
Erosión.	Agrietamiento	Vibración	Cambios de la Estructura Metalúrgica
Deformaciones.	Baja Presión.	Suciedad	Cambios en la estructura Química
Sobre corriente	Corrosión	Sobrepresión	Cambios Volumétricos
Alta Temperatura	Humedad	Oxidación	Difusión de un material en otro
Contaminación	Fractura rápida	Fugas	Baja Temperatura.

Fuente ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Especialización de Gerencia de Mantenimiento. UIS. Bucaramanga 2010.

Al identificar los mecanismos de falla de un equipo o sistema, es importante listar la “causa raíz” de la falla. Por ejemplo, si se están analizando los mecanismos de falla de los rodamientos de una bomba, es incorrecto listar el mecanismo de falla “falla rodamiento”. La razón es que el mecanismo de falla listado no da una idea precisa de porqué ocurre la falla. Es por “falta de lubricación”? Es por “desgaste y uso normal”? Es por “instalación inadecuada”? Notar que este desglose en las causas que subyacen a la falla sí da una idea precisa de porqué ocurre la falla, y por consiguiente que podría hacerse para manejarla adecuadamente (lubricación, análisis de vibraciones, etc.).

El nivel de detalle en la identificación de los mecanismos de falla<sup>57</sup>, es aquel que nos permita relacionar una acción de prevención y/o mitigación de riesgo, en este

<sup>56</sup> MECANISMOS DE FALLA EN COMPONENTES ESTRUCTURALES. [ANÓNIMO]. p2-3. Julio de 2012. <[http://materias.fi.uba.ar/6716/Modos%20de%20falla%20en%20componentes%20estructurales\\_1.pdf](http://materias.fi.uba.ar/6716/Modos%20de%20falla%20en%20componentes%20estructurales_1.pdf)>

<sup>57</sup> AGUILAR OTERO, José R., TORRES ARCIQUE, Rocío y MAGAÑA JIMENEZ, Diana. Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la plantación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad .Corporación Mexicana de Investigación en Materiales. S.A. de C.V. Ciencia y tecnología. México. p.7. pdf

caso una tarea de mantenimiento, por lo cual el mecanismo de falla debe ser claro, creíble de presentarse o que se haya presentado en el pasado ya sea en la instalación o en alguna similar y que pueda presentarse en el futuro.

#### 4.2 CAUSAS DE FALLAS<sup>58</sup>

- **Fallas por desgaste:** Generalmente se presenta pérdida de material en la superficie del elemento; puede ser abrasivo, adhesivo y corrosivo. Se puede catalogar como una falla de lubricación (tipo de lubricante).
- **Fallas por fatiga superficial:** Debido a los esfuerzos presentes en la superficie y sub-superficie del material.
- **Fallas por fractura:** Se puede presentar del tipo frágil o dúctil, su huella debe ser analizada para encontrar el motivo de la falla. La pieza queda inservible, generalmente es causada por el fenómeno de la fatiga.
- **Fallas por flujo plástico:** Se presenta deformación permanente del material; es causado por presencia de cargas que generan esfuerzos superiores al límite elástico del material.

Las Fallas en estructuras soldadas<sup>59</sup> como gasoductos y oleoductos ocurren cuando la fuerza promotora de falla (esfuerzo mecánico, sobre presión) excede la resistencia del material (resistencia a la tracción, tenacidad de fractura). Las fallas se pueden clasificar de manera general como instantáneas y dependientes del tiempo.

Una falla instantánea puede ocurrir tempranamente durante el ciclo de vida de la estructura por errores de diseño, construcción, materiales o inspección. Asimismo una falla instantánea puede ocurrir después de varios años de operación debido a fenómenos naturales como tormentas severas, terremotos, inusuales bajas de temperatura, o por daños generados por terceros.

---

<sup>58</sup> BENITEZ HERNANDEZ, Luis Eduardo. Curso de Extensión sobre Mantenimiento Industrial. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Ingeniería Mecánica. <<http://elotroladodelingeniero.20m.com/falla.htm>>

<sup>59</sup> RUMICHE P, Francisco A., INDACOCHEA B., J. Ernesto. Estudios de Casos de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos. Unión y Ciencia Avanzada de Investigación de Materiales. Laboratorio de Materiales del Departamento de Ingeniería de la Universidad de Illinois Chicago. IL 60607 – USA. p.2.<<http://es.scribd.com/doc/55976868/01-Gasoductos-y-Oleoductos-Estudio-Fallas>>

Figura 30. Abolladura ocasionada por deslizamiento de tierras.



Fuente. RUMICHE P, Francisco A., INDACOCHEA B., J. Ernesto. Estudios de Casos de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos. Unión y Ciencia Avanzada de Investigación de Materiales. Laboratorio de Materiales del Departamento de Ingeniería de la Universidad de Illinois Chicago. IL 60607 – USA. p.2.<<http://es.scribd.com/doc/55976868/01-Gasoductos-y-Oleoductos-Estudio-Fallas>>

La Figura 30, muestra la abolladura en una tubería ocasionada por el impacto con rocas debido a un deslizamiento de tierras. Las fallas dependientes del tiempo están asociadas con mecanismos de crecimiento de fisuras por fatiga y creep, corrosión bajo tensión, otras formas de corrosión, y desgaste. Las juntas soldadas son particularmente susceptibles a fatiga, la cual se inicia típicamente en discontinuidades del cordón.

La Figura 31 muestra la fractura ocurrida en una tubería debido a corrosión bajo tensión.

Figura 31. Fractura ocasionada por corrosión bajo tensión.



Fuente. RUMICHE P, Francisco A., INDACOCHEA B., J. Ernesto. Estudios de Casos de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos. Unión y Ciencia Avanzada de Investigación de Materiales. Laboratorio de Materiales del Departamento de Ingeniería de la Universidad de Illinois Chicago. IL 60607 – USA. p.2.<<http://es.scribd.com/doc/55976868/01-Gasoductos-y-Oleoductos-Estudio-Fallas>>

La frecuencia de la falla en un sistema de tuberías depende de diversos factores que muchas veces no pueden ser cuantitativamente establecidos.

#### 4.3 EFECTOS DE FALLA

Para cada mecanismo de falla<sup>60</sup> deben indicarse los efectos de falla asociados. El "efecto de falla" es un breve descripción de "qué pasa cuando la falla ocurre". Por ejemplo, el efecto de falla asociado con el mecanismo de falla "impulsor desgastado" podría ser el siguiente: "a medida que el impulsor se desgasta, baja el nivel del tanque, hasta que suena la alarma de bajo nivel en la sala de control. El tiempo necesario para detectar y reparar la falla (cambiar impulsor) suele ser de 6 horas. Dado que el tanque se vacía luego de 4 horas, el proceso aguas abajo debe detenerse durante dos horas. No es posible recuperar la producción perdida, por lo que estas dos horas de parada representan una pérdida de ventas". Los efectos de falla deben indicar claramente cuál es la importancia que tendría la falla en caso de producirse.

En caso de no tener datos precisos para determinar el tiempo consumido en obtener la disponibilidad de todos los recursos necesarios, se puede utilizar como guía la siguiente tabla:

Tabla 5. Estimación de demoras para obtener disponibilidad de recursos

RECURSOS	Condiciones	TIEMPO ESTIMADO
MANO DE OBRA	Requiere mantenimiento especializado, no disponible en el área, sin contrato vigente	2 meses
	Requiere mantenimiento especializado, no disponible en el área, con contrato vigente	3 días
	Requiere mantenimiento disponible en el área	0
REPUESTOS	Requiere de repuestos de alto plazo de entrega/ importado	16 semanas
	Requiere de repuestos de medio plazo de entrega	8 semanas
	Requiere de repuestos de corto plazo de entrega	1 semana
	Requiere de repuestos existentes en stock	0

Fuente. REPSOL YPF. Estudio de Criticidad de equipos. Ingeniería de mantenimiento. STAFF TECNICO ABB. Julio 2005.pdf.

<sup>60</sup> AGUILAR OTERO, José R., TORRES ARCIQUE, Rocio y MAGAÑA JIMENEZ, Diana. Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la plantación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad .Corporación Mexicana de Investigación en Materiales. S.A. de C.V. Ciencia y tecnología. México. p.7. pdf

**Cuantificación del Efecto.** Cuantificar el efecto es la ponderación fundamental de la criticidad. Para ello se asigna los siguiente pesos relativos entre las variables de efecto: 45% para OPER, 45% para MAS, y 10% para COP.

#### **4.4 PERIODICIDAD DE FALLAS**

**4.4.1 Cuantificación de Frecuencias de Fallas.** La frecuencia de falla influye directamente sobre el valor de criticidad, ya que indica una repetición del efecto.

- **Frecuencia de fallas.**

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

Para obtener la frecuencia de falla se sigue el en orden jerárquico. O sea que de no contar con la primera fuente de información se recurre a la siguiente:

- **Índice MTBF:** Se toma de la gestión habitual en base al registro que se realiza en SAP.PM

- **Historial del equipo:** Se construye el índice MTBF en base a la información del comportamiento histórico que ha tenido este equipo.

- **Estimación para equipos nuevos sin historial:** se asumen frecuencias de fallas altas, media ó baja o en su defecto de otro equipo con características o condiciones operativas similares considerando las variables de Carga y Régimen.

Una vez determinados los valores de efecto, velocidad de reparación de la falla y frecuencia de ocurrencia de la falla, se cargan en la ecuación y se calcula la criticidad.

#### **4.5 FALLAS OCULTAS**

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad / temperatura /

presión, etc.). Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio). Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si ésta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima).)

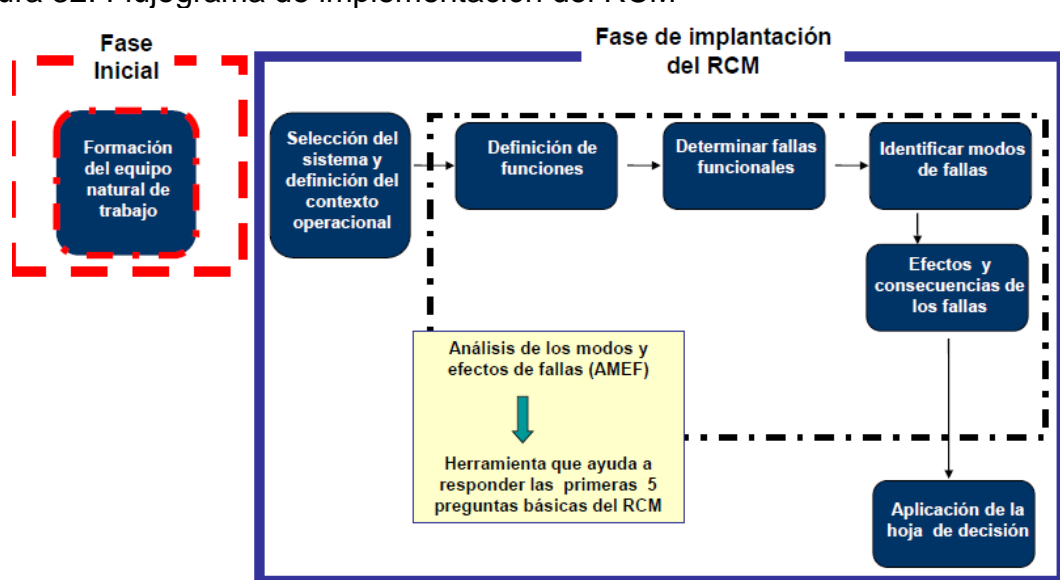
Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección esta para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

## 5. PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGÍA RCM.

### 5.1 RCM EN GASODUCTOS

El proceso de implementación del RCM en gasoductos requiere seguir una metodología que permita la identificación y elaboración del plan de mantenimiento, a través de actividades como el análisis de la criticidad, análisis de los modos de falla, efectos y criticidad (FMCA), jerarquización del riesgo, matriz de riesgo y la aplicación del diagrama de decisión de RCM con el que se hará la selección adecuada de las Tareas de Mantenimiento.

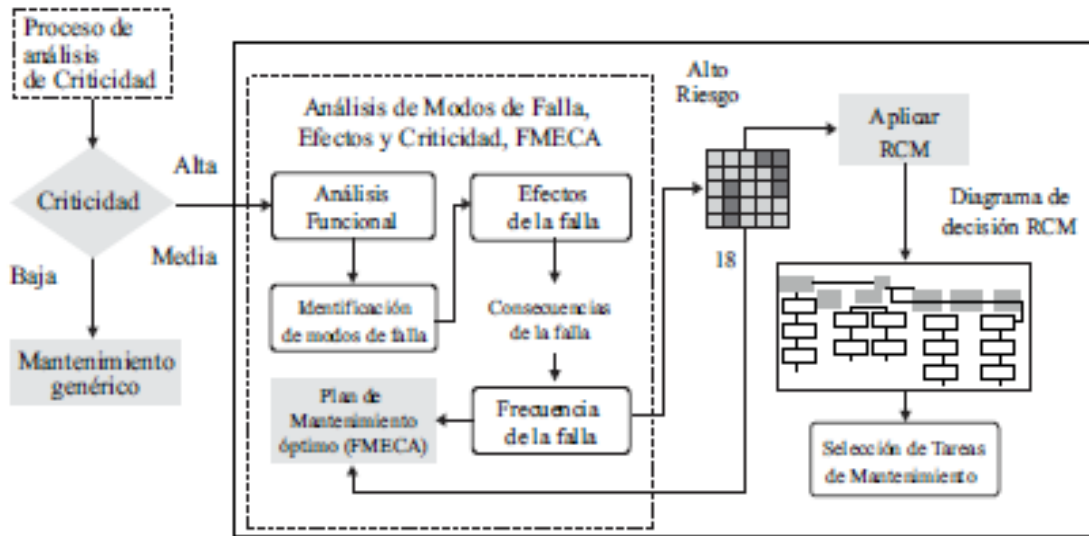
Figura 32. Flujoograma de implementación del RCM



Fuente. PARRA, Carlos. Curso y aplicación piloto: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) Nivel Expertos. TGI. Colombia Enero de 2011. Ppt.

La aplicación de la matriz de riesgo es fundamental para la jerarquización de los modos de falla. A cada modo de falla, le corresponde una acción de control de riesgo; deben ser analizados desde un nivel mayor de detalle, a fin de identificar la mejor estrategia de mantenimiento, ya sea preventivo o predictivo.

Figura 33. Modelo de Gestión del mantenimiento

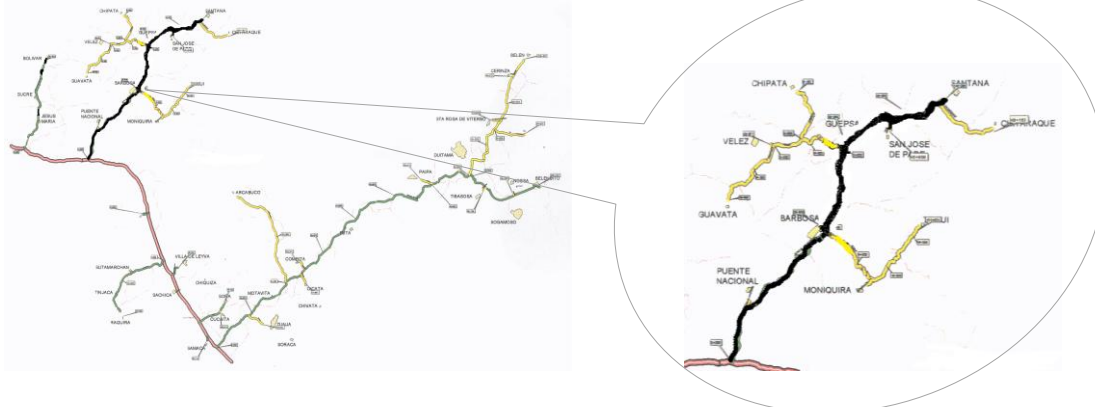


Fuente. AGUILAR OTERO, José R., TORRES ARCIQUE, Rocio y MAGAÑA JIMENEZ, Diana. Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la plantación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. Corporación Mexicana de Investigación en Materiales. S.A. de C.V. Ciencia y tecnología. México. p.5. pdf

## 5.2 APLICACIÓN DE RCM AL GASODUCTO (GBS) OTERO SANTANA.

**5.2.1 Ubicación del sistema en estudio.** El Gasoducto en estudio es la Troncal Otero Santana que cuenta con los ramales Togüi y Vélez, perteneciente al Distrito V cuya sede de operaciones es el municipio de Paipa.

Figura 34. Ubicación geográfica Distrito V. Tramo Otero Santana



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

**5.2.1.1 Contexto Operacional.** Dentro del Sistema GBS, el cual tiene como propósito el transporte de gas natural desde Cusiana - Porvenir - La Belleza, parte la Troncal Otero – Santana en 8", que entrega gas a 10 remitentes a una presión de línea de 440 Psig. (+/-10).

En la derivación Otero se regula la presión de 1.100 Psig aproximadamente a 440 Psig. (+/-10). Se hace distribución a 10 municipios ubicados en los departamentos de Santander y Boyacá.

- Descripción específica del sistema:

**Presión Max OP:** 1200 Psig.

**Presión Normal de Operación:** 440 +/- 10 Psig.

**Presión Max de Entrada:** 1200 Psig.

**Presión Min de Entrada:** 850 Psig.

**Long Troncal:** 45.3 Km.

**Diámetro:** 8".

**Tubería:** API 5LX 60.

**Puntos de Entrega:** 10.

**Volumen transportado Promedio:** 13,886 MPCD.

**Temperatura:** 55 +/- 10 °F

**Válvulas de Seccionamiento:** 1 en el Pk29+000 (Togüi).

**Válvulas de Derivación:** 10.

**City Gates:** 10.

**Presión de Entrega:** 60 Psig.

**Rectificadores:** 3 rectificadores.

- En Equipos principales:

**Tubería:** API 5LX 60, diámetro 8", Espesor 0,188" a 0,216", revestido en FBE.

**Válvula de Seccionamiento:** Válvula de Bola bridada de 8" ANSI 600 con actuador Bettis.

**Válvulas de Derivación:** Válvulas de bola de 2" ANSI 600, con actuador Neumático.

**City Gates:** Togüi y Vélez

**Rectificador:** Togüi.

**5.2.2 La Criticidad y su importancia.** Para el análisis de criticidad se aplicó una metodología que permite jerarquizar los sistemas, las instalaciones, y los equipos en función de los impactos globales producidos a fin de facilitar la toma de decisiones.

La importancia de la definición de criticidad del gasoducto en estudio radica en permitir enfocarnos en aquellas partes del sistema que afectan en forma determinante los siguientes aspectos:

- Repetición de fallas.
- Afectación del gasoducto respecto a seguridad, higiene y ambiente.
- Afectación del gasoducto respecto a la calidad del servicio.
- Afectación del gasoducto respecto al transporte de gas y penalizaciones asociadas
- Afectación a la imagen corporativa institucional.

**5.2.3 Análisis de criticidad.** Con el fin de establecer y seleccionar los sistemas críticos a ser evaluados para la aplicación del RCM, se analizó información de tipo cualitativo y cuantitativo relacionada con diversos factores tales como frecuencia de fallas, impacto en transporte-penalización-mantenimiento, impacto en seguridad-higiene-ambiente, impacto en calidad del servicio e impacto en imagen de la empresa en el Distrito V correspondiente al área de Gasoductos

En función de lo descrito anteriormente, se seleccionó para el análisis de la aplicación del RCM en el Distrito V los siguientes sitios críticos:

- Sistema GBS Troncal Otero Santana
- Ramal Togüi
- Ramal Vélez

El análisis de criticidad contempla tres aspectos:

- Alcance y propósitos.
- Importancia.
- Jerarquización.

Las unidades funcionales a las cuales se le evaluó la criticidad están definidas en la siguiente tabla:

Tabla 6. Listado de Unidades funcionales

LISTADO DE UNIDADES FUNCIONALES DISTRITO V	
ITEM	DESCRIPCIÓN
1	SISTEMA DE FILTRACIÓN
2	SISTEMA DE REGULACIÓN
3	SISTEMA DE MEDICIÓN
4	SISTEMA DE CONTROL DE CORROSIÓN
5	SISTEMA DE RESPALDO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
6	SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL
7	SISTEMA DE VÁLVULA
8	SISTEMA DE TUBERÍA
9	SISTEMA DE TRAMPAS DE RASPADORES

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales. Documento en Excel. 2010. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

**Sistema de filtración:** Corresponde al sistema de filtros y demás accesorios que permiten realizar el filtrar el gas.

**Sistema de Regulación:** Está conformado por los reguladores y demás accesorios para efectuar la función de regular la presión del gas.

**Sistema de Medición:** Corresponde al medidor de gas y demás accesorios que permitan realizar la función de medir el gas.

**Sistema de Control de Corrosión:** Comprende el sistema de protección catódica para el control de la corrosión del gasoducto en estudio.

**Sistema de Respaldo de Energía Eléctrica:** Está conformado por las UPS y demás accesorios eléctricos para dar respaldo al suministro de energía.

**Sistema de instrumentación y control:** Son todos los elementos para el control de las señales que son remitidas al sistema SCADA.

**Sistema de Válvulas:** Conformado por el conjunto de válvulas que permiten el control del flujo del gas para procesos operativos y manejo de emergencias.

**Sistema de Tubería:** Comprende la infraestructura construida en tuberías en acero al carbono API-5LX en sus diferentes grados.

**Sistema de Trampas de Raspadores:** Corresponde a las facilidades que permiten efectuar el proceso de limpieza interna y el lanzamiento de herramientas inteligentes para valoración del estado de las tuberías.

Para realizar el análisis se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

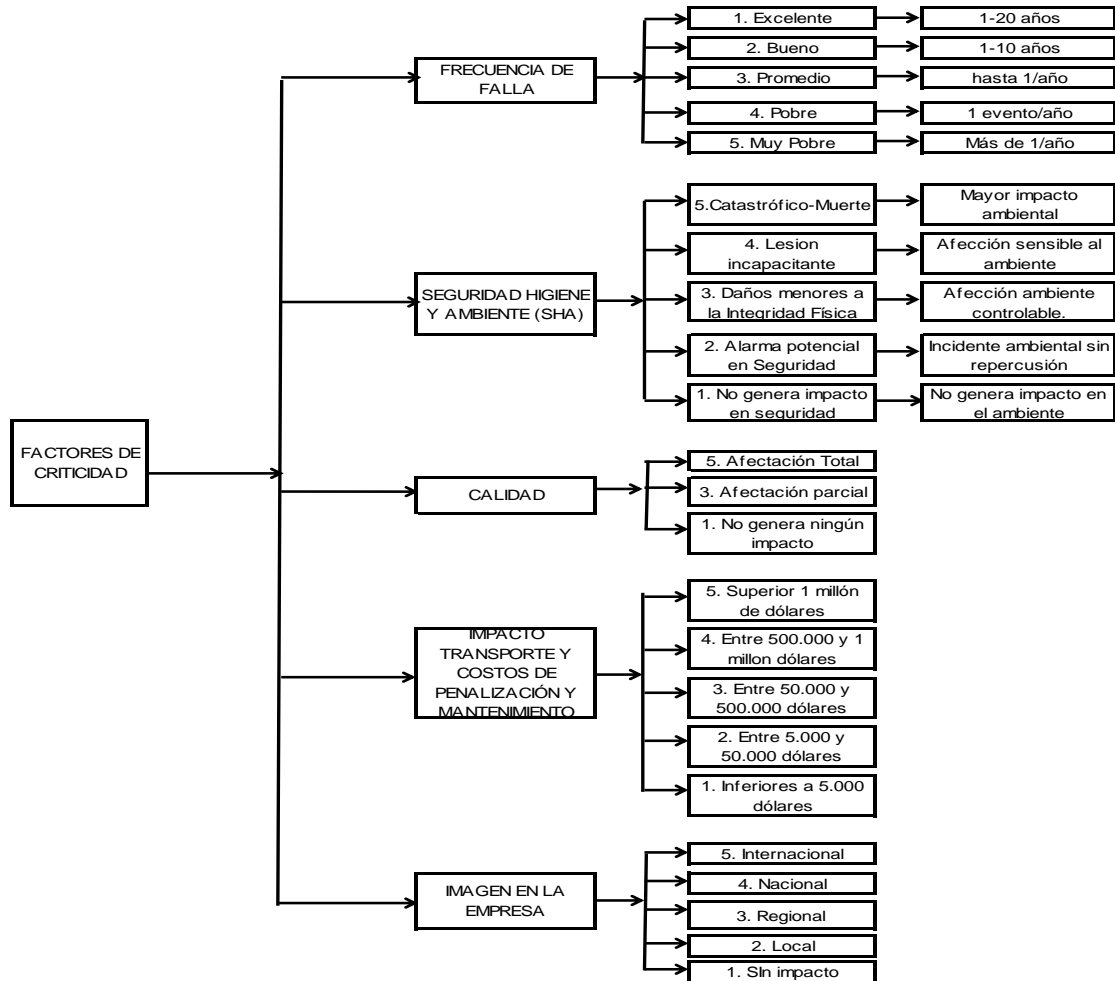
**Criticidad Total = Frecuencia x consecuencias.**

**Frecuencia = Número de fallas por año.**

**Consecuencia = Impacto SHA (Seguridad-Higiene-Ambiente) Calidad, Impacto en operación y Costos de reparación.**

**5.2.3.1 Factores de criticidad.** Como resultado del análisis de las variables anteriores se definió por parte del grupo de estudio la siguiente valoración de criticidad, en cada uno de los parámetros contemplados así:

Cuadro 5. Factores de Criticidad



Fuente. Los Autores

- **Frecuencia de fallas.**

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

Se considera como una frecuencia excelente cuando solo se ha presentado un evento de falla durante los últimos 20 años y se asigna una calificación de 1, bueno cuando solo ha ocurrido un evento durante los últimos 10 años y se le asigna una calificación de 2, promedio cuando solo ha ocurrido un evento de falla en los últimos 5 años y se le asigna una calificación de 3, pobre cuando ha ocurrido un evento en el último año y se califica con 4 y muy pobre cuando ha ocurrido más de un evento de falla en un año y su calificación es de 5.

- **Seguridad higiene y ambiente. (SHA)**

- 5.- Evento catastrófico: muerte y/o Alto impacto ambiental.
- 4.- Evento genera: lesión incapacitante y/o afectación sensible al ambiente.
- 3.- Evento genera: daños menores a la integridad física y/o afectación al ambiente controlable.
- 2.- Evento genera: alarma potencial en seguridad y/o incidente ambiental sin repercusión sobre la normativa legal vigente.
- 1.- No genera ningún impacto sobre la seguridad y el ambiente.

Se considera como un Evento catastrófico cuando se ha presentado muerte y/o Alto impacto ambiental y se asigna una calificación de 5, cuando un evento genera lesión incapacitante y/o afectación sensible al ambiente se le asigna una calificación de 4, si el Evento genera daños menores a la integridad física y/o afectación al ambiente controlable, se le asigna una calificación de 3, cuando el Evento genera alarma potencial en seguridad y/o incidente ambiental sin repercusión sobre la normativa legal vigente, se califica con 2 y si no genera ningún impacto sobre la seguridad y el ambiente, su calificación es de 1.

- **Calidad (CA)**

- 5.- Afectación total en calidad - Suministro (fuera de especificaciones: humedad, temperatura, presión y poder calorífico)
  - 3.- Afectación parcial en calidad - Suministro
  - 1.- No genera ningún impacto en calidad - Suministro
- Cuando la calidad ha sufrido afectación total, se asigna una calificación de 5, si la afectación es parcial, se le asigna una calificación de 3, y si la calidad no genera ningún impacto en calidad se le asigna una calificación de 1.

- **Impacto transporte y costos de penalización y mantenimiento (Penalización-Costos de mantenimiento)**

- 5.- Costos superiores a \$1.000.000 dólares.
- 4.- Costos entre 500.000 y \$ 1.000.000 dólares.
- 3.- Costos entre 50.000 y \$ 500.000 dólares

- 2.- Costos entre 5.000 y \$ 50.000 dólares.
- 1.- Costos inferiores a\$ 5.000 dólares.

Con respecto a este ítem, si los costos son superiores a \$1.000.000 dólares, se asigna una calificación de 5, cuando los costos están entre 500.000 y \$ 1.000.000 dólares, se le asigna una calificación de 4, costos entre 50.000 y \$ 500.000 dólares, se le asigna una calificación de 3, costos entre 5.000 y \$ 50.000 dólares, se califica con 2 y si los costos son inferiores a\$ 5.000 dólares su calificación es de 1.

- **Imagen de la empresa**

- 5.- Internacional: interés público internacional.
- 4.- Nacional: interés público nacional.
- 3.- Regional: interés público regional.
- 2.- Local: interés público local.
- 1.- Sin impacto.

Cuando el impacto de la imagen de la empresa es a nivel internacional, se asigna una calificación de 5, si el impacto de la imagen es a nivel nacional, se le asigna una calificación de 4, si el impacto de la imagen de la empresa es a nivel Regional, se asigna una calificación de 3, si el impacto de la imagen es a nivel Local, se le asigna una calificación de 2, pero si no tiene ningún impacto en la sociedad, se asigna una calificación de 1.

El resultado de este análisis fue plasmado en una matriz definiendo en colores la criticidad a analizar.

Tabla 7. Matriz de Criticidad

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

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

CONSECUENCIAS

Fuente. PARRA, Carlos. Taller Práctico: Desarrollo del Modelo de Criticidad. Ingecon. 2010. ppt. <[www.confiableidadoperacional.com](http://www.confiableidadoperacional.com)>.

Para llevar a cabo el procesamiento de esta información se dividió el trabajo en 2 fases:

1. Elaboración de la matriz para los equipos de alta criticidad.
- 2 Elaboración de la matriz para los equipos de mediana y baja criticidad.

En la tabla de Jerarquización de los Sistemas. Análisis de Criticidad, se puede observar los puntos del sistema analizados en el Distrito V, donde se encuentran incluido el Tramo Otero-Santana. La criticidad de los equipos fue estudiada teniendo en cuenta la matriz de criticidad antes mencionada.

Tabla 8. Jerarquización de los Sistemas. Análisis de Criticidad.

Código de Equipo	Denominación	FRECUENCIA FALLAS	SHA	CA	IP-CM	Imagen	CONSECUENCIAS	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Sistema GBS	GBS	5	4	3	3	3	4	20	Muy Alta Criticidad
Troncal	Teatinos - Belencito	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
Válvulas Seccionamiento	Oicata	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
	Tuta	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
	Duitama	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
	Chicamocha	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
Valvulas de Derivaciones	Arcabuco	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tunja	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
	Motavita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Oicata	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Combita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tuta	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Paipa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Duitama	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Belen	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Santa Rosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Cerinza	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Foresta	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tibasosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Sogamoso	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Nobsa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Ramales	Arcabuco	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tunja	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
	Motavita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Oicata	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Combita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tuta	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Paipa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Duitama	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Belen	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Santa Rosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Cerinza	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Foresta	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tibasosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Sogamoso	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Nobsa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Arcabuco	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tunja	1	4	3	3	3	4	4	Media Criticidad
	Motavita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Oicata	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Combita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tuta	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Paipa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Duitama	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Belen	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Santa Rosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Cerinza	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Foresta	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Tibasosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Sogamoso	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Nobsa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Belencito	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
Rectificadores	Belen	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
	Belencito	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
	Duitama	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
	Oicata	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
	Raquira	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
	Arcabuco	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad

Troncal	Samacá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Samacá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	City Gate Samacá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Troncal	Sora	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Sora	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Sora	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Cucaita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Cucaita	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Troncal	Sachica	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Sachica	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Sachica	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Troncal	Villa de Leiva	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Villa de Leiva	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Villa de Leiva	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Troncal	Raquira	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Raquira	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Sutamarchan	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Tinjaca	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Raquira	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Sutamarchan	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
	Tinjaca	1	4	3	3	2	4	4	Media Criticidad
Troncal	Santa Sofia	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivación	Santa Sofia	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Santa Sofia	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Troncal	Otero - Santana	5	4	3	3	3	4	20	Muy Alta Criticidad
Tramo	Otero - Togüi	1	3	3	4	3	4	4	Media Criticidad
Derivación	Puente Nacional	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Válvulas	Togüi	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Seccionamiento	Togüi	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Tramo	Togüi - Santana (Cruce Rio suarez) (Km 21+100) (Km 38+100) (Km 38+920) (Km 39+100)	5	4	3	3	3	4	20	Muy Alta Criticidad
Derivaciones	Barbosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Togüi	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Monquirá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Velez	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Chipatá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Guavatá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Guepsa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	San Jose de Pare	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Chitaraque	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Puente Nacional	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Barbosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Togüi	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Monquirá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Velez	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Chipatá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Guavatá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Guepsa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	San Jose de Pare	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Santana	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Chitaraque	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Ramales	Puente Nacional	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Barbosa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Togüi	5	3	3	2	2	3	15	Muy Alta Criticidad
	Monquirá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Velez	4	3	3	2	2	3	12	Alta Criticidad
	Chipatá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Guavatá	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Guepsa	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	San Jose de Pare	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Chitaraque	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Rectificadores	Puente Nacional	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
	San Jose de Pare	3	1	1	1	1	1	3	Media Criticidad
	Togüi	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
Troncal	Bolivar	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Derivaciones	Bolivar	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Jesús María	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Sucre	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
City Gate	Bolivar	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Jesús María	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Sucre	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Ramales	Jesús María	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
	Sucre	1	4	3	2	2	4	4	Media Criticidad
Rectificador	Jesús María	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad

Código de Equipo	Denominación	FRECUENCIA FALLAS	SHA	CA	IP-CM	Imagen	CONSECUENCIAS	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
Gasoducto	Porvenir - La Belleza	2	4	3	4	4	4	8	Media Criticidad
Tramo	Porvenir - Miraflores	1	4	3	4	4	4	4	Media Criticidad
Válvulas Seccionamiento	Ururia	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
	Morro	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
Válvula derivación	Miraflores	1	2	3	2	3	3	3	Baja Criticidad
Protección Catodica	Rectificador Mocacias	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
Trampas de raspadores	Miraflores	1	4	3	4	4	4	4	Media Criticidad
Tramo	Miraflores - Sutamarchan	1	4	3	4	4	4	4	Media Criticidad
Válvulas Seccionamiento	La Colorada	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
	Jenesano	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
	Samacá	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
Válvulas derivación	Teatinos	1	2	3	3	3	3	3	Baja Criticidad
	Sora y Cucaita	1	2	3	2	2	3	3	Baja Criticidad
	Sachica	1	2	3	2	2	3	3	Baja Criticidad
	Villa de Leiva	1	2	3	2	2	3	3	Baja Criticidad
	Raquira Sutamarchan	1	2	3	2	2	3	3	Baja Criticidad
Protección Catodica	Rectificador Samcá	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
Trampas de raspadores	Sutamarchan	1	4	3	4	4	4	4	Media Criticidad
Tramo	Sutamarchan - La Belleza	1	4	3	4	4	4	4	Media Criticidad
Válvulas Seccionamiento	Santa Sofia	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
	El Hatillo	1	3	1	2	4	4	4	Media Criticidad
	Scada	1	2	1	1	1	2	2	Baja Criticidad
Válvulas derivación	Santa Sofia	1	2	3	2	2	3	3	Baja Criticidad
	Otero	1	2	3	3	3	3	3	Baja Criticidad
	Cerro La Gloria	1	2	3	2	2	3	3	Baja Criticidad
Protección Catodica	Rectificador Laderas	1	1	1	1	1	1	1	Baja Criticidad
Trampa de raspadores	LA Belleza	1	4	3	4	4	4	4	Media Criticidad

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales. Documento en Excel. 2010. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Evaluados los aspectos y las variables anteriormente mencionadas se presenta a continuación en resumen el resultado del análisis de criticidad aplicado a la Troncal Otero Santana y los ramales Vélez y Togüi, los cuales fueron establecidos como de alta criticidad.

Tabla 9. Resumen Criticidad del Gasoducto.

APLICACIÓN ESTRATEGIA CONFIABILIDAD RCM-RCA		GASODUCTO SISTEMA GBS DISTRITO 5							EVALUACIÓN DE CRITICIDAD
		CARACTERÍSTICAS FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN			VARIABLES OPERACIONALES			ALES COMPON	
		PRESION	FLUJO	VOLUMEN	CONTROLADAS	MONITORIZADAS	9		
GASODUCTO GBS	TRONCAL OTERO - SANTA ANA	Mini 350 psi - Max. 1200 psi.	578,5 Mscfh	13886 Mscfd	Presión	X	X	Troncal Otero - Santa Ana	Muy alta criticidad
	Ramal Toguí	Mini 350 psi - Max. 1200 psi.	0,127 Mscfh	3,06 Mscfd	Presión	X	X	Troncal Otero - Santa Ana	Muy alta criticidad
	Ramal Velez	Mini 350 psi - Max. 1200 psi.	1,44 Mscfh	34,7 Mscfd	Presión	X	X	Troncal Otero - Santa Ana	Alta Criticidad

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales. Documento en Excel. 2010. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

**5.2.4 Modos, causas y efectos de falla (AMEF).** Se analizaron los principales modos de falla sobre el sistema, en conjunto con el personal de operación y mantenimiento y demás integrantes del grupo de trabajo que aportaron su conocimiento y experiencia del sistema, cabe anotar que el modo de falla es el elemento que comúnmente falla y que es representativo en un sistema o volumen de control. Para poder cumplir con este objetivo el grupo de trabajo de RCM realizó un análisis de modos, causas y efectos de fallas siguiendo la siguiente secuencia:

Determinación de funciones de los activos del área seleccionada y sus respectivos estándares de operación.

- Definición de fallas funcionales asociadas a cada función del activo.
- Definición de modos de falla asociados a cada falla funcional.
- Establecimiento de efectos o consecuencias asociadas a cada modo de falla.

Los resultados se presentan en la tabla Modos de Falla consolidando la información relativa al comportamiento de falla de cada componente para luego evaluar el riesgo y posteriormente definir acciones de mantenimiento.

Tabla 10. Modos de falla

CENTRO OPERACIONAL	EQUIPOS	MODO DE FALLA	TRONCALES-RAMALES	EQUIPOS	MODO DE FALLA
		<b>Fallas Externas</b>			
	Sistema de Filtración	Elemento filtrante Sistemas de drenajes		<b>Sistema de Tuberías</b>	Tubería superficial Tubería Enterrada Cruce Aereo Cruce Subfluvial Soporte Mecanico Tubería valvula de seccionamiento
	Sistema de regulación	Dispositivos de regulacion (mangas, pilotos, bloques restrictores) Dispositivo de control de regulacion Actuador de regulacion		<b>Sistema Válvulas</b>	Sello de valvula de seccionamiento actuador de la valvula de seccionamiento empaquete flexitalico de la valvula de seccionamiento Intrumentación valvula de seccionamiento Valvula de derivación instrumentación valvula de derivacion actuador de la valvula de derivacion empaquete flexitalico de la valvula de derivación actuador de la valvula de seccionamiento
	Sistema de Medición	Elemento primario Elementos secundarios Elemento terciario		<b>Sistema de Trampas de Recepción y Envío</b>	Tapa de la trampa Empaque de la trampa Válvula de drenaje de la trampa Accesorios de la trampa: manómetros Indicador de paso de la herramienta Valvula de pateo Valvula de venteo
	Sistema de monitoreo de corrosión interna	Plug Varilla portacupón Access fitting Válvula del sistema retráctil Bridas y empaquetadura		<b>Sistema Monitoreo de Corrosión Interna</b>	Plug Varilla portacupón Access fitting Válvula del sistema retráctil Bridas y empaquetadura
	Sistema de energía de respaldo	Sistema de combustible Generador Motor Sistema de control o protecciones UPS Banco de baterías			
	Genéricos instrumentación y control	Sensores de instrumentación. Sistema de Comunicación			

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Modos de falla consolidados en el Distrito V. Excel. 2010.<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co.

**5.2.4.1 ¿Cómo fallan los gasoductos de Transporte?.** Las fallas en los gasoductos de transporte están asociadas a la pérdida funcional de los sistemas identificados en la columna de equipos correspondientes a la Tabla 11.

**5.2.4.2 ¿Porque fallan los Gasoductos?** El porqué de las fallas en gasoductos de transporte se asocia a tres tipos de causas:

- **Fallas de Diseño:** Cuando se diseña bajo condiciones sub estándar de ingeniería de gas.
- **Fallas mecánicas:** Se asocia con acciones antrópicas o fenómenos de la naturaleza sobre el gasoducto.(ver numeral 4.2 Causas de fallas)
- **Fallas Operacionales:** Generadas por desviaciones en procesos o errores humanos, se asocia a la confiabilidad humana.

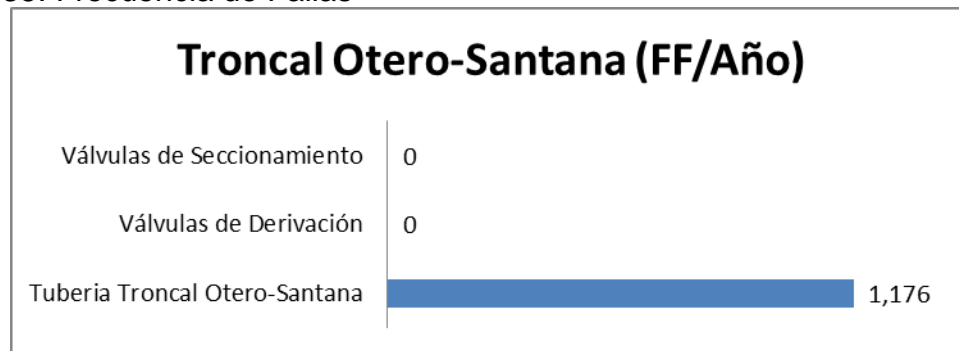
**5.2.5 Periodicidad o Frecuencias de falla.** La frecuencia de falla está asociada al número de eventos en los cuales el elemento pierde su capacidad funcional, está relacionada con indicadores de desempeño claves como la mantenibilidad y la confiabilidad. Para el caso de estudio, se analizó la frecuencia de falla de históricos de mantenimiento y de la experiencia del grupo de trabajo.

$$FF = 1/TPO^{(*)}$$

(\*) TPO= Tiempo promedio operativo.

Para la troncal Otero Santana se presenta una frecuencia de falla de 1,17 veces al año, este fallamiento es producido por la falla geológica del Río Suarez la cual atraviesa la zona geográfica donde se encuentra instalada la tubería del gasoducto Otero Santana.

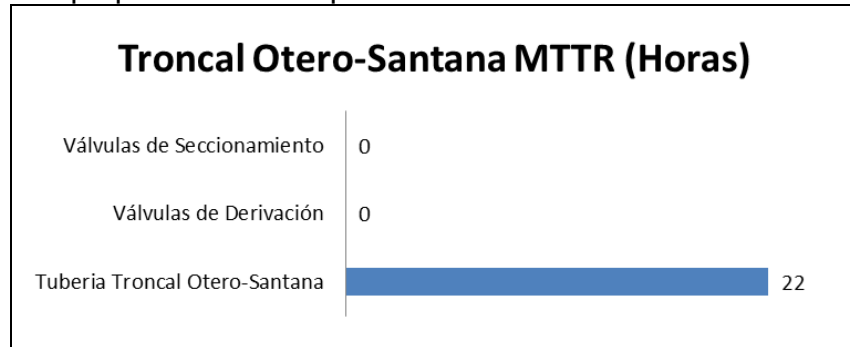
Figura 35. Frecuencia de Fallas



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Consolidados del Distrito V. TGI S.A. E.S.P. Documento de Excel. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Durante los eventos de falla producidos en los últimos 5 años el tiempo de reparación fue de 22 horas en promedio.

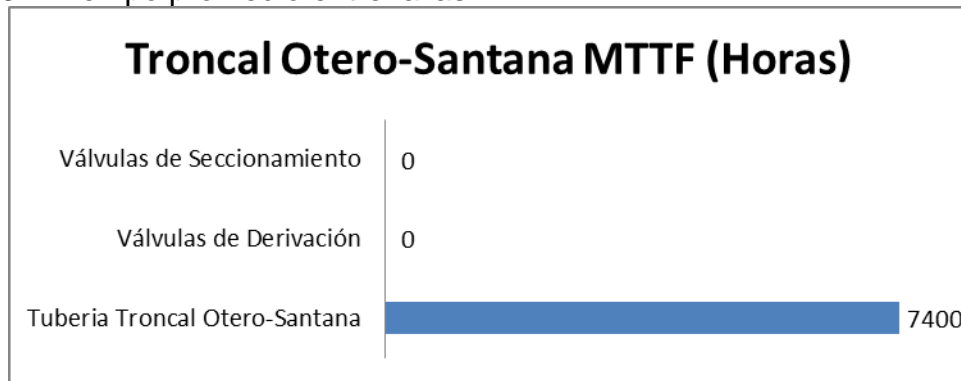
Figura 36. Tiempo promedio de reparación



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Consolidados del Distrito V. TGI S.A. E.S.P. Documento de Excel. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

Teniendo en cuenta el número de roturas producidas por el desplazamiento de la falla geológica del río Suarez se observa que el tiempo entre fallas es de 7.400 horas.

Figura 37. Tiempo promedio entre fallas



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Consolidados del Distrito V. TGI S.A. E.S.P. Documento de Excel. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

En la siguiente tabla se observan los diferentes sistemas de la troncal Otero Santana con sus modos y frecuencias de falla

Tabla 11. Análisis de fallas en el Gasoducto GBS

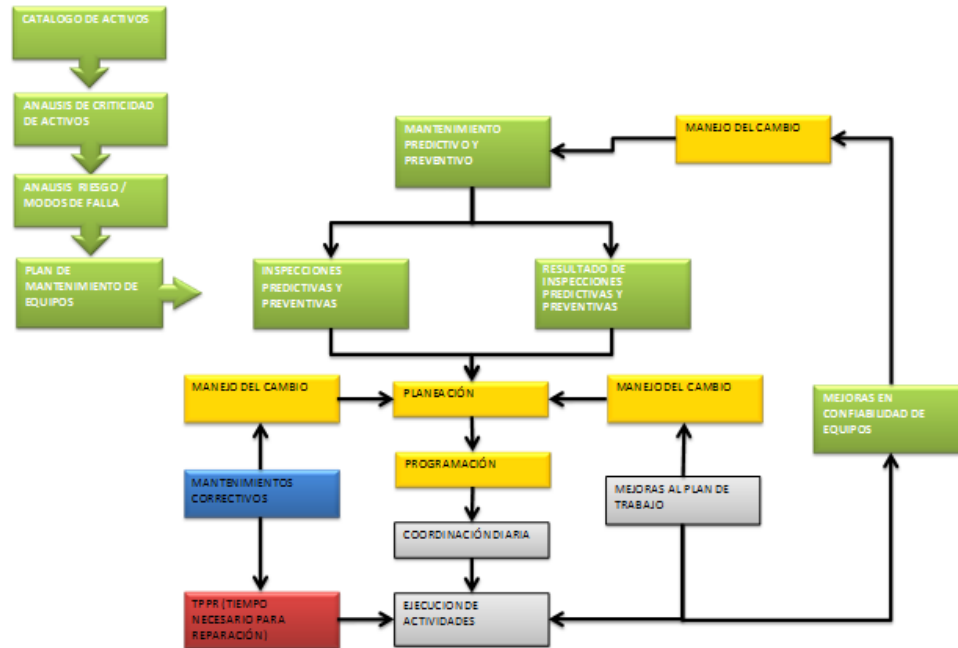
Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Tipo de acción correctiva (Reparación o Cambio)	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. M\$/hora	Costos directos por falla M\$/falla	Imp. SHA M\$/falla, incluye pérdida humana una en 20 años	Riesgo M\$/año Dolares
Gasoducto GBS Tramo Togui - Santana (Transportar, Almacenar de forma hermetica gas natural a partir de la Troncal Cusiana - Porvenir - La Belleza en Otero hasta Santana y entregando gas a 9 puntos a una presión de línea de 440 Psig. (+/-10).)	A	Indisponibilidad para transportar gas. (no Transporta)	1	Tubería	Cambio de tramo	0.6	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Caída de presión Acción correctiva: Reparación de tubo	36	\$ 6,949.31	\$ 74,473.68	\$ 3,684.21	\$ 196,999.93
	2		Falla Geologica	Cambio de tramo de tubería	0.6	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Caída de presión Acción correctiva: Reparación de tubo	36	\$ 6,949.31	\$ 74,473.68	\$ 3,684.21	\$ 196,999.93	
	3		Geotecnia	Inspección de obras de Geotecnia (recorrido del derecho de vía)	1	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Destape de tubería Acción correctiva: Reparación de obras	32	\$ -	\$ 2,421.05	\$ -	\$ 2,421.05	
				Inspección aérea al dercho de vía	1	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Destape de tubería Acción correctiva: Reparación de obras	2	\$ -	\$ 2,105.26	\$ -	\$ 2,105.26	
				Mantenimiento a las obras de geotecnia y construcción de nuevas obras	1	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Destape de tubería Acción correctiva: Reparación de obras	40	\$ -	\$ 7,894.74	\$ 1,052.63	\$ 8,947.37	
	4		Acción de Terceros	Talleres de educación y socialización de las comunidades adyacentes.	0.1	Evidente: <b>no</b> Afecta el SHA : <b>no</b> Efecto operacional (síntomas): Destape de tubería Acción correctiva: Reparación de obras	240	\$ 13.94	\$ 74,473.68	\$ 3,684.21	\$ 8,150.37	
	5		Sismos	Cambio de tramo	0.6	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Destape de tubería Acción correctiva: Reparación de obras	36	\$ 6,949.31	\$ 74,473.68	\$ 3,684.21	\$ 196,999.93	
6	Amenazas Naturales ( Rayo, inundaciones, socavaciones)	Recorrido e inspección a puntos criticos	0.5	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Destape de tubería Acción correctiva: Reparación de obras	32	\$ 112,561.65	\$ 74,473.68	\$ 3,684.21	\$ 1,840,065.28			
Sistema de tubería (cruce del Rio suárez)		Indisponibilidad para transportar gas. (no Transporta)	1	Cruce Subfluvial	Cambio de tubería	0.3	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Rotura de tubería Acción correctiva: Reemplazo de tramo	120	\$ 9,999.60	\$163,157.89	\$ 7,894.74	\$ 411,301.39
			1									

SISTEMAS DE VALVULAS DE SECCIONAMIENTO TOGUI	Hacer cortes de flujo (tiene pase de flujo no tiene hermeticidad)	1	Valvula seccionamiento Toqui (Seccional), de bola de 8"x600, API 6D	Cambio	0.1	Evidente: <b>Si</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): No hace corte deja pasar flujo Acción correctiva: Cambio de válvula	36	\$ 6,949.31	\$ 33,052.63	\$ 3,684.21	\$ 28,691.22
		3	Actuador de la valvula de seccionamiento	Cambio	0.1	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no actua para cierre de emergencia de la válvula Acción correctiva: Calibración de la instrumentación	8	\$ -	\$ 4,326.63	\$ -	\$ 432.66
		5	Instrumentación valvula de seccionamiento	Inspección y calibración de instrumentación	6	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no actua para cierre de emergencia de la válvula Acción correctiva: Calibración de la instrumentación	4	\$ -	\$ 326.63	\$ -	\$ 1,959.80
				Inspección y pruebas a elementos de comunicación (scada)	6	Evidente: <b>Si</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no hay comunicación ni control remoto Acción correctiva: inspección y verificación de comunicación	4	\$ -	\$ 326.63	\$ -	\$ 1,959.80
		Ramal Toqui	Indisponibilidad para transportar gas. (no Transporta)	1	Tuberia	Cambio de tramo	0.4	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Caída de presión Acción correctiva: Reparación de tubo	36	\$ 192.21	\$ 17,157.89
2	Valvula de derivación (Ramal Toqui)			Cambio	0.1	Evidente: <b>Si</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): No hace corte deja pasar flujo Acción correctiva: Cambio de válvula	36	\$ 192.21	\$ 20,080.40	\$ 1,005.03	\$ 2,800.52
3	Instrumentación valvula de derivación			Inspección y calibración de instrumentación	6	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no actua para cierre de emergencia de la válvula Acción correctiva: Calibración de la instrumentación	4	\$ -	\$ 326.63	\$ -	\$ 1,959.80
				Inspección y pruebas a elementos de comunicación (scada)	6	Evidente: <b>Si</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no hay comunicación ni control remoto Acción correctiva: inspección y verificación de comunicación	4	\$ -	\$ 326.63	\$ -	\$ 1,959.80
4	Actuador de la valvula de derivación			Cambio	0.1	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no actua para cierre de emergencia de la válvula Acción correctiva: Calibración de la instrumentación	8	\$ -	\$ 2,326.63	\$ -	\$ 232.66
Ramal Velez	Indisponibilidad para transportar gas. (no Transporta)	1	Tuberia	Cambio de tramo	0.2	Evidente: <b>si</b> Afecta el SHA : <b>Si</b> Efecto operacional (síntomas): Caída de presión Acción correctiva: Reparación de tubo	36	\$ 311.39	\$ 17,157.89	\$ 1,005.03	\$ 5,874.61
		2	Valvula de derivación (Ramal Velez)	Cambio de Válvula	0.1	Evidente: <b>Si</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): No hace corte deja pasar flujo Acción correctiva: Cambio de válvula	36	\$ 311.39	\$ 20,080.40	\$ 1,005.03	\$ 3,229.55
		3	Instrumentación valvula de derivación	Inspección y calibración de instrumentación	6	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no actua para cierre de emergencia de la válvula Acción correctiva: Calibración de la instrumentación	4	\$ -	\$ 326.63	\$ -	\$ 1,959.80
				Inspección y pruebas a elementos de comunicación (scada)	6	Evidente: <b>Si</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no hay comunicación ni control remoto Acción correctiva: inspección y verificación de comunicación	4	\$ -	\$ 326.63	\$ -	\$ 1,959.80
		4	Actuador de la valvula de derivación	Cambio	0.1	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): no actua para cierre de emergencia de la válvula Acción correctiva: Calibración de la instrumentación	4	\$ -	\$ 2,326.63	\$ -	\$ 232.66
SISTEMAS DE TRAMPAS DE RECEPCION Y ENVIO	No Opera	1	Barril de trampa (tapa, empaque indicador de paso de marrano)	Inspección y engrase	0.3	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): Difícil de abrir y cerrar Acción correctiva: limpieza y engrase	4	\$ -	\$ 351.76	\$ -	\$ 105.53
		2	Valvulas (drenaje, patteo, vertico, seguridad , recibo y salida)	Inspección y engrase	0.1	Evidente: <b>No</b> Afecta el SHA : Np Efecto operacional (síntomas): Fuga de gas Acción correctiva: Cambio de empaque	4	\$ -	\$ 351.76	\$ -	\$ 35.18

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales Documento de Excel. 2010<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

**5.2.6 Actividades de mantenimiento y tiempos asociados.** La ejecución de actividades tendientes a lograr establecer el marco de referencia de un programa de mantenimiento centrado en confiabilidad RCM considera una serie de pasos necesarios para fundamentar las bases técnicas de las decisiones que se tomen como producto del análisis en mención.

Figura 38. Flujograma de actividades de mantenimiento



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe de Aplicación piloto de la Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en el distrito V. p21. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Todas las decisiones tomadas provienen de un análisis previo que tiene como propósito conocer el activo, su frecuencia de fallos, el costo de su reparación, entre otros diversos factores que van dando el horizonte sobre la estructura de riesgo con que cuenta cada elemento principal de la infraestructura de la compañía. El Flujograma de actividades ilustra el proceso de toma de decisiones una vez implementado el programa, el cual es cíclico y se realimenta constantemente de la experiencia y la minería de datos que se obtiene con un plan bien estructurado.

La estrategia de mantenimiento que se ejecutaba en los distritos del área de gasoductos, correspondía a rutinas establecidas por los antiguos operadores programando en un entorno de Excel con la nueva estrategia de RCM se ha se han migrando al módulo SAP-PM llevando el control detallado del desarrollo de

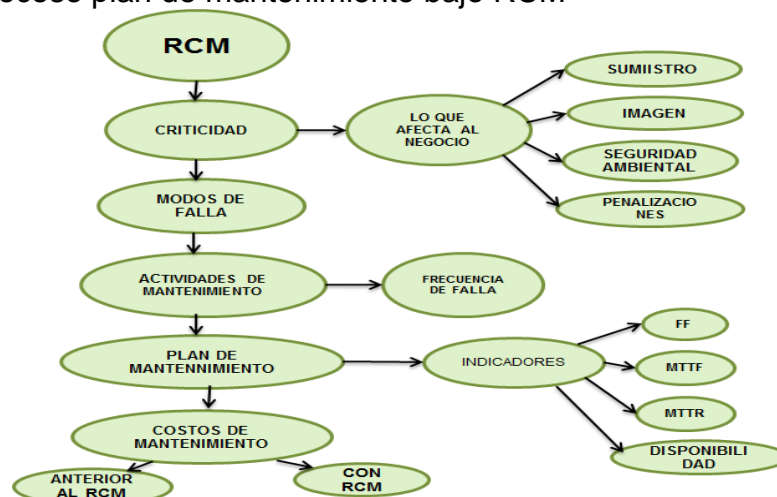
cada actividad, así como dejando en el sistema el registro de la Orden Ejecutada con su respectivo Check List, Registro de Calidad y ATS.

TGI S.A. E.S.P. ejecuta directamente a través de sus recursos de personal y equipos, actividades de mantenimiento predictivos, preventivos y correctivos menores. Igualmente existen otras actividades, en su gran mayoría especializadas, que son contratadas a través de terceros.

Con el fin de establecer y seleccionar los sistemas críticos<sup>61</sup>, a ser evaluados para la aplicación de RCM, se analizó información de tipo cualitativo y cuantitativo relacionada con diversos factores tales como frecuencia de fallas, impacto en transporte-penalización-mantenimiento, impacto en seguridad-higiene-ambiente, impacto en calidad del servicio e impacto en imagen de la empresa.

**5.2.6.1 Estrategia de Frecuencia de actividades bajo RCM para el plan de mantenimiento propuesto.** Conocidas las frecuencias de falla de las unidades funcionales establecidas mediante registros históricos reales de falla, se proponen las nuevas actividades ajustadas con una frecuencia inferior a la frecuencia histórica de falla, es decir se intervienen los componentes del sistema GBS, con actividades de mantenimiento antes que ocurra el punto de falla, (ver Figura 29. Evolución de la Falla Funcional en el tiempo).

Figura 39. Proceso plan de mantenimiento bajo RCM



Fuente. Los autores

<sup>61</sup> PINEDA, Guillermo. Informe Avance del Proceso de Implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Bucaramanga. Marzo 2011. TGI.18p.

**5.2.6.2 Ingreso de Rutinas en SAP PM.** Luego de estimar los modos de falla y las frecuencias de falla se determinaron las actividades de mantenimiento con las nuevas frecuencias las cuales quedaron ingresadas en SAP PM según la metodología RCM.

Figura 40. Programa SAP

S	Orden	Cl.	Inic. extr.	Texto breve	Inic. real	Fecha fin real	Denominación de la ubicaci
	20000396	OT02	15.02.2010	Inspecc/Mto válv de derivación	19.02.2010	19.02.2010	Válvula Derivación Santa Ro
	20000401	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	26.02.2010	26.02.2010	Válvula Derivación Tibasosa
	20000410	OT02		Inspecc/Mto válv de deriva scada	12.02.2010	12.02.2010	Válvula Derivación Togui
	20000413	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	11.02.2010	11.02.2010	Válvula Derivación Velez
	20000411	OT02		Insp/Mto válv secc con energia comercia	12.02.2010	12.02.2010	Válvula Seccionamiento Tog
	20000379	OT02	16.02.2010	Insp/Mto válv secc sin energia comercia	09.02.2010	23.02.2010	Valv Seccionamiento De Mir
	20000386	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	23.02.2010	23.02.2010	Valv Derivación De Miraflore
	20000417	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	11.02.2010	11.02.2010	Válvula Derivación Chitarraq
	20000404	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	16.02.2010	16.02.2010	Válvula Derivación Diaco
	20000402	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	18.02.2010	18.02.2010	Válvula Derivación Paipa
	20000416	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	17.02.2010	17.02.2010	Válvula Derivación San Jose
	20000547	OT02	17.02.2010	Mantenimiento correctivo SCADA Raquira	17.02.2010	18.02.2010	City Gate Recibo Raquira
	20000399	OT02		Inspecc/Mto válv de deriva scada	26.02.2010	26.02.2010	Válvula Derivación Duitama
	20000400	OT02		Insp/Mto válv secc sin energia comercia	18.02.2010	26.02.2010	Válvula Seccionamiento Dui
	20000406	OT02	19.02.2010	Inspecc/Mto válv de derivación	05.02.2010	05.02.2010	Válvula Derivación Combita
	20000418	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	11.02.2010	11.02.2010	Válvula Derivación Moniquiri
	20000403	OT02		Insp/Mto válv secc con energia comercia	25.02.2010	26.02.2010	Válvula Seccionamiento Chi
	20000409	OT02	22.02.2010	Inspecc/Mto válv de derivación	05.02.2010	05.02.2010	Válvula Derivación Arcabuco
	20000408	OT02		Inspecc/Mto válv de derivación	26.02.2010	26.02.2010	Válvula Derivación Tunia

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) p 6 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

**5.2.7 Riesgo asociado a actividades de mantenimiento<sup>62</sup>.** Se determinó que para cada modo de falla y según su frecuencia de mantenimiento anterior, una serie de costos asociados para el desarrollo de cada actividad, así mismo se planteó un comparativo de mantenimiento propuesto con sus costos asociados que a su vez se compararon contra el riesgo económico.

Para lograr estimar costos de mantenimiento se desarrolló una hoja de cálculo en Excel la cual sirvió de parámetro base para migrar los costos a las demás instalaciones y permitir estimar de una forma sencilla los costos asociados a cada actividad de mantenimiento para estar dentro del marco de un análisis de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM). Una vez determinados estos valores se procedió a realizar un comparativo de costos entre las frecuencias de mantenimiento preventivo anteriores y las frecuencias de mantenimiento

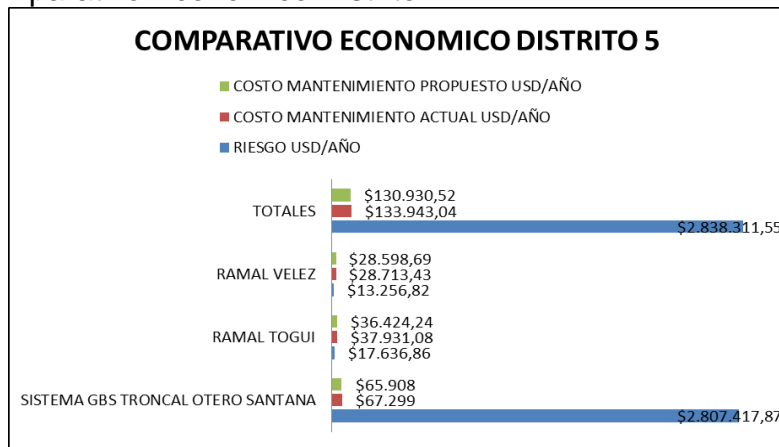
<sup>62</sup> Ibíd.p6

preventivo propuestas de tal forma que se pueda atacar el riesgo asociado y en muchos casos generar un estimado de ahorro variando sus frecuencias. Finalmente se realiza un comparativo del riesgo económico vs costos de mantenimiento anterior vs costos de mantenimiento por RCM, lo cual permite tener un parámetro de decisión de ajuste para las rutinas de mantenimiento.

Los costos asociados a la estrategia de mantenimiento anterior ascendían a la suma de USD\$ 133.943/Año y se propone un mantenimiento según la metodología RCM con un costo de USD\$ 130.930/Año lo cual representa una disminución en de USD\$3.013/Año.

Seguidamente, se procede a implementar las nuevas frecuencias de mantenimiento que serán controladas por el área de planeación la cual iniciará el monitoreo constante de los indicadores planteados por la metodología que servirán de base para la toma de decisiones de una forma continua. El proceso RCM es un proceso cíclico de realimentación que permite optimizar procesos de una forma eficiente y con una sólida fundamentación técnica y económica.

Figura 41. Comparativo Económico Distrito V



Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) p 10 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

**5.2.8 Plan de mantenimiento propuesto.** El plan de mantenimiento propuesto está determinado por las nuevas actividades de mantenimiento, redefinidas bajo la modalidad del RCM partiendo del parámetro criticidad y del modo de falla. Se restablecieron actividades y frecuencias, se calcularon costos de mantenimiento y riesgo asociado para finalmente comparar el costo asociado a la nueva estrategia de mantenimiento referenciada respecto al plan de mantenimiento anterior.

Tabla 12. Plan de Mantenimiento Programado bajo la estrategia RCM.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP. GASODUCTO GBS OTERO SANTANA PLAN DE MANTENIMIENTO			
MODO DE FALLA	TIPO DE MANTENIMIENTO	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO A EJECUTAR	FRECUENCIA DE LA ACTIVIDAD POR AÑO
Tubería	MPr	1. Corrida de herramienta inteligente	0,2
		2. Monitoreo Corrosión Interna	3
		3. Inspección del revestimiento	0,2
		4. Toma de potencial poste a poste	0,7
		5. Inspección de rectificadores	2,0
		6. Inspección de derecho de vía	0,5
		7. Inspección del derecho de vía puntos críticos	4
Tubería (Falla Geológica)	MPr	Recorrido derecho de Vía (un recorrido por año contrato marco)	0,5
	MPr	Inpección del dercho de vía en puntos criticos	4
	MPr	Estudio geoamenazas	0,2
Tubería (Geotecnia)	MPr	Inspección de obras de Geotecnia (recorrido del derecho de vía	0,5
	MPr	Inspección aérea al dercho de vía	1
	MPr	Mantenimiento a las obras de geotecnia y contrucción de nuevas obras	1
Tubería (Acción de Terceros)	MPr	Talleres de educacación y socialización de las comunidades adyacentes.	1
Tubería (Sismos)	MPr	Inspección a zonas altamente criticas	4
Tubería - Amenazas Naturales ( Rayo, inundaciones, socavaciones)	MPr	Recoorrido derecho de via inspección puntos críticos	4
Tubería (Cruce Subfluvial)	MPr	Instalación de un sistema aéreo (cruce aéreo soportado con cables y torres) FalloRío Suárez	1
	MPr	Estudios batimetricos	1
Tubería (Ramal Vélez)	MPr	Alivio de tensión y construcción de filtros	0,5
Barril de Trampa (tapa, empaque indicador de paso de marrano)	MPr	Inspección, engrase y cambio de empaque cuando se vaya a correr raspador	0,5
Valvula de derivación (Ramal Togui)	MPr	Inspección y engrase	1
Actuador de la valvula de derivacion	MPr	Inspección, calibración y prueba de accionamiento	3
Instrumentación valvula de seccionamiento	MPr	Inspección y calibración de instrumentación	4
	MPr	Inspección y pruebas a elementos de comunicación (scada)	4
Valvula de derivación (Ramal Velez)	MPr	Inspección y engrase	1
Instrumentación valvula de derivacion	MPr	Inspección y calibración de instrumentación	4
	MPr	Inspección y pruebas a elementos de comunicación (scada)	4

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. ESP. GASODUCTO GBS OTERO SANTANA PLAN DE MANTENIMIENTO			
MODO DE FALLA	TIPO DE MANTENIMIENTO	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO A EJECUTAR	FRECUENCIA DE LA ACTIVIDAD POR AÑO
Actuador de la valvula de seccionamiento	MPr	inspección, calibración y prueba de accionamiento	3
Actuador de la valvula de derivacion	MPr	Inspección, calibración y prueba de accionamiento	3
Varilla portacupón	MPr	Inspección estado de la varilla	2
Access fitting	MPr	Inspección de elemento ( rosca-fuga)	2
Valvula seccionamiento Togui (Seccionar), de bola de 8"x600, API 6D	MPr	Puebas de hermeticidad, aplicación de grasa lubricante y grasa sellante "cuando sea necesario"	2
Filtro	MPr	1. Inspección de flitro	1
	MPr	1. Monitoreo presión diferencial	1
Empaque de 6"	MPr	1. Cambio del empaque cada vez que se haga la inspección del elemento filtrante	1
Valvula de bola de 3/4"	MPr	1. Inspección, prueba y cambio en el momento que pierda su función(bloquear)	0,1 vez año
Diafragma	MPr	1. Inspección búsqueda de falla en el difragma	0,2 vez año
Obturador del piloto	MPr	1. Inspección búsqueda de falla en el difragma	1
Filtro del piloto	MPr	1. Inspección y limpieza o cambio cuando se requiera	1
Empaque de bronce	MPr	1. Inspección y cambio cuando se requiera	0,2 veces año
Filtro del piloto	MPr	1. Inspección y cambio cuando se requiera	1
Valvula bridada de bola ANSI 600 8" - API 6D	MPr	1. Inspección y prueba de estanqueidad	2
Actuador	MPr	1. Inspección y pruebas operativas	2
Empaque flexitalico aislante	MPr	1. Cambio del empaque cada vez que se haga la inspección de la válvula	2
Rectificador	MPr	1. Monitoreo remoto	Permanente
Cama anódica	MPr	1. Inspección y cambio de ánodos si se requiere	1 cada 10 años
Sistema Eléctrico	MPr	1. Rediseñar el sistema con parayos y apantallamientos	1
Medidor	MPr	1. Inspección y calibración	2

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) p 6 <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Desde la perspectiva de integridad y asociado a intervenir la falla del sistema de tuberías se plantea el siguiente grupo de actividades de mantenimiento para garantizar su estanqueidad. Estas actividades están relacionadas principalmente con el control de corrosión externa en las tuberías del gasoducto y la evaluación del estado del revestimiento.

Tabla 13. Actividades de mantenimiento tubería Troncal Otero-Santana

Troncal Otero-Santana	45	TRM	1900		
Mantenimientos Gasoducto	Unidad	Columna	Valor Unitario	Frecuencia anual	Totales COP\$
Evaluación de potenciales ON-OFF	Km	45	\$ 203,235.00	1	\$ 9,145,575.00
Inspección CIPS	Km	45	\$ 308,485.00	0.33	\$ 4,581,002.25
Evaluación de interferencias	punto	40	\$ 629,042.00	1	\$ 25,161,680.00
Medición de resistividad de terrenos	Km	45	\$ 151,963.00	0.33	\$ 2,256,650.55
Evaluación de agresividad de terrenos	Km	45	\$ 505,888.00	0.2	\$ 4,552,992.00
Evaluación de revestimiento DCVG/PCM	Km	45	\$ 222,305.00	0.33	\$ 3,301,229.25
Inspección de cruces encamisados	un	40	\$ 94,608.00	1	\$ 3,784,320.00
Inspección de juntas de aislamientos	punto	40	\$ 79,172.00	1	\$ 3,166,880.00
Toma de potenciales a ramales	Km	45	\$ 197,642.00	1	\$ 8,893,890.00
Inspección Herramienta Inteligente	Km	45	\$ 5,700,000.00	0.2	\$ 51,300,000.00
Limpieza Gasoducto	Km	45	\$ 35,000.00	3	\$ 4,725,000.00
Otros Mantenimientos					\$ -
		45		<b>TOTAL</b>	\$ 120,869,219.05

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 14. Actividades de mantenimiento tubería Ramal Togüi.

Ramal Togüi	17	TRM	1900		
Mantenimientos Gasoducto	Unidad	Columna	Valor Unitario	Frecuencia anual	Totales COP\$
Evaluación de potenciales ON-OFF	Km	17	\$ 203.235,00	1	\$ 3.454.995,00
Inspección CIPS	Km	17	\$ 308.485,00	0,33	\$ 1.730.600,85
Evaluación de interferencias	punto	40	\$ 629.042,00	1	\$ 25.161.680,00
Medición de resistividad de terrenos	Km	17	\$ 151.963,00	0,33	\$ 852.512,43
Evaluación de agresividad de terrenos	Km	17	\$ 505.888,00	0,2	\$ 1.720.019,20
Evaluación de revestimiento DCVG/PCM	Km	17	\$ 222.305,00	0,33	\$ 1.247.131,05
Inspección de cruces encamisados	un	40	\$ 94.608,00	1	\$ 3.784.320,00
Inspección de juntas de aislamientos	punto	40	\$ 79.172,00	1	\$ 3.166.880,00
Toma de potenciales a ramales	Km	17	\$ 197.642,00	1	\$ 3.359.914,00
Inspección Herramienta Inteligente	Km	17	\$ 5.700.000,00	0,2	\$ 19.380.000,00
Limpieza Gasoducto	Km	17	\$ 35.000,00	3	\$ 1.785.000,00
Otros Mantenimientos					\$ -
		17		<b>TOTAL</b>	\$ 65.643.052,53

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 15. Actividades de mantenimiento tubería Ramal Vélez.

Ramal Velez	10	TRM	1900		
Mantenimientos Gasoducto	Unidad	Columna	Valor Unitario	Frecuencia anual	Totales COP\$
Evaluación de potenciales ON-OFF	Km	10	\$ 203,235.00	1	\$ 2,032,350.00
Inspección CIPS	Km	10	\$ 308,485.00	0.33	\$ 1,018,000.50
Evaluación de interferencias	punto	40	\$ 629,042.00	1	\$ 25,161,680.00
Medición de resistividad de terrenos	Km	10	\$ 151,963.00	0.33	\$ 501,477.90
Evaluación de agresividad de terrenos	Km	10	\$ 505,888.00	0.2	\$ 1,011,776.00
Evaluación de revestimiento DCVG/PCM	Km	10	\$ 222,305.00	0.33	\$ 733,606.50
Inspección de cruces encamisados	un	40	\$ 94,608.00	1	\$ 3,784,320.00
Inspección de juntas de aislamientos	punto	40	\$ 79,172.00	1	\$ 3,166,880.00
Toma de potenciales a ramales	Km	10	\$ 197,642.00	1	\$ 1,976,420.00
Inspección Herramienta Inteligente	Km	10	\$ 5,700,000.00	0.2	\$ 11,400,000.00
Limpieza Gasoducto	Km	10	\$ 35,000.00	3	\$ 1,050,000.00
Otros Mantenimientos					\$ -
		10		<b>TOTAL</b>	\$ 51,836,510.90

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

**5.2.8.1 Comparativo en costos del plan de mantenimiento anterior con la propuesta de plan de mantenimiento bajo RCM.** A continuación se presenta las tablas de costos con el detalle comparativo del plan de mantenimiento anterior respecto al nuevo plan propuesto (RCM), para la Troncal Otero-Santana y sus ramales Togüi y Vélez con las nuevas frecuencias definidas bajo la nueva metodología.

Tabla 16. Costos del Plan de mantenimiento propuesto bajo la metodología RCM en el Gasoducto GBS

DISTRITO 5				
EMPLAZAMIENTO	MODOS DE FALLA	RIESGO USD/AÑO	MANTENIMIENTO ACTUAL	MANTENIMIENTO PROPUESTO
			COSTO USD/AÑO	COSTO USD/AÑO
Columna1	Columna2	Columna3	Columna5	Columna7
SISTEMA GBS TRONCAL OTERO SANTANA	Falla Geologica	\$ 197.000,00	\$ 64.517	\$ 64.517
	Geotecnia	\$ 13.474,00		
	Accion de terceros	\$ 165.943,87		
	Sismos	\$ 197.000,00		
	Amenazas Naturales ( Rayo, inundaciones, socavaciones)	\$ 1.840.000,00		
	Tubería superficial	\$ 197.000,00		
	Tubería Enterrada	\$ 197.000,00		
	Válvula de seccionamiento	\$ 28.691,22	\$ 1.002,53	\$ 501,26
	Actuador de la válvula de seccionamiento	\$ 432,66	\$ 105,26	\$ 52,63
	Instrumentación válvula de seccionamiento	\$ 3.919,60	\$ 105,26	\$ 52,63
	Barril (Incluye Tapa, empaque, indicador de paso)	\$ 105,53	\$ 1.358,32	\$ 679,16
	Válvulas (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, trampa)	\$ 35,18	\$ 210,53	\$ 105,26
	<b>TOTAL RIESGO USD/AÑO</b>	<b>\$ 2.807.417,87</b>	<b>\$ 67.299</b>	<b>\$ 65.908</b>
RAMAL TOGUI	Tubería Enterrada	\$ 10.683,68	\$ 35.376,34	\$ 34.962,66
	Válvula de derivación	\$ 2.800,52	\$ 925,26	\$ 462,63
	Instrumentación válvula de derivación	\$ 3.920,00	\$ 105,26	\$ 52,63
	Actuador de la válvula de derivación	\$ 232,66	\$ 52,63	\$ 26,32
	Barril (Incluye Tapa, empaque, indicador de paso)	\$ 105,53	\$ 1.261,05	\$ 814,74
	Válvulas (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, trampa)	\$ 35,18	\$ 210,53	\$ 105,26
	<b>TOTAL RIESGO USD/AÑO</b>	<b>\$ 17.636,86</b>	<b>\$ 37.931,08</b>	<b>\$ 36.424,24</b>
RAMAL VELEZ	Tubería Enterrada	\$ 5.874,61	\$ 27.682,90	\$ 28.083,43
	Válvula de derivación	\$ 3.229,55	\$ 925,26	\$ 462,63
	Instrumentación válvula de derivación	\$ 3.920,00	\$ 52,63	\$ 26,32
	Actuador de la válvula de derivación	\$ 232,66	\$ 52,63	\$ 26,32
	<b>TOTAL RIESGO USD/AÑO</b>	<b>\$ 13.256,82</b>	<b>\$ 28.713,43</b>	<b>\$ 28.598,69</b>

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 17. Costo del plan de mantenimiento antes de RCM en la Troncal Otero Santana.

		PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL												
DISTRITO	MODO DE FALLA	HORAS DE TRANSPORTE DESDE BASE-EMPLAZAMIENTO	NUMERO DE PEAJES	HORAS DE MANTENIMIENTO RUTINA	NUMERO DE PERSONA	CONSUMIBLES MANTENIMIENTO	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	SEMESTRAL	ANUAL	COSTO COL\$/AÑO
DISTRITO 5	Cruce subfluvial Rio Suarez PK 20+960	2,00	2,00	2	1	\$ 66.000,00						x	\$	834.400,00
Troncal Otero-Santana	PK 28+900	0,50	0,00	2	1	\$ 66.000,00						x	\$	370.000,00
	PK 38+960	1,00	0,00	2	1	\$ 66.000,00						x	\$	508.000,00
	Barril Trampa Envío Otero (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	2,00	2,00	2	2	\$ 50.000,00						x	\$	1.102.400,00
	Válvulas Trampa Envío Otero (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0,00	0,00	2	2	\$ -						x	\$	200.000,00
	Barril Trampa Recibo Santana (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	3,00	2,00	2	2	\$ 50.000,00						x	\$	1.478.400,00
	Válvulas Trampa Recibo Santana (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0,00	0,00	2	2	\$ -						x	\$	200.000,00
	Válvula de seccionamiento Toguí (8") PK 19+800	2,00	2,00	1	2	\$ 25.000,00					x		\$	1.904.800,00
	Actuador de la válvula de seccionamiento Toguí (8") PK 19+800	0,00	0,00	1	2	\$ -						x	\$	200.000,00
	Instrumentación válvula de seccionamiento Toguí (8") PK 19+800	0,00	0,00	1	2	\$ -						x	\$	200.000,00
													COSTO MTO ACTUAL USD/AÑO	\$ 67.298,54

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 18. Costo del plan de mantenimiento propuesto bajo RCM en la Troncal Otero Santana

		PLAN DE MANTENIMIENTO RCM													
DISTRITO	MODO DE FALLA	HORAS DE TRANSPORTE DESDE BASE-EMPLAZAMIENTO	NUMERO DE PEAJES	HORAS DE MANTENIMIENTO RUTINA	NUMERO DE PERSONA	CONSUMIBLES MANTENIMIENTO	DIARIO	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	SEMESTRAL	ANUAL	COSTO COL\$/AÑO
DISTRITO 5	Cruce subfluvial Rio Suarez PK 20+960	2,00	2,00	2	1	\$ 66.000,00								x	\$ 834.400,00
Troncal Otero-Santana	PK 28+900	0,50	0,00	2	1	\$ 66.000,00								x	\$ 370.000,00
	PK 38+960	1,00	0,00	2	1	\$ 66.000,00								x	\$ 508.000,00
	Barril Trampa Envío Otero (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	2,00	2,00	2	2	\$ 50.000,00								x	\$ 551.200,00
	Válvulas Trampa Envío Otero (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0,00	0,00	2	2	\$ -								x	\$ 100.000,00
	Barril Trampa Recibo Santana (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	3,00	2,00	2	2	\$ 50.000,00								x	\$ 739.200,00
	Válvulas Trampa Recibo Santana (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0,00	0,00	2	2	\$ -								x	\$ 100.000,00
	Válvula de seccionamiento Toguí (8") PK 19+800	2,00	2,00	1	2	\$ 25.000,00								x	\$ 952.400,00
	Actuador de la válvula de seccionamiento Toguí (8") PK 19+800	0,00	0,00	1	2	\$ -								x	\$ 100.000,00
	Instrumentación válvula de seccionamiento Toguí (8") PK 19+800	0,00	0,00	1	2	\$ -								x	\$ 100.000,00
													COSTO MTO RCM USD/AÑO	\$ 65.907,59	

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 19. Costo del plan de mantenimiento antes de RCM en el Ramal Togüi.

PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL													
DISTRITO	MODO DE FALLA	HORAS DE TRANSPORTE DESDE BASE-EMPLAZAMIENTO	NUMERO DE PEAJES	HORAS DE MANTENIMIENTO RUTINA	NUMERO DE PERSONAS	CONSUMIBLES	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	ANUAL	COSTO COL\$/AÑO
DISTRITO 5	PK 6+200	2.00	2.00	1	1	\$ 66,000.00					x		\$ 1,572,000.00
Ramal Togüi	Barril Trampa Envío (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	2.00	2.00	2	2	\$ 50,000.00						x	\$ 1,104,000.00
	Válvulas Trampa Envío (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0.00	0.00	2	2	\$ -					x		\$ 200,000.00
	Barril Trampa Recibo (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	2.50	2.00	2	2	\$ 50,000.00						x	\$ 1,292,000.00
	Válvulas Trampa Recibo (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0.00	0.00	2	2	\$ -					x		\$ 200,000.00
	Válvula de Derivación Togüi (2")	2.00	2.00	0.5	2	\$ 12,500.00				x			\$ 1,758,000.00
	Actuador de la válvula de Derivación Togüi (2")	0.00	0.00	0.5	2	\$ -					x		\$ 100,000.00
	Instrumentación válvula de Derivación Togüi (2")	0.00	0.00	0.5	2	\$ 25,000.00					x		\$ 200,000.00
												COSTO MTO ACTUAL USD/AÑO	
												\$ 37,931.08	

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 20. Costo del plan de mantenimiento propuesto bajo RCM en el Ramal Togüi.

PLAN DE MANTENIMIENTO RCM														
DISTRITO	MODO DE FALLA	HORAS DE TRANSPORTE DESDE BASE-EMPLAZAMIENTO	NUMERO DE PEAJES	HORAS DE MANTENIMIENTO RUTINA	NUMERO DE PERSONAS	CONSUMIBLES	DIARIO	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	ANUAL	COSTO COL\$/AÑO
DISTRITO 5	PK 6+200	2.00	2.00	1	1	\$ 66,000.00							x	\$ 786,000.00
Ramal Togüi	Barril Trampa Envío (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	2.00	2.00	2	2	\$ 50,000.00							x	\$ 552,000.00
	Válvulas Trampa Envío (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0,00	0,00	2	2	\$ -							x	\$ 100,000.00
	Barril Trampa Recibo (Incluye Tapa, empaque, accesorios, indicador de paso del raspador)	2,50	2,00	5	2	\$ 250,000.00							x	\$ 996,000.00
	Válvulas Trampa Recibo (Incluye drenaje, pateo, venteo, seguridad, salida)	0,00	0,00	2	2	\$ -							x	\$ 100,000.00
	Válvula de Derivación Togüi (2")	2,00	2,00	0,5	2	\$ 12,500.00						x		\$ 879,000.00
	Actuador de la válvula de Derivación Togüi (2")	0,00	0,00	0,5	2	\$ -						x		\$ 50,000.00
	Instrumentación válvula de Derivación Togüi (2")	0,00	0,00	0,5	2	\$ 25,000.00						x		\$ 100,000.00
												COSTO MTO RCM USD/AÑO		
												\$ 36,424,24		

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 21. Costo del plan de mantenimiento antes de RCM en el Ramal Vélez.

PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL												
DISTRITO	MODO DE FALLA	HORAS DE TRANSPORTE DESDE BASE-EMPLAZAMIENTO	NUMERO DE PEAJES	HORAS DE MANTENIMIENTO RUTINA	NUMERO DE PERSONAS	CONSUMIBLES	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	ANUAL
DISTRITO 5	PK 29+400	2,00	2,00	0,5	1	\$ 66.000,00					x	\$ 761.000,00
Ramal Vélez	Válvula de Derivación Velez (2")	2,00	2,00	0,5	2	\$ 12.500,00					x	\$ 1.758.000,00
	Actuador de la válvula de Derivación Velez (2")	0,00	0,00	0,5	2	\$ -					x	\$ 100.000,00
	Instrumentación válvula de Derivación Velez (2")	0,00	0,00	0,5	2	\$ -					x	\$ 100.000,00
<b>COSTO MTO ACTUAL USD/AÑO</b>												\$ 28.713,43

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

Tabla 22. Costo del plan de mantenimiento propuesto bajo RCM en el Ramal Vélez

PLAN DE MANTENIMIENTO RCM													
DISTRITO	MODO DE FALLA	HORAS DE TRANSPORTE DESDE BASE-EMPLAZAMIENTO	NUMERO DE PEAJES	HORAS DE MANTENIMIENTO RUTINA	NUMERO DE PERSONAS	CONSUMIBLES	DIARIO	SEMANAL	QUINCENAL	MENSUAL	CADA 2 MESES	TRIMESTRAL	ANUAL
DISTRITO 5	PK 29+400	2,00	2,00	0,5	1	\$ 66.000,00						x	\$ 1.522.000,00
Ramal Vélez	Válvula de Derivación Velez (2")	2,00	2,00	0,5	2	\$ 12.500,00						x	\$ 879.000,00
	Actuador de la válvula de Derivación Velez (2")	0,00	0,00	0,5	2	\$ -						x	\$ 50.000,00
	Instrumentación válvula de Derivación Velez (2")	0,00	0,00	0,5	2	\$ -						x	\$ 50.000,00
<b>COSTO MTO RCM USD/AÑO</b>												\$ 28.598,69	

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

**5.2.9 Indicadores propuestos.** Los indicadores propuestos para ser generados dentro del módulo SAP-PM (ver tabla 23), se enmarcarán según los tres tipos de mantenimiento actuales:

- Indicadores para órdenes de trabajo Mantenimiento Correctivo
- Indicadores para órdenes de trabajo Mantenimiento Preventivo
- Indicadores para órdenes de trabajo Mantenimiento por Condición:
  - Indicadores para Mantenimiento de Inspección por Condición.
  - Indicadores para Reparación o Sustitución por Condición

Tabla 23. Indicadores RCM propuestos

INDICADORES UTILIZADOS EN RCM		
PARA ORDENES DE TRABAJO	NOMBRE	FORMULA UTILIZADA
EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO	<b>MTTPM:</b> (Mean Time to Preventive Maintenance - Tiempo Medio Para Mantenimiento Preventivo)	= (Sumatoria tiempos hasta el mto preventivo / # Mtos Preventivos)
	<b>FPM:</b> (Frequency of Preventive Maintenance - Frecuencia de Mantenimiento Preventivo)	Es igual (1 / MTTPM)
	<b>MTTRPM:</b> (Mean Time to Preventive Maintenance - Tiempo Medio de Mantenimiento Preventivo)	= (Sumatoria tiempos para ejecutar Mto prev. / # Mtos Preventivos)
	<b>MTOCPM:</b> (Mean Time Out of Control for Preventive Maintenance Tiempo Medio Fuera de Control para Mant. Preventivo)	= (Sumatoria tiempos fuera de control por Mto Prev. / # Preventivos)
	<b>APM:</b> (Availability of Preventive Maintenance - Disponibilidad Asociada a Mantenimiento Preventivo)	= MTTPM / [ MTTPM + (MTTRPM + MTOCFPM)]
	<b>RPM:</b> (Risk of Preventive Maintenance - Riesgo Asociado a Mantenimiento Preventivo)	Es igual a =FPM * [ CD + ( MTTRPM + MTOCPM) * CP + Csa] --- (\$/Mes); Dónde: FPM(Evento/Mes); CD (\$/Evento); TRPM(Hora/Evento); MTOCPM(Hora/Evento); CP(\$/Evento); Csha(\$/Evento).
INSPECCION POR CONDICION	<b>MTTCM:</b> (Mean Time to Condition Maintenance - Tiempo Medio Para Mantenimiento por Condición)	= (Sum. tiempos hasta el mto inspección cond. / # Mtos Insp Cond)
	<b>FCM:</b> (Frequency of Condition Maintenance - Frecuencia de Mantenimiento por Condición)	Es igual = 1 / MTTCM
	<b>MTTICM:</b> (Mean Time to Inspection Condition Maintenance Tiempo Medio de Mantenimiento por Condición).	= (Sumatoria tiempos para insp por condic. / # Mtos Insp Cond)
	<b>MTOCCM:</b> (Mean Time Out of Control for Condition Maintenance - Tiempo Medio Fuera de Control para Mant. Condición)	= (Sum. tiempos fuera de control por Mto Insp Cond. / # M.Insp.Cond)
	<b>ACM:</b> (Availability of Condition Maintenance - Disponibilidad Asociada a Mantenimiento por Condición)	= MTTCM / [ MTTCM + MTTICM + MTOCCM ]
	<b>RCM:</b> (Risk of Condition Maintenance - Riesgo Asociado a Mantenimiento por Condición)	Es igual = FCM * [ CD + ( MTTICM + MTOCCM) * CP + Csa] --- (\$/Mes); Dónde: FCM(Evento/Mes); CD(\$/Evento); MTTICM(Hora/Evento); MTOCCM(Evento/Falla); CP(\$/Evento); Csha(\$/Evento).
SUSTITUCIÓN O REPARACION POR CONDICION	<b>MTTSCM:</b> (Mean Time to Sstitution Condition Maintenance Tiempo Medio ParaSustitución Mant. por Condición).	= (Sum. tiempos hasta el mto sustitución cond. / # Mtos Sust Cond)
	<b>FSCM:</b> (Frequency of Sstitution Condition Maintenance - Frecuencia de Sustitución Mantenimiento por Condición)	Es igual = 1 / MTTSCM
	<b>MTTRCM:</b> (Mean Time to Repair Condition Maintenance - Tiempo Medio de Reparación Mant. por Condición)	= (Sumatoria tiempos para sustitución por condic. / # Mtos Sust Cond)
	<b>MTOCRCM:</b> (Mean Time Out of Control for Repair Condition Maint. - Tiempo Medio Fuera de Control para Reparación Mant. Cond.)	= (Sum. tiempos fuera de control por Mto Sust Cond. / # M.Sust.Cond)
	<b>ASCM:</b> (Availability of Sstitution Condition Maintenance - Disp. Asociada a Sustitución Mant. por Condición)	= MTTSCM / [ MTTSCM + MTTRCM + MTOCRCM]
	<b>RSCM:</b> (Risk of Sstitution Condition Maintenance - Riesgo Asociado a Sustitución Mant. por Condición)	Es igual = FSCM * [ CD + ( MTTRCM + MTOCRCM) * CP + Csa] --- (\$/Mes) Dónde: FSCM(Evento/Mes); CD(\$/Evento); MTTRCM(Hora/Evento); MTOCRCM(Evento/Falla); CP(\$/Evento); Csha(\$/Evento)
EN MANTENIMIENTO CORRECTIVO	<b>MTTF:</b> (Mean Time to Failure - Tiempo Medio Para la Falla)	= (Sumatoria tiempos hasta la falla / # Fallas)
	<b>FF:</b> (Failure Frequency - Frecuencia de Falla)	Es igual = 1 / MTTF
	<b>MTTR:</b> (Mean Time to Repair - Tiempo Medio de Reparación)	=(Sumatoria tiempos de reparación / # Fallas)
	<b>MTOCF:</b> (Mean Time Out of Control for Failure - Tiempo Medio Fuera de Control para Falla)	= (Sumatoria tiempos fuera de control / # Fallas)
	<b>AF:</b> (Availability of Failure - Disponibilidad Asociada a Fallas)	= MTTF / [ MTTF + (MTTR + MTOCF)]
	<b>RF:</b> (Risk of Failure - Riesgo Asociado a Fallas)	Es igual = FF * [ CD + ( MTTR + MTOCF) * CP + Csa] --- (\$/Mes); Dónde: FF(Fallas/Mes); CD(\$/Falla); MTTR(Hora/Falla); MTOCF(Hora/Falla) CP(\$/Falla); Csha(\$/Falla).

Fuente. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Informe Avance del proceso de Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad. (RCM) pdf <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co>

## 6. CONCLUSIONES

Por actuar sobre aquellos puntos que impactan de manera significativa los parámetros de frecuencias de fallas, seguridad higiene y ambiente (SHA), calidad (CA), impacto y penalizaciones por suspensión de suministro de transporte de gas e imagen empresarial, el estudio realizado permitió identificar la criticidad, su importancia, factores asociados a la misma, estableciendo la matriz de criticidad para la troncal Otero Santana y los ramales Vélez y Togüi,

Otro aspecto importante a resaltar fue el logro en la definición de modos de falla y su frecuencia, los cuales están asociados a fallas en elementos físicos del gasoducto identificados mediante datos históricos y evaluación de expertos.

Conocidas las frecuencias de falla de las unidades funcionales establecidas mediante registros históricos reales de falla, se propusieron las nuevas actividades ajustadas con una frecuencia inferior a la frecuencia histórica de falla, es decir se intervienen los componentes del sistema GBS, con actividades de mantenimiento antes que ocurra el punto de falla.

Las actividades de mantenimiento propuestas constituyen el nuevo plan de mantenimiento bajo la estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad *RCM*.

El plan de mantenimiento propuesto para la troncal Otero Santana y los Ramales Vélez y Togüi presenta una disminución en el riesgo económico al implementar las nuevas frecuencias de actividades, mediante la aplicación de la metodología *RCM* donde se definieron los modos de falla, sus fallas funcionales, el riesgo asociado a su falla y el planteamiento de una estrategia de mantenimiento optimizada con el respectivo comparativo de costos.

A partir de la definición de la nueva estrategia basada en confiabilidad se implementara un sistema de indicadores que permitan la mejora en la gestión de las actividades mantenimiento.

Aplicando la metodología *RCM* se estima una mejora del 10% en el indicador *MTTF* y una mejora del 5% en el indicador *MTTR* que será perceptible durante el

próximo año de ejecución de la nueva estrategia, así mismo en cuanto a riesgo económico será perceptible durante el mismo periodo de tiempo.

Los modos de falla definidos anteriormente servirán de base para su estandarización dentro del módulo SAP-PM; actualmente TGI S.A ESP cuenta con las respectivas propuestas para su desarrollo según la metodología RCM y se está a la espera de su aprobación para comenzar a implementarlo.

En general los resultados del RCM le permitirán a TGI:

- 1.) Promover una mejor respuesta del área de mantenimiento al área de operaciones garantizando continuidad del gasoducto en estudio,
- 2.) Lograr una distribución más eficiente de los recursos económicos y humanos asignados al mantenimiento,
- 3.) Fomentar el trabajo en grupo entre las distintas especialidades,
- 4.) Mejorar los niveles de seguridad operacional, disponibilidad confiabilidad y mantenibilidad.

## BIBLIOGRAFIA

AGUILAR DIAZ, Argemiro; RODA, Pablo y SANCHEZ SIERRA GABRIEL. Abastecimiento adecuado de gas natural, un tema sin resolver. Informe No. 60 /2011. Superintendencia de Servicios públicos. Comité de Seguimiento del Mercado mayorista de Energía Eléctrica. Bogotá. p.6. <http://www.superservicios.gov.co/MEM/archivos/informesexpert/informe60.pdf>

AGUILAR OTERO, José R., TORRES ARCIQUE, Rocio y MAGAÑA JIMENEZ, Diana. Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la plantación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad. Corporación Mexicana de Investigación en Materiales. S.A. de C.V. Ciencia y tecnología. México. 2010. p.7. pdf

ALTMANN, Carolina. ¿Cómo mejorar la Confiabilidad de un sistema Complejo?.pdf.p.1. Email: <caltmann@adinet.com.uy.>

ASOCIACION COLOMBIANA DE PETROLEOS. Marco regulatorio del gas natural. <[www.acp.com.co](http://www.acp.com.co)>

BENITEZ HERNANDEZ, Luis Eduardo. Curso de Extensión sobre Mantenimiento Industrial. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Ingeniería Mecánica. <<http://elotroladodelingeniero.20m.com/falla.htm>>

BONNEY. Gas Natural II. Recopilación Personal sobre temas científicos. <<http://bonneyresearch.blogspot.com/2011/01/gas-natural-ii.html>>

CÁCERES, María Beatriz. Como incrementar la Competitividad del Negocio mediante Estrategias para Gerenciar el Mantenimiento. Soluciones integrales Corporativas ICS GROUP S.A. Email.caceresm@icsgroups.com

COMPILACION DE NORMAS DE GAS NATURAL. Dinagas S.A. ESP. Tercera Edición. Tomo I. Bogotá: 2010. <[www.dinagas.com.co](http://www.dinagas.com.co)>

D, Thomas. Descubren yacimiento de gas natural en frontera con E.U. En: revista correo análisis y perspectivas: Edición 82. Octubre 24 de 2011. <<http://correorevista.com/nacional/descubren-yacimiento-de-gas-natural-en-frontera-con-eu/>>

DURAN, José Bernardo. The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999. <[www.twpl.co.uk](http://www.twpl.co.uk)>

DURAN VILLAMIZAR, Jean Carlos. Análisis predictivo que defina la influencia de la corrosión en la vida útil de redes de producción del área de Barinas. Trabajo de Grado. Barinas: Gerencia de Mantenimiento Mayor. Instalaciones de PDVSA. División Centro Sur Distrito Barinas 2002.p. 34-35.

EL GAS NATURAL EN COLOMBIA. [ANÓNIMO] <<http://www.taringa.net/posts/ecologia/13240035/el-gas-natural-en-colombia.html> >

EL QUE AHORRA SIEMPRE TIENE. [ANÓNIMO] EducaSitios. Aulas Hermanas.Nov.2008.<<http://educasitios2008.educ.ar/aula174/2008/11/18/%C2%B4Primarias/>>

GARCÍA, Raúl E. La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria. Transporte gas natural. Bogotá: IDeAL 2011.Octubre de 2011.p.6.

GAS NATURAL. [ANÓNIMO] <http://profesores.fi-unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>

GOTERA VALBUENA, Eddin Rafael. ¿Qué es lo último que hemos aplicado en mantenimiento? Análisis de modos y efectos de falla. Agosto 2012. <<http://www.monografias.com/trabajos13/mante/mante.shtml>>

ISO 14224. Industria de Petróleo y Gas – Recolección e Intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos. 2008

LÓPEZ CAMPOS, Mónica; CRESPO MÁRQUEZ, Adolfo. Un modelo de referencia para la gestión del mantenimiento. Departamento de Organización Industrial y de Gestión de Empresas. Universidad de Sevilla. 2006.<<http://taylor.us.es/sim/documentos/resultados/Articulo%20para%20lleida.pdf>>

MARTINEZ, Gabriella. Gas Natural: ¿Qué es?, Composición. La Comunidad Petrolera. Mayo de 2009.< <http://balance-de-materiales.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/gas-que-es-composicion.html>>

MECANISMOS DE FALLA EN COMPONENTES ESTRUCTURALES. [ANÓNIMO] p.2-3. Julio de 2012. <[http://materias.fi.uba.ar/6716/Modos%20de%20falla%20en%20componentes%20estructurales\\_1.pdf](http://materias.fi.uba.ar/6716/Modos%20de%20falla%20en%20componentes%20estructurales_1.pdf)>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICO. La cadena del Gas Natural en Colombia p. 16. <[http://www.upme.gov.co/Docs/Chain\\_Gas\\_Natural.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Chain_Gas_Natural.pdf).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética. Bogotá. Julio de 2010 p.7 < [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co) >

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Proyección de Demanda de gas natural 2006-2025. Unidad de Planeación Minero Energética.UPME..Bogotá Abril de 2007. p.13-14.

MINISTERIO DEL PODER POPULAR DE PETRÓLEO Y MINERÍA Cadena de Valor. ENEGAS. Ente Nacional del Gas en Venezuela. <<http://www.enagas.gob.ve/info/gasnatural/cadenavalor.php>>

MORA GUTIERRÉZ, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales ó de servicios. Medellín: AMG. 2005.

MORA, Luis Alberto. MANTENIMIENTO. Planeación, ejecución y control. Alfaomega Colombiana S.A. Bogotá D.C. 2009 p.70

MORENO LUIS, Diego Armando. Análisis del modo y Efecto de Falla. UANE. Campus Piedras Negras. Coahuila. 11 Septiembre 2005.<<http://www.monografias.com/trabajos27/modo-falla/modo-falla.shtml>>

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

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

\_\_\_\_\_. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. SOPORTE & CIA. LDA. Aladon Inglaterra.p.7. <[www.rcm2-soporte.com](http://www.rcm2-soporte.com)>.

NOWLAN. Stanley. Reliability-Centered Maintenance. San Francisco: U.S. Department of Commerce. 1978.p.2-30

ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. UIS. Bucaramanga 2010.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD\_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

P, César. Nuevos yacimientos de gas natural. Medio Ambiente. Marzo de 2010. <<http://www.medioambiente.net/nuevos-yacimientos-de-gas-natural/>>

PARRA, Carlos. Taller Práctico: Desarrollo del Modelo de Criticidad. Ingecon.2010.ppt.< [www.confiabilidadoperacional.com](http://www.confiabilidadoperacional.com)>

\_\_\_\_\_. Análisis de Criticidad. Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. Documento en Excel.2010<<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

\_\_\_\_\_.Curso y aplicación piloto: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) Nivel Expertos. TGI. Colombia Enero de 2011. ppt.

PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. España: Ediciones Akal, 2003. p. 33. <<http://site.ebrary.com/lib/senavirtualsp/Doc?id=10436667&ppg=34>>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Programa Educación y Soberanía Petrolera. 2005.PDVSA.<[http://www.pdvsa.com/PESP/Pages\\_pespectostecnicos/gasnatural/comoseprocesa.html](http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/gasnatural/comoseprocesa.html)>

PINEDA, Guillermo. Informe Avance del Proceso de Implementación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Bucaramanga. Marzo 2011. TGI.18p.

PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década.p.164. <<http://www.promigas.com> >

\_\_\_\_\_.Tranquilidad en el Abastecimiento de Gas Natural en Colombia. En: MAGASÍN No. 14/ Año 2008. Barranquilla. Colombia.p.12. <[www.promigas.com](http://www.promigas.com)>

QUINTEROS, C.; RAZZO, J.; SOLÓRZANO M. y otros. Análisis y Diseño de un modelo experimental de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Sector Industrial. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.p.7 pdf. <<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/860/1/1602.pdf>>.

QUIROZ, Carlos. La Industria del gas natural. <<http://www.slideshare.net/energia/tratamientos-del-gas>>

RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p. 1. 30 Octubre, 2005.  
<[www.rcm.-confiabilidad.com.ar](http://www.rcm.-confiabilidad.com.ar)>

REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. p.5-14-75. SYGNUS.<  
<http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseno-de-Proceso-del-Gas-Natural>>

REPSOL YPF. Estudio de Criticidad de equipos. Ingeniería de mantenimiento. STAFF TECNICO ABB. Julio 2005.pdf.

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

RUMICHE P, Francisco A., INDACOCHEA B., J. Ernesto. Estudios de Casos de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos. Unión y Ciencia Avanzada de Investigación de Materiales. Laboratorio de Materiales del Departamento de Ingeniería de la Universidad de Illinois Chicago. IL 60607 – USA. p.2.<<http://es.scribd.com/doc/55976868/01-Gasoductos-y-Oleoductos-Estudio-Fallas>>

SALAZAR PÉREZ, Carlos Manuel. Diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para sistemas de aire en plantas de extracción de líquidos de gas natural. Trabajo de grado Ingeniero mecánico. Barcelona: Universidad de Oriente. Escuela de Ingenierías y Ciencias Aplicadas. Departamento de Mecánica, 2009.p.33.

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 30p.

SAE JA1012. "A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard". Society of Automotive Engineers. 2002

SIRA, Enrique. Especialista y Consultor privado británico Cambridge Energy Research Associates (CERA), En: Seminario de gas y petróleo en Bolivia. La Paz, Bolivia

SOTUYO, Santiago. Los 10 Mandamientos del RCM “Claves para el éxito de un proyecto de implementación RCM”. México: Noria & Reliability World Latin America, 2006.

SECRETARIA DE ENERGÍA. Glosario de términos usados en el sector energético. 2008 [www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)

STAFF TECNICO ABB. Estudio de Criticidad de equipos. Ingeniería de mantenimiento.. Julio 2005.pdf.

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

\_\_\_\_\_. Análisis de Criticidad. Sistemas Principales. Documento en Excel. 2010. <<http://www.tgi.com.co>> [webmaster@tgi.com.co](mailto:webmaster@tgi.com.co)

\_\_\_\_\_. Consolidados del Distrito V. TGI S.A. E.S.P. Documento de Excel. <<http://www.tgi.com.co>> [webmaster@tgi.com.co](mailto:webmaster@tgi.com.co)

\_\_\_\_\_. Informe de Aplicación piloto de la Metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en el distrito V. p.21. <<http://www.tgi.com.co>> [webmaster@tgi.com.co](mailto:webmaster@tgi.com.co)

\_\_\_\_\_. Modos de falla consolidados en el Distrito V. Excel. 2010. <<http://www.tgi.com.co>> [webmaster@tgi.com.co](mailto:webmaster@tgi.com.co)

<[www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)>