

SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD PARA EL GASODUCTO  
BALLENA BARRANCABERMEJA, ENFOCADO A LA OPTIMIZACIÓN DE LOS  
PLANES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ELQUIER SARMIENTO CISNEROS  
JAIR CORREA MEJÍA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2006

SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD PARA EL GASODUCTO  
BALLENA BARRANCABERMEJA, ENFOCADO A LA OPTIMIZACIÓN DE LOS  
PLANES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

ELQUIER SARMIENTO CISNEROS  
JAIR CORREA MEJÍA

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

Director: BENIGNO POLO JIMÉNEZ  
Ingeniero Químico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2006

A Dios que es la luz de mi vida, a mi esposa Leydi por su comprensión y amor, a mi madre Enith, a mis hijos Juan Felipe y Sebastián y a mis hermanos, Alexander, Verónica y John Jamer

**Elquier**

A mi hija María Gabriela, a mi esposa Carmen Cristina, mis hermanos y mi Mamá, por su paciencia, amor y comprensión durante todo este tiempo.

**Jair**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Benigno Polo Jiménez, Ingeniero Químico y Gerente de Operaciones Especiales de Promigas S.A. E.S.P., por su comprensión y apoyo incondicional durante el desarrollo de la investigación.

Los directivos de Centragas S.C.A. / Promigas S.A. E.S.P. por apoyar nuestra idea y por brindarnos la oportunidad de crecer y desarrollarnos personal y profesionalmente.

Nuestros compañeros de trabajo por el apoyo y por aportarnos su valiosa colaboración en el desarrollo de este proyecto.

Nuestras familias, cuyo cariñoso apoyo ha sido un estímulo insustituible.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. DESCRIPCIÓN DE CENTRAGAS S.C.A.	3
1.1 GENERALIDADES	3
1.2 ESTACIÓN DE RECIBO DE GAS - BALLENA	3
1.2.1 Proceso de deshidratación	4
1.2.2 Proceso de medición	6
1.3 ESTACIÓN DE ENTREGA DE GAS - BARRANCABERMEJA	6
1.3.1 Proceso de filtración	7
1.3.2 Proceso de regulación	8
1.3.3 Proceso de separación	9
1.3.4 Proceso de medición	10
1.4 LÍNEA TRONCAL	11
1.5 GASODUCTOS RAMALES	12
1.6 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DEL GASODUCTO BALLENA-BARRANCABERMEJA	13
1.6.1 Generalidades	13
1.6.2 Descripción del sistema de protección catódica	14
1.7 SISTEMA SCADA, COMUNICACIONES Y CENTRO PRINCIPAL DE CONTROL	16
1.7.1 Descripción del sistema de comunicaciones por radio	16

	pág.
1.7.2 Descripción del sistema de telemetría SCADA	16
2. GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL GASODUCTO BALLENA-BARRANCABERMEJA	20
2.1 GENERALIDADES	20
2.2 OPERACIÓN	20
2.3 MANTENIMIENTO	23
2.3.1 Mantenimiento predictivo	23
2.3.2 Mantenimiento preventivo	23
2.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA	25
2.5 SISTEMA DE COMUNICACIONES	27
3. SISTEMA DE GESTIÓN	28
3.1 SISTEMA DE CALIDAD	28
3.1.1 Política de calidad	28
3.1.2 Red de procesos	28
3.1.3 Componentes de la política de calidad	29
3.1.4 Exclusiones	31
3.2 SISTEMA AMBIENTAL	32
3.2.1 Generalidades	32
3.2.2 Objetivos específicos	33
3.2.3 Alcance	34
3.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE SALUD OCUPACIONAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL	34

	pág.
3.3.1 Generalidades	34
3.3.2 Estrategias de salud ocupacional	36
3.3.3 Subprograma de medicina preventiva y del trabajo	36
3.3.4 Subprograma de higiene y seguridad industrial	36
4. TEORÍA DE INTEGRIDAD DE GASODUCTOS	38
4.1 INTRODUCCIÓN	38
4.2 OBJETIVO DE UN SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD	39
4.3 ESTÁNDAR ASME B31.8 SUPLEMENTO 2001	39
4.3.1 Generalidades	39
4.3.2 Contenido	39
4.3.3 Plan de administración de integridad	40
4.3.4 Plan de evaluación del desempeño	41
4.3.5 Plan de calidad	41
4.3.6 Plan de comunicaciones	42
4.3.7 Plan de manejo del cambio	42
4.4 MARCO REGULATORIO EN ESTADOS UNIDOS (USA)	43
4.4.1 Generalidades	43
4.4.2 Regulación para el transporte de gas	43
4.5 RIESGO	45
4.5.1 Generalidades	45
4.5.2 Riesgo según el estándar ASME B31.8 S-2001	45
4.5.3 Evaluación del riesgo	45

	pág.
5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD (SGI)	48
5.1 GENERALIDADES	48
5.2 POLÍTICA	48
5.3 OBJETIVOS	48
5.4 RED DE PROCESOS	49
5.4.1 Procesos gerenciales	51
5.4.2 Procesos de apoyo	51
5.4.3 Procesos operacionales	51
5.4.4 Procesos de medición, análisis y mejora	52
5.5 PROCESOS DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD	52
5.5.1 Proceso de evaluación del desempeño	52
5.5.2 Proceso de aseguramiento del sistema de gestión	54
5.5.3 Proceso de comunicaciones	57
5.5.4 Proceso de administración del cambio	60
5.5.5 Proceso de administración de integridad	66
5.6 MODELO DE RIESGO DE CENTRAGAS	74
5.6.1 Generalidades	74
5.6.2 Descripción del modelo conceptual	74
6. RESULTADOS INICIALES DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE LA INTEGRIDAD Y MODIFICACIÓN DEL PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	78

	pág.
6.1 SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO Y RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	78
6.2 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE RIESGO	79
6.2.1 Aplicación	79
6.2.2 Consideraciones básicas para correr el modelo	79
6.2.3 Resultados del modelo	81
6.3 PLAN DE EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD	82
6.4 MODIFICACIONES AL PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	88
7. CONCLUSIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	93
ANEXOS	95

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Rectificadores del Sistema de Protección Catódica	14
Tabla 2. Listado de actividades de Operación	22
Tabla 3. Alcance, frecuencia, recursos y equipos – Mantenimiento Predictivo	23
Tabla 4. Alcance, frecuencia, recursos y equipos – Mantenimiento Preventivo	24
Tabla 5. Alcance, frecuencia, recursos y equipos – Protección Catódica	26
Tabla 6. Listado de actividades de Operación y Mantenimiento Sistema de Comunicaciones	27
Tabla 7. Descripción de procesos en el ciclo PHVA	30
Tabla 8. Actividades del plan de seguimiento ambiental	34
Tabla 9. Amenazas a un gasoducto de acuerdo al estándar ASME B31.8 – Suplemento 2001	42
Tabla 10. Objetivos de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional	50
Tabla 11. Criterios para calcular el factor de integridad.	53
Tabla 12. Comunicaciones interna en Centragas	58
Tabla 13. Comunicaciones externas en Centragas	59
Tabla 14 Atributos, modificadores y constantes utilizados para estimar la consecuencia de una falla	68
Tabla 15. Atributos, modificadores y constantes utilizados para estimar la probabilidad de falla	69

	pág.
Tabla 16. Metodologías para la evaluación de la integridad por categoría de amenazas	72
Tabla 17. Áreas de alta consecuencias en el gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas.	78
Tabla 18. Resumen del nivel de riesgo del gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas.	81
Tabla 19. Distribución comparativa de los máximo valores de probabilidad de falla de Centragas vs Kiefner.	83
Tabla 20. Resumen del plan de evaluación de la integridad	84
Tabla 21. Resultados de la inspección con “Teletest” en la estación Ballena y en la trampa Hato Nuevo.	85
Tabla 22. Resultados de la inspección con “ <b>Teletest</b> ” en la estación Barrancabermeja y en las trampas Norean y Casacará.	87
Tabla 23. Cambios realizados al plan de operación y mantenimiento	89

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.	4
Figura 2. Planta deshidratadora de gas de la estación Ballena.	5
Figura 3. Sistema de Medición de la estación Ballena.	6
Figura 4. Estación Barrancabermeja.	7
Figura 5. Sistema de Filtración de la estación Barrancabermeja.	8
Figura 6. Sistema de Regulación de la estación Barrancabermeja.	9
Figura 7. Sistema de Separación de la estación Barrancabermeja.	10
Figura 8. Sistema de Medición de la estación Barrancabermeja.	11
Figura 9. Foto de una Válvula de Seccionamiento.	12
Figura 10. Estación de entrega de gas a poblaciones.	13
Figura 11. Diagrama de un sistema de protección catódica de un Gasoducto.	15
Figura 12. Rectificador estación Ballena.	15
Figura 13. Diagrama esquemático de la ubicación del Gasoducto Ballena-Barrancabermeja en el mapa, para el monitoreo de las variables operativas del sistema SCADA.	18
Figura 14. Pantallazo del monitoreo en tiempo real de las variables del gasoducto Ballena-Barrancabermeja.	19
Figura 15. Estructura organizacional del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja.	21
Figura 16. Red de Procesos de Centragas.	29

	pág.
Figura 17. Elementos de Programa de Administración de Integridad.	40
Figura 18. Diagrama de proceso del plan de administración de integridad.	41
Figura 19. Fechas establecidas en la reglamentación para el sistema de gerenciamiento de integridad.	44
Figura 20. Red de proceso de Centragas (modificada).	49
Figura 21. Proceso de administración de cambios.	62
Figura 22. Entrada al modulo de solicitud de cambio en el software MP2.	63
Figura 23. Visualización del registro de una solicitud de cambio.	64
Figura 24. Proceso de administración de Integridad.	67
Figura 25. Matriz de riesgo de Centragas.	77
Figura 26. Funcionamiento de la técnica “Teletest”.	85
Figura 27. Validación de las indicaciones reportadas por el “Teletest”	86
Figura 28. Excavaciones para instalar la herramienta “Teletest” y evaluar el estado de la tubería	87

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Seguimiento al desempeño del sistema de gerenciamiento de integridad	95
Anexo B. Procedimiento para la identificación de Áreas de Alta Consecuencias (HCA – High Consequence Area)	97
Anexo C. Segmentación del gasoducto Ballena - Barrancabermeja	102
Anexo D. Visualización de la aplicación realizada para el modelo de riesgo	114
Anexo E. Nivel de riesgo del gasoducto y plan de evaluación de integridad	118

## RESUMEN

**TÍTULO:** SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD PARA EL GASODUCTO BALLENA BARRANCABERMEJA, ENFOCADO A LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PLANES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO\*

**AUTORES:** ELQUIER SARMIENTO CISNEROS, JAIR CORREA MEJÍA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Gerenciamiento de integridad, Modelo de Riesgo, Probabilidad, Consecuencia, Infraestructura de transporte de gas, Red de Procesos, Proceso de administración del Cambio, Clase de Ubicación.

**DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:** Esta monografía presenta el desarrollo de un sistema de gerenciamiento de integridad en Centragas, basado en los cinco procesos establecidos en el estándar ASME B31.8 Suplemento 2001.

El proyecto se realizó en tres etapas. En la primera etapa se desarrolló un proceso de mejora continua, integrado al sistema de Gestión de Centragas, que cumplía con los requisitos establecidos en el estándar ASME B 31.8 Suplemento 2001. Como resultado de esta etapa se establecieron los siguientes documentos: el proceso de administración del cambio, el proceso de medición del desempeño en integridad y el proceso de administración de integridad, y se modificó la política, los objetivos y los procesos del sistema de Gestión de Centragas.

En la segunda etapa se realizó la recopilación histórica de datos del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas. Con esta información se dividió el gasoducto en 416 segmentos y se realizó la evaluación del riesgo mediante un modelo diseñado para el proyecto, con el fin de determinar las áreas de alta consecuencia y los segmentos de mayor riesgo. Finalmente, con el base en el nivel de riesgo del gasoducto y en los criterios establecidos en la estructura del sistema de integridad, se estableció un plan de evaluación de la integridad de todos los segmento y se realizaron cambios al plan de operación y mantenimiento con el fin de orientarlo hacia la mitigación y/o monitoreo de las amenazas más significativas en las áreas de alta consecuencia y en los segmentos de alto riesgo.

En la etapa final se realizó la evaluación de la integridad de la tubería enterrada mediante la técnica de inspección por ultrasonido llamada "Teletest", en las estaciones Ballena y Barrancabermeja y las trampas de raspatubos de Hato Nuevo (La Guajira), Casacará y Norean (Cesar).

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Benigno Polo Jimenez, Ingeniero Químico.

## SUMMARY

**TITLE:** INTEGRITY SYSTEM MANAGEMENT FOR BALLENA-BARRANCABERMEJA PIPELINE, FOCUSED ON THE OPTIMIZATION OF OPERATION AND MAINTENANCE PLANS\*.

**AUTHORS:** ELQUIER SARMIENTO CISNEROS, JAIR CORREA MEJÍA\*\*

**KEYWORDS:** INTEGRITY MANAGEMENT, RISK MODEL, PROBABILITY, CONSEQUENCE, FACILITIES FOR GAS TRANSPORTATION, PROCESSES NETWORK, CHANGE MANAGEMENT, LOCATION CLASS.

**SUBJECT OR DESCRIPTION:** This monograph shows the development of an integrity management system applied to Centragas, based on the five processes established in standard ASME B31.8, Supplement 2001.

The project was developed in three stages. In the first stage, we developed a continuous improvement process, integrated to Centragas's Management System, that complied with requirements established in standard ASME B 31.8, Supplement 2001. As a result of this stage, we established the following documents: change management process, performance integrity measure process, and integrity management process, and we modified the policy, objectives and Centragas's Management System process.

In the second stage, an historical data of Ballena-Barrancabermeja pipeline and its branches, which belongs to Centragas, was collected. Based on available information, the pipeline was divided into 416 segments and a risk analysis was accomplished through a model of the project, in order to determining the high consequence areas and the segments with the highest risk. Finally, based on the risk level of the pipeline and the criteria established in the integrity system structure, an integrity evaluation plan for all segments was established and changes of operation and maintenance plan was made focused on the mitigation and/or tracking of the most significant threats at high consequence areas and high risk segments.

In the final stage, the evaluation of the integrity of the pipe buried by means of the technique of inspection by ultrasound called "Teletest" was made, in the stations Ballena and Barrancabermeja and the traps of pigs of Hato Nuevo (La Guajira), Casacará and Norean (Cesar).

---

\* Monograph

\*\* School of Physico-Mechanical Engineering. Management Maintenance Specialization. Director: Benigno Polo Jimenez, Chemistry Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El manejo de la integridad de un sistema de tuberías para transporte de fluidos es hoy uno de los aspectos más relevantes en la operación de gasoductos. La historia de accidentalidad en tuberías muestra que no es suficiente con tener implementadas actividades de mantenimiento, rutinas de inspección y monitoreo y practicas operacionales, sino que se requiere el manejo integrado de todas estas actividades dentro de una cultura de evaluación y reducción permanente del riesgo.

Esta posición ha generado que los entes reguladores internacionales expidan leyes o resoluciones que deben ser cumplidas a corto, mediano y largo plazo (en Estados Unidos). El código ASME B31.8 suplementos 2001 y el código del Departamento de Transporte de Estados Unidos (DOT)<sup>1</sup> para el transporte de gas, establecen el concepto de Sistema de Gerenciamiento de Integridad de los Gasoductos con el fin de operar en forma segura y confiable sin efectos adversos sobre los empleados, el publico, los clientes o el ambiente.

En Colombia aún no existen regulaciones explícitas sobre el manejo de la integridad en las tuberías que transportan fluidos considerados potencialmente peligrosos, sin embargo, la tendencia mundial y las solicitudes realizadas por los ciudadanos interesados en el tema, han hecho que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) inicie el estudio de las normas y códigos internacionales, para establecer una regulación que le permita a las compañías operadoras de gasoductos implementar un sistema de Gerenciamiento de la Integridad en el contexto político del país.

Esta tendencia justificó la decisión de Centragas de desarrollar un Sistema de Gerenciamiento de Integridad (SGI), basado en los 5 procesos establecidos en el estándar ASME B31.8 Suplemento 2001 y en el análisis de riesgos, que le permita garantizar la operación segura y confiable de la infraestructura de transporte (gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas). Adicionalmente, el sistema también permitirá establecer planes de operación y mantenimiento orientados hacia la mitigación y/o monitoreo de las amenazas más significativas en las áreas de alta consecuencia y en los segmentos de alto riesgo, con lo cual se realiza una mejor distribución de los recursos.

En el presente proyecto se desarrolló la estructura del sistema de gerenciamiento de integridad integrado con el sistema de gestión de Centragas; adicionalmente se

---

<sup>1</sup> DEPARTMENT OF TRANSPORTATION (USA). Code of Federal Regulations, Part 192. Washington: National Archives and Records Administration, 2004.

establecieron los 5 procesos exigidos por los estándares internacionales, la base de datos históricos del gasoducto Ballena–Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas, la valoración del riesgo de acuerdo con el modelo desarrollado para el proyecto, los procedimientos asociados al sistema de integridad y los pruebas directas iniciales a las estaciones y trampas de limpiezas internas, clasificadas como áreas de alta consecuencia. La etapa siguiente es la oficialización y divulgación del sistema de integridad en integridad por parte de la Gerencia de Operaciones Especiales de Centragas y el inicio el ciclo de mejora continua propuesto en la presente monografía.

## **1. DESCRIPCIÓN DE CENTRAGAS S.C.A.**

### **1.1 GENERALIDADES**

CENTRAGAS S.C.A. es una empresa privada creada para la Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia (BOMT) a 15 años del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja, el cual es un sistema que transporta el gas natural proveniente de los campos de producción de Chuchupa desde la estación Ballena, en La Guajira, hasta el puerto petrolero de Barrancabermeja (Santander). Este contrato está suscrito con ECOGAS, empresa estatal dedicada al transporte de gas natural. El gasoducto entrega gas a lo largo de su recorrido a 31 poblaciones de los departamentos de Guajira, Cesar, Magdalena y Santander a través de sus gasoductos ramales y dos consumidores finales (PK61 y Drummond).

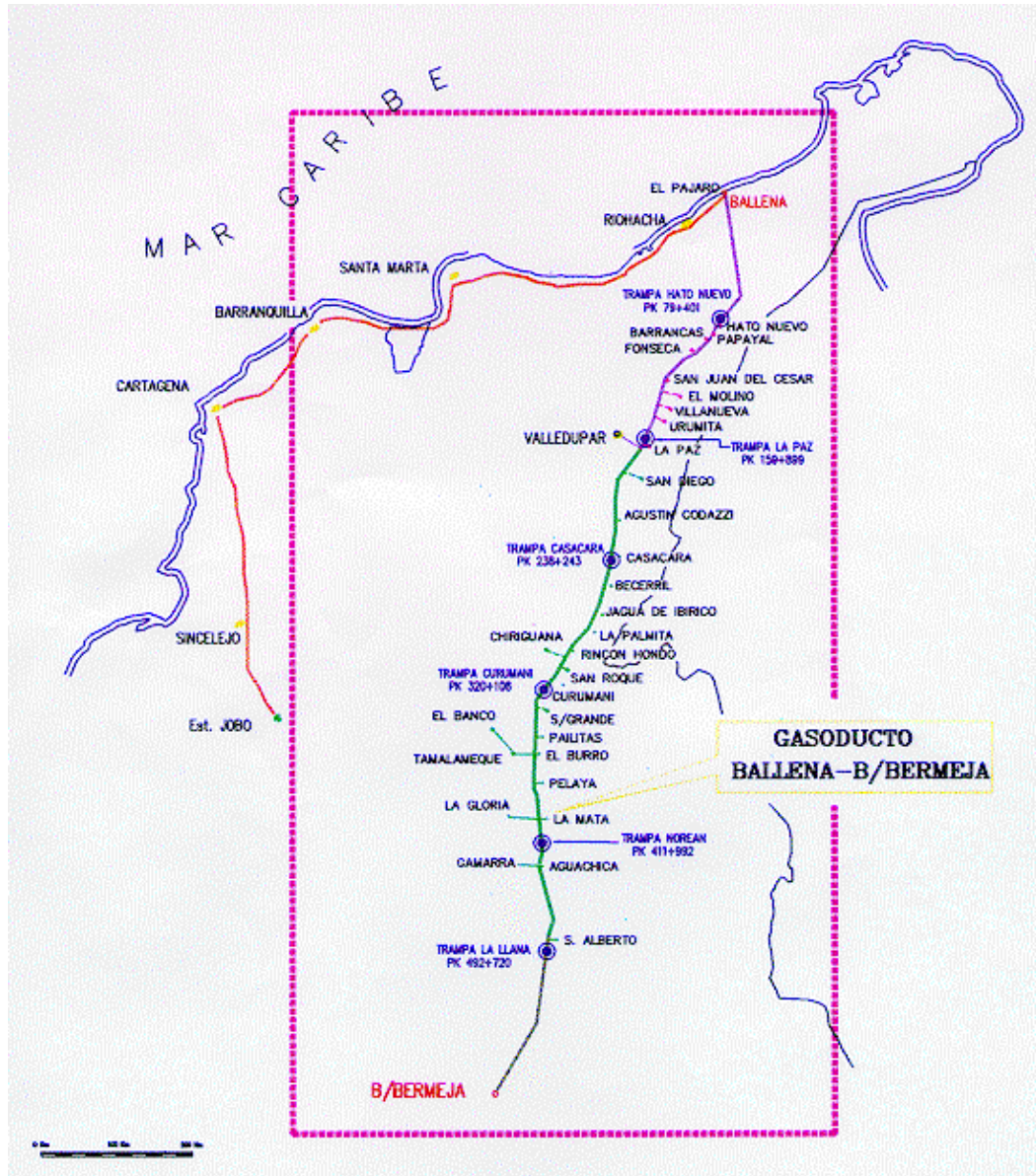
El Gasoducto está construido en tubería de acero de 18 pulgadas de especificación API 5L Grado X65, con una longitud aproximada de 578.8 kilómetros y, aproximadamente, 193 kilómetros en gasoductos regionales o también llamados ramales, encargados de suministrar el gas a las empresas distribuidoras del sector domiciliario de los departamentos de la Guajira, Cesar y Santander.

Para el recibo y entrega del gas se cuenta con las estaciones de Ballena (Guajira) y Barrancabermeja (Santander), como puntos principales de entrada y salida del sistema. En la estación de Barrancabermeja, se entrega gas a la refinería de ECOPETROL y al sistema de transporte del interior del país. Además, el Gasoducto tiene otras estaciones de entregas de gas a poblaciones importantes, denominadas “city gates”. En la Figura 1 se observa el diagrama del Gasoducto Ballena-Barrancabermeja.

### **1.2 ESTACIÓN DE RECIBO DE GAS - BALLENA**

La estación Ballena, ubicada en el corregimiento de El Pájaro (municipio de Manaure, La Guajira), es el punto inicial del Gasoducto, donde se recibe el gas de la asociación CHEVRON-ECOPETROL para su transporte.

Figura 2. Ubicación geográfica del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.



En la estación Ballena se realizan principalmente dos procesos: la deshidratación del gas que se recibe y la medición en términos de volumen de la cantidad de gas que se envía hacia el interior del país.

**1.2.1 Proceso de deshidratación.** El proceso de deshidratación consiste en la remoción de la humedad del gas (agua en estado de vapor) mediante un sistema de absorción que utiliza un líquido higroscópico (glicol) en contraflujo con la

corriente de gas, de modo que al entrar en contacto, el líquido absorba la humedad del gas. El sistema funciona como un ciclo cerrado donde el líquido es regenerado y regresa al proceso.

El objetivo es garantizar que la humedad del gas a la salida de la estación Ballena sea menor o igual a cuatro libras de agua por millón de pies cúbicos de gas estándar por día (lb H<sub>2</sub>O/mmscfd), para lo cual se cuenta con una Planta de Deshidratación conformada por tres módulos con la capacidad de deshidratar 75 millones de pies cúbicos de gas estándar por día (75 mmscfd) cada uno.

En la Figura 2 se observan los tres módulos que conforman la planta deshidratadora de la estación Ballena, en la foto se observa también los diferentes componentes de la Planta: Torre de contacto, separador de salida, filtro de retención de glicol y la zona de regeneración.

Figura 2. Planta deshidratadora de gas de la estación Ballena.



**1.2.2 Proceso de medición.** El proceso de medición se encarga de la cuantificación de los volúmenes de gas que se reciben de la empresa productora de gas y que serán transportados por el Gasoducto.

Los sistemas de medición de la estación Ballena están conformados por un transmisor dual de presión estática y diferencial, un computador de flujo y un tubo de medición, como se observa en la Figura 3.

Figura 3. Sistema de Medición de la estación Ballena.



### **1.3 ESTACIÓN DE ENTREGA DE GAS - BARRANCABERMEJA**

La estación Barrancabermeja, ubicada en la ciudad de Barrancabermeja, departamento de Santander, es el punto final del Gasoducto, donde se entrega el gas a los clientes de la empresa transportadora de gas del estado, ECOGAS, quien a su vez entrega el gas al principal consumidor del combustible que es la refinería de ECOPETROL y al sistema de transporte de gas hacia el interior del país. En la Figura 4 se observa una foto general de la estación Barrancabermeja.

En la estación Barrancabermeja se realizan los procesos de: filtración, regulación, separación y medición de la cantidad de gas que se entregará para su transporte hacia el interior del país.

**1.3.1 Proceso de filtración.** El Sistema de Filtración de la Estación Barrancabermeja está compuesto por tres Filtros Separadores Horizontales Daniel EN-FAB con capacidad de diseño de 75 mmscfd cada uno.

El objetivo del sistema de filtración es retener las partículas sólidas que viajan en la corriente de gas de forma que se entregue gas con unas condiciones de filtrado adecuadas que eviten daños en los equipos o máquinas que se encuentren en contacto con el gas más adelante.

En la Figura 5 se observa una foto general del Sistema de Filtración de la estación Barrancabermeja.

Figura 4. Estación Barrancabermeja.



Figura 5. Sistema de Filtración de la estación Barrancabermeja.



**1.3.2 Proceso de regulación.** El Sistema de Regulación de la Estación Barrancabermeja está compuesto por tres Válvulas Reguladoras Masoneilan así: dos son de 8" y tienen capacidad para regular 75 mmscfd de gas a 350 psig cada una y la tercera de 6", tiene una capacidad para regular 90 mmscfd a una presión regulada de 350 psig y se utiliza como respaldo.

En la Figura 6 se observa una foto general del Sistema de Regulación de la estación Barrancabermeja.

Figura 6. Sistema de Regulación de la estación Barrancabermeja



**1.3.3 Proceso de separación.** El Sistema de Separación de la Estación Barrancabermeja está compuesto por dos Separadores Verticales Hannover con capacidad de 150 mmscfd de gas por separador. El objetivo del sistema de separación es retener los líquidos que se generan en el gas debido al proceso de regulación, de tal forma que el gas se entregue a unas condiciones adecuadas para su transporte.

En la Figura 7 se observa una foto general del Sistema de Separación de la estación Barrancabermeja.

Figura 7. Sistema de Separación de la estación Barrancabermeja



**1.3.4 Proceso de medición.** El proceso de medición en la estación de Barrancabermeja se encarga de la cuantificación de los volúmenes de gas que se entregan a la empresa transportadora de gas del Estado, ECOGAS. Los sistemas de medición de la estación Barrancabermeja son iguales a los sistemas de la estación Ballena; la diferencia consiste en que la estación Barrancabermeja cuenta con cuatro sistemas de medición, dos para medir el gas regulado y dos para medir el gas a alta presión, tal como se puede observar en la Figura 8.

Figura 8. Sistema de Medición de la estación Barrancabermeja.



#### 1.4 LÍNEA TRONCAL

Se denomina línea troncal (o línea principal) a la tubería que forma el Gasoducto Ballena – Barrancabermeja, el cual posee 578.8 kilómetros de longitud, 18 pulgadas de diámetro, 0.344 pulgadas de espesor y fue construida con un acero de especificación API 5L X65.

Entre los principales componentes de la Línea Troncal se cuentan:

- ✓ Seis trampas de raspadores mixtas de 18”x 22”, con sus respectivas válvulas de 18” de operación manual para envío de raspatubos de limpieza interna.
- ✓ 14 válvulas de seccionamiento con cierre automático por baja presión y por velocidad de caída de presión.
- ✓ Estaciones Compresoras operadas por terceros (UniWhale y Cosacol – Hanover) ubicadas en las trampas de raspadores de Hato Nuevo (PK 79+401), Casacará (PK 238+243) y Norean (PK 411+992) que permiten incrementar la capacidad de transporte del Gasoducto a 200 mmscfd en la estación Ballena.

Teniendo en cuenta que las estaciones Compresoras instaladas en el Gasoducto Ballena – Barrancabermeja no son propiedad de Centragas, la operación y mantenimiento de las mismas es responsabilidad de terceros.

En la Figura 9 se presenta una foto de una Válvula de Seccionamiento, la cual es uno de los principales equipos de protección de la integridad del Gasoducto, ya que son las encargadas de cerrar el flujo de gas de manera automática, en caso de detectarse presiones o caídas de presiones iguales a los puntos de corte establecidos.

Figura 9. Foto de una Válvula de Seccionamiento.



## 1.5 GASODUCTOS RAMALES

El Gasoducto Ballena – Barrancabermeja cuenta con 23 Ramales, encargados de la entrega de gas a las empresas distribuidoras de gas de la Guajira, Cesar, Magdalena y Santander.

Los gasoductos ramales están contruidos en tuberías de acero con diámetros de 2, 3 y 10 pulgadas, material de especificación API 5L Gr B, espesor 0.154 pulgadas para diámetro 2” y 0.216 pulgadas para diámetro 3”. Cada Gasoducto ramal posee estaciones separadoras, reductoras, medidoras y odorizadoras del gas en sus puntos de entrega o también llamadas “City Gates”. En la Figura 10 se observa una estación de entrega de gas o “City Gate”.

Figura 10. Estación de entrega de gas a poblaciones.



## 1.6 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DEL GASODUCTO BALLENA-BARRANCABERMEJA

**1.6.1 Generalidades.** La corrosión se define como el deterioro o pérdida de las propiedades físicas o químicas de un material debido a una reacción química o electroquímica, con el medio ambiente.

En este sentido, la corrosión se origina por la intervención de cuatro elementos: un ánodo, un cátodo, un intercambio de iones entre ambos y un electrolito, constituyendo un fenómeno altamente localizado que es difícil de detectar a través de métodos directos o indirectos.

Para el caso de un gasoducto se utiliza como sistemas para minimizar la corrosión de la tubería enterrada, la aplicación de un revestimiento en la superficie externa de la tubería y el sistema de protección catódica. El revestimiento de la tubería actúa como una barrera física que separa el metal del electrolito, mientras que el sistema de protección catódica se encarga de reducir la corrosión o eliminarla volviendo, la estructura a proteger, catódica con respecto al electrolito en el que se encuentra situada.

**1.6.2 Descripción del sistema de protección catódica.** Un sistema de protección catódica con corriente impresa recurre a una fuente exterior de voltaje para generar la diferencia de potencial entre la estructura a proteger y la de la cama anódica. Los ánodos se unen al polo positivo de esta fuente, mientras que la estructura se une al polo negativo. La corriente parte de los ánodos y circula a través del electrolito para volver a la superficie de la estructura; posteriormente, circula a lo largo de la estructura para volver a la fuente de voltaje por un conductor eléctrico. En la Figura 11 se observa un diagrama esquemático de un sistema de protección catódica típico.

El Gasoducto Ballena-Barrancabermeja cuenta con un sistema de protección catódica por corriente impresa, formado básicamente por los siguientes elementos:

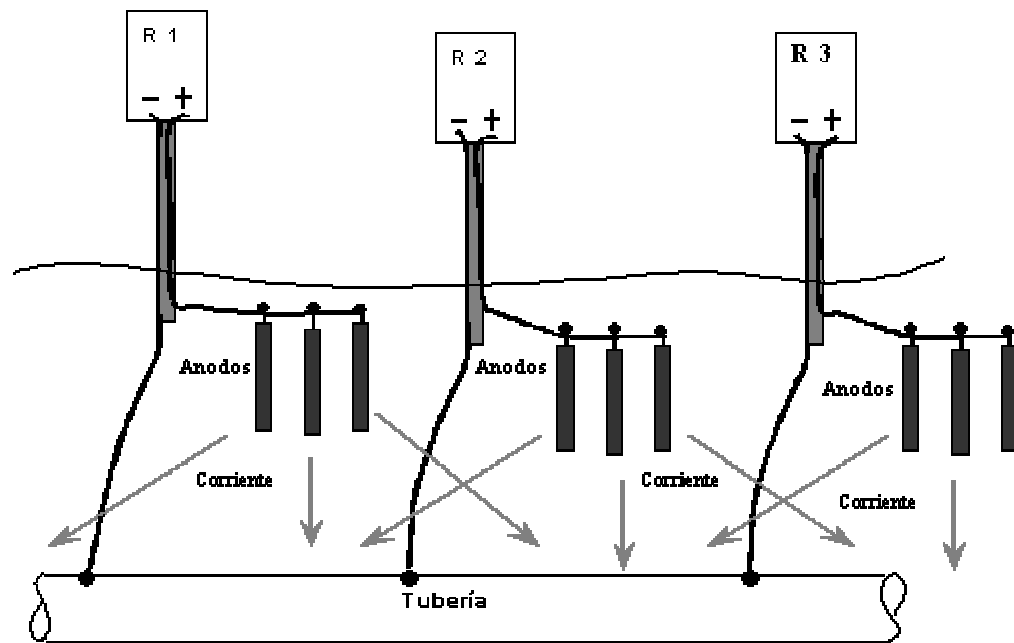
- ✓ 10 rectificadores con sus respectivas camas anódicas, encargados de transformar la corriente AC a DC e inyectarla en la tubería a niveles controlados.
- ✓ 390 estaciones de pruebas o puntos para la toma de potenciales del sistema de protección catódica, por medio del cual se recolecta la información que permite evaluar la efectividad del sistema.
- ✓ 20 sistemas de mitigación de interferencias con otras estructuras.

En la Tabla 1 se relacionan los rectificadores del sistema de protección catódica del gasoducto ballena Barrancabermeja.

Tabla 1. Rectificadores del Sistema de Protección Catódica.

<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Abscisa</b>
1	Rectificador Ballena	0+000
2	Rectificador Cuestecita	59+214
3	Rectificador La Jagua del Pilar	155+678
4	Rectificador Sicarare	228+275
5	Rectificador La Jagua de Ibirico	265+025
6	Rectificador Norean	411+900
7	Rectificador Aguachica	429+554
8	Rectificador San Alberto	505+061
9	Rectificador Barrancabermeja	564+413
10	Rectificador Tamalameque	15+537

Figura 11. Diagrama de un sistema de protección catódica de un Gasoducto.



En la Figura 12 se observa la foto del rectificador de protección catódica instalado en la estación Ballena.

Figura 12. Rectificador estación Ballena.



## **1.7 SISTEMA SCADA, COMUNICACIONES Y CENTRO PRINCIPAL DE CONTROL**

El Gasoducto Ballena - Barrancabermeja cuenta con dos sistemas de comunicaciones, uno de voz por radio en banda UHF y otro satelital para transmisión de datos del sistema de telemetría y telecontrol SCADA, los cuales permiten la supervisión y control de las operaciones del gasoducto a través de su centro de control principal ubicado en la ciudad de Barranquilla.

**1.7.1 Descripción del sistema de comunicaciones por radio.** El sistema de radio permite la comunicación de voz, en banda UHF, entre las diferentes estaciones bases y los móviles que se desplacen por la zona de influencia del Gasoducto. El sistema consta de:

- Tres estaciones base ubicadas en: Centro de Control (Barranquilla), estación Ballena (Departamento. Guajira) y estación Barrancabermeja (Departamento. Santander).
- Cuatro estaciones repetidoras ubicadas en: Cerro Kennedy (Departamento Magdalena), Cerro Bañaderos (Departamento Guajira), Cerro Alguacil (Departamento Cesar), Cerro Jurisdicciones (Departamento Norte de Santander).
- Ocho Radios móviles instalados en diferentes vehículos de CENTRAGAS.
- Seis Radios fijos instalados en: las estaciones principales (Ballena y Barrancabermeja), el Centro Principal de Control y las estaciones compresoras.
- Cuatro radios de comunicación tipo Handy.
- Una estación repetidora.
- Un radio enlace de respaldo.

**1.7.2 Descripción del sistema de telemetría SCADA.** La operación del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja es monitoreada desde un centro de control principal ubicado en la ciudad de Barranquilla, a través de un sistema de telemetría SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) compuesto por una red satelital que comunica las estaciones remotas instaladas en las estaciones Ballena, Barrancabermeja y las seis Trampas de Raspadores de la línea troncal con el Centro de Control.

El sistema de telemetría SCADA transmite datos operacionales (tales como, presión, flujo, temperatura y estado operativo de las válvulas) desde puntos localizados a lo largo del gasoducto hasta el centro de control principal, el cual

opera de forma continua y en constante comunicación con las estaciones Ballena y Barrancabermeja.

Las partes básicas del sistema SCADA son:

- Centro Principal de Control: ubicado en Barranquilla, conformado por una antena, equipos necesarios para la comunicación satelital y el software SCAN 3000, el cual permite monitorear la operación del Gasoducto en tiempo real y el almacenamiento de datos históricos.
- Estación Remota VSAT: instalada en la estación Ballena que permite visualizar en el Centro Principal de Control la siguiente información:
  - Datos operacionales del sistema de medición.
  - Datos operacionales de la planta de deshidratación.
  - Presión en los Sistemas de Medición.
  - Presión de entrada a la estación Ballena
  - Presión a la salida de la Estación Ballena.

En la Figura 13 se presenta el pantallazo que muestra el software que se encuentra en el computador principal del centro de control de Barranquilla, donde se observa en tiempo real las variables operativas de varios puntos del gasoducto.

- Estaciones Remotas VSAT instaladas en las Trampas de Raspadores de Hato Nuevo, La Paz, Casacará, Curumaní, Norean y La Llana que permiten visualizar en el centro de control la siguiente información:
  - Presión aguas arriba de la Trampa de Raspadores.
  - Presión aguas abajo de la Trampa de Raspadores.
  - Alarma de Intrusos.

En la Figura 14 se observa las variables operativas, en tiempo real, de varios puntos del gasoducto visualizadas a través del Sistema SCADA en el centro de control de Barranquilla.

- Estación remota VSAT instalada en la estación Barrancabermeja que permite visualizar en el centro de control la siguiente información:
  - Datos operacionales del sistema de medición.
  - Presión en los Sistemas de Medición.
  - Presión de entrada a la estación Barrancabermeja.
  - Presión regulada.

- Presión de entrega a los clientes.

Figura 13. Diagrama esquemático de la ubicación del Gasoducto Ballena-Barrancabermeja en el mapa, para el monitoreo de las variables operativas del sistema SCADA.

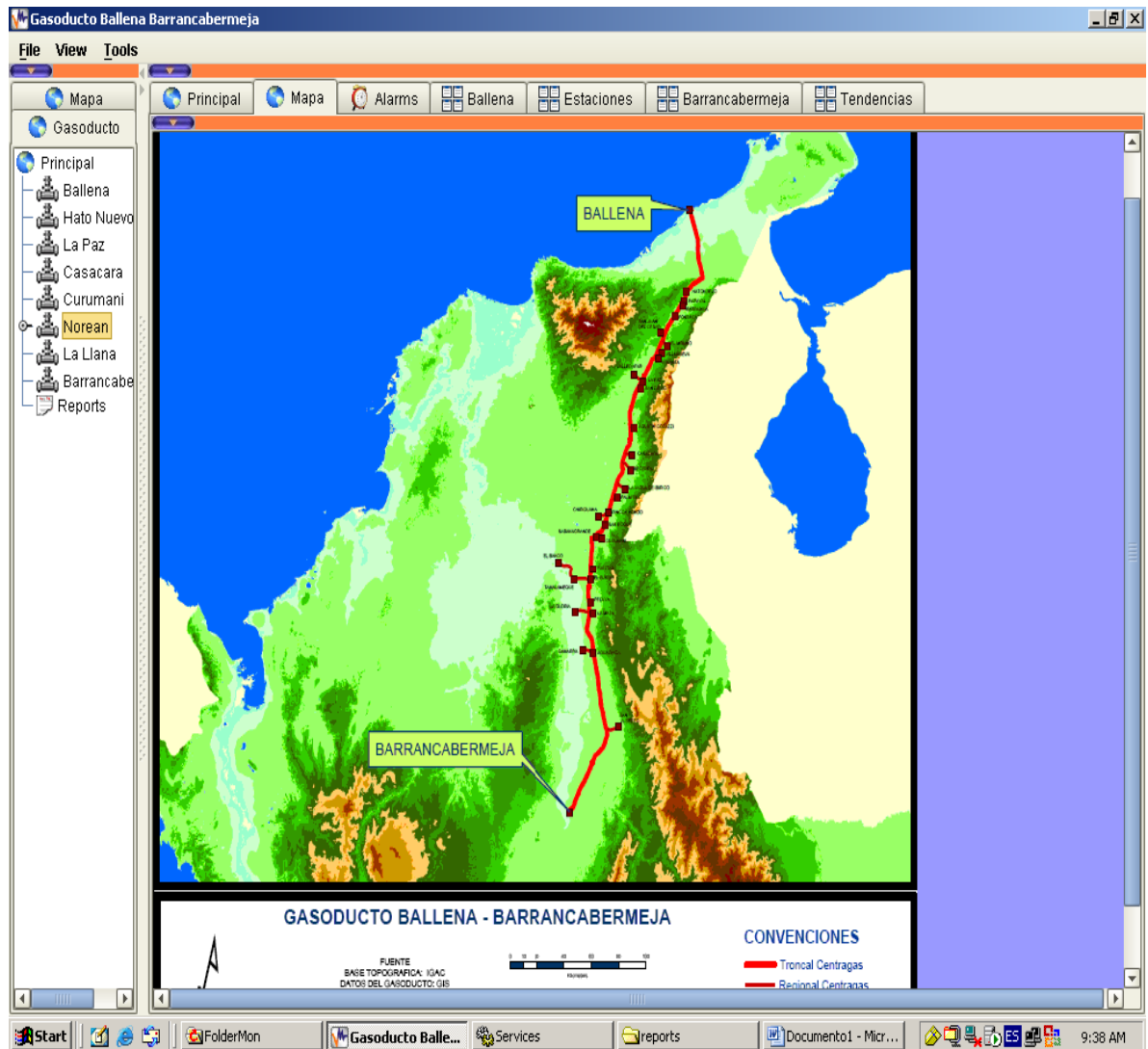
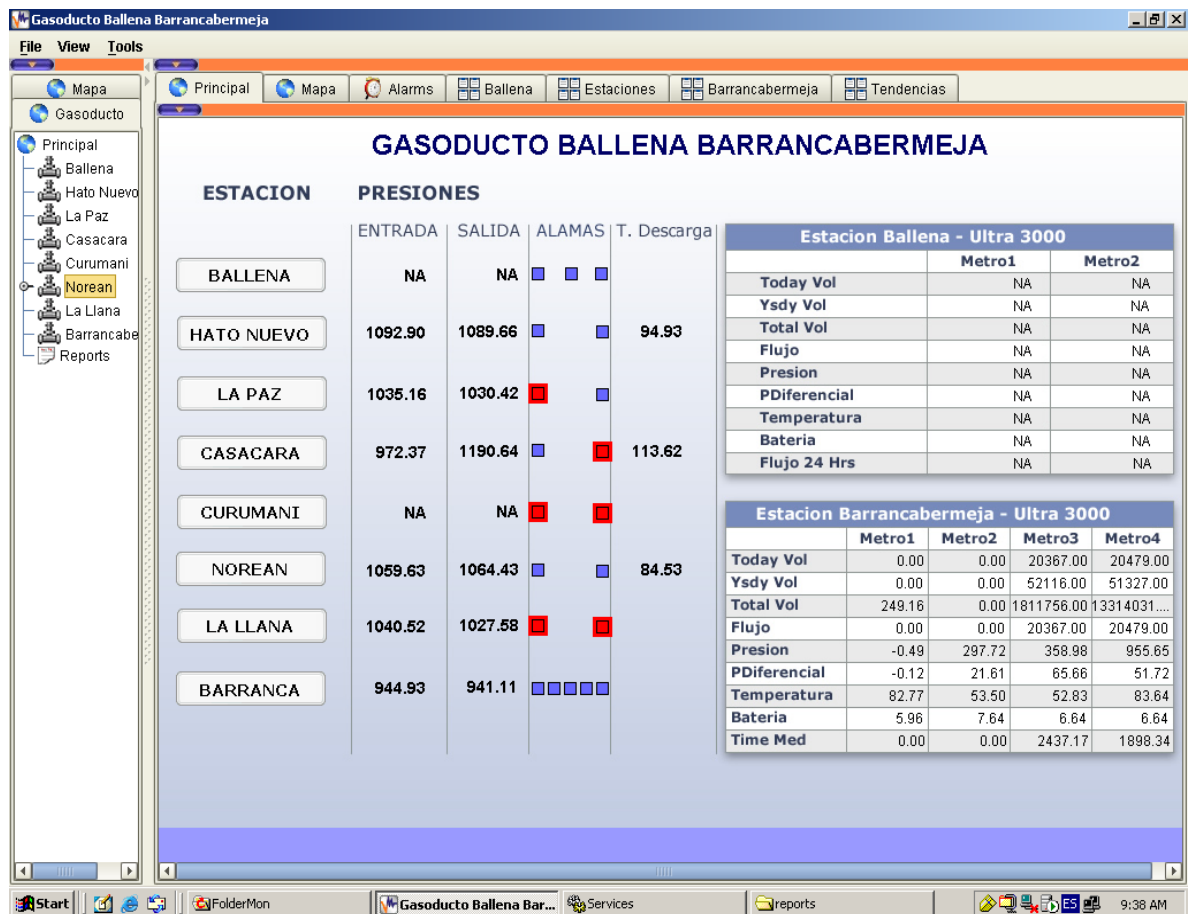


Figura 14. Pantallazo del monitoreo en tiempo real de las variables del gasoducto Ballena-Barrancabermeja.



## **2. GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN EL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

### **2.1 GENERALIDADES**

Para desarrollar las actividades de operación y mantenimiento del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja de tal forma que se garantice la disponibilidad permanente de la instalación, se ha dividido el sistema en las siguientes áreas de trabajo:

- Distrito Riohacha
- Distrito Barrancabermeja
- Control de Corrosión
- Coordinación de Operaciones
- Sistema de Gestión de Calidad
- Sistema de Comunicaciones
- Sistema de Gestión Ambiental, Social y de Seguridad

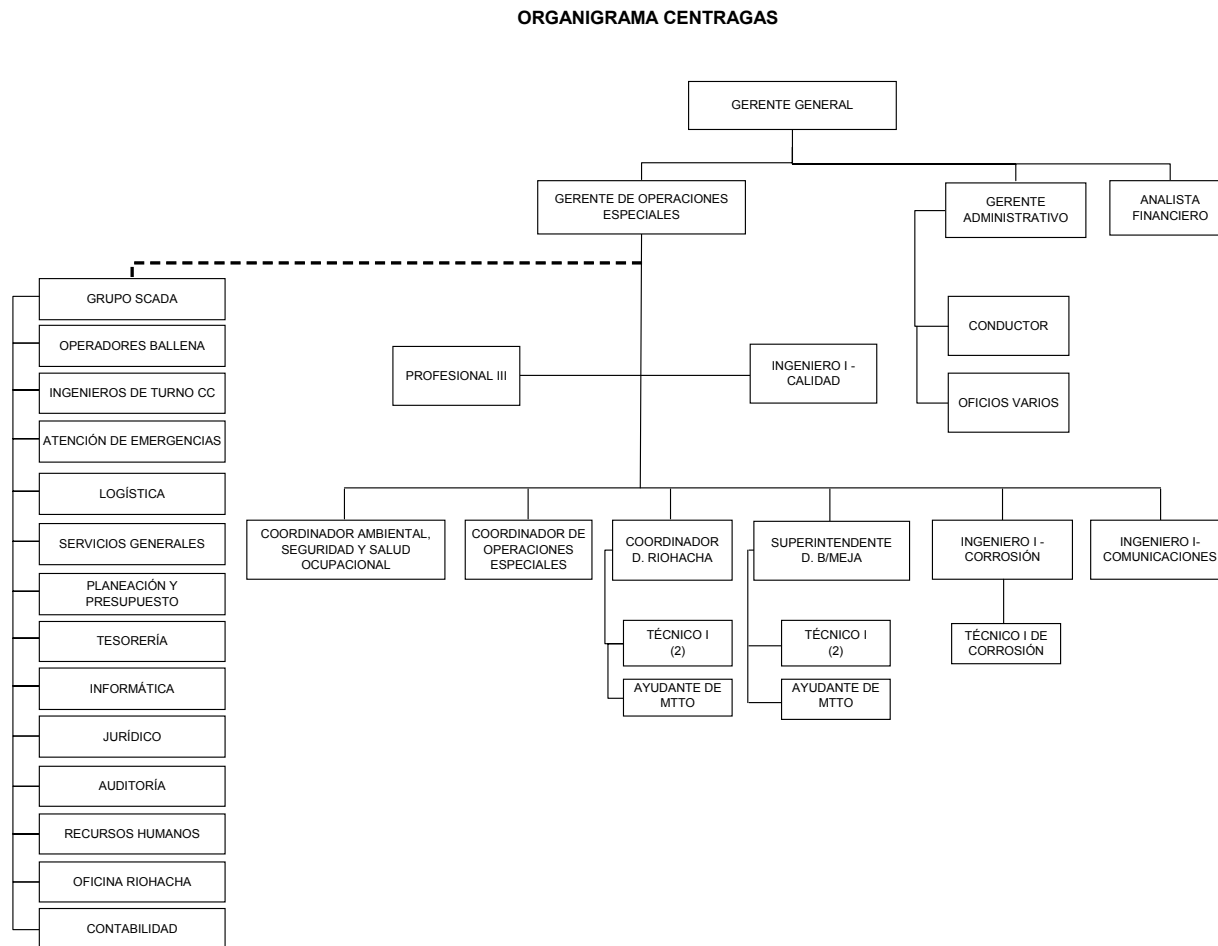
Cada área de trabajo tiene un profesional de la organización responsable que reporta a la Gerencia de operaciones del Gasoducto. También cada área cuenta con recursos como personal, equipos y materiales para llevar a cabo las diferentes funciones.

En la Figura 15 se presenta la estructura organizacional del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja.

### **2.2 OPERACIÓN**

El objetivo principal de la Operación de un Gasoducto es garantizar que el transporte de gas se realice dentro de los parámetros establecidos por la empresa y en concordancia con las especificaciones y normas técnicas internacionales (ASME B31.8 y PIPELINE SAFETY REGULATIONS) establecidas por la industria del gas para estas actividades.

Figura 15. Estructura organizacional del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja.



En la Tabla 2 se relacionan las actividades de operación del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja, su frecuencia y alcance.

Tabla 2. Listado de actividades de Operación

Actividad	Alcance	Frecuencia
Detección de fugas	Gasoducto troncal (Clase 2), Estaciones Ballena y Barrancabermeja, trampas mixtas, válvulas seccionadoras, derivaciones y city gates.	Anual
Calibración e inspección válvulas de control	Estaciones Ballena y Barrancabermeja	Semestral
Calibración e inspección válvulas reguladoras de presión	Estación Barrancabermeja	Semestral
Inspección válvulas de seguridad	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, válvulas de seccionamiento, trampas mixtas, derivaciones y city gates	Semestral
Inspección reguladores de presión	Estaciones Ballena, Barrancabermeja y city gates.	Anual
Calibración e inspección computadores de flujo (incluye calibración transmisor de presión y verificación RTD)	Estaciones Ballena y Barrancabermeja	Mensual
	City gates	Bimensual
Calibración transmisores de presión	Trampas mixtas y Estaciones Ballena y Barrancabermeja.	Mensual
Calibración interruptores de presión	Estaciones Ballena y Barrancabermeja	Trimestral
Calibración operadores neumáticos	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, válvulas de seccionamiento y trampas mixtas.	Trimestral
Calibración indicadores de presión	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, válvulas de seccionamiento, trampas mixtas, derivaciones y city gates.	Trimestral
Inspección odorizadores	City gates	Trimestral
Inspección filtros separadores	Estación Barrancabermeja	Mensual

Fuente: Plan de Operación de Centragas

## 2.3 MANTENIMIENTO

El objetivo principal de las actividades de mantenimiento del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja es garantizar la eficiencia, seguridad y confiabilidad en el transporte de gas.

**2.3.1 Mantenimiento predictivo.** Este tipo de mantenimiento consistirá en realizar mediciones de espesores a la tubería de las Estaciones Ballena y Barrancabermeja, Trampas y Válvulas Seccionadoras. También se realizará la medición de espesores en sitios puntuales del Gasoducto donde se presentan cambios considerables de elevación.

El alcance, la frecuencia, los recursos y los equipos para las actividades del mantenimiento predictivo se estipulan en la Tabla 3.

Tabla 3. Alcance, frecuencia, recursos y equipos – Mantenimiento Predictivo

Actividad	Alcance	Frecuencia	Recursos y Equipos
Medición de Espesores	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, Válvulas Seccionadoras y Trampas de Raspadores.	Anual	Técnico I y Ayudante de Mantenimiento. Medidor de Espesores KRAUTKRAMER y Vehículo.

Fuente: Plan de Mantenimiento de Centragas

**2.3.2 Mantenimiento preventivo.** El Mantenimiento Preventivo consistirá en un conjunto de actividades que se realizarán en forma sistemática y con una frecuencia prefijada sobre el Gasoducto, con el fin de reducir la cantidad de mantenimiento reactivo a un nivel suficientemente bajo que permita mantener las instalaciones en un estado que garantice su correcto funcionamiento y prolongue su vida útil.

Con el objeto de efectuar un control de todas las actividades relacionadas con la operación y el mantenimiento del Gasoducto, ramales y estaciones anexas se han elaborado los siguientes programas de inspecciones que serán de estricto cumplimiento. El alcance, la frecuencia, los recursos y los equipos para las actividades del mantenimiento preventivo se estipulan en la Tabla 4.

Tabla 4. Alcance, frecuencia, recursos y equipos – Mantenimiento Preventivo

Actividad	Alcance	Frecuencia	Recursos y Equipos
Limpieza Interna	Gasoducto Troncal	Trimestral	Técnico I y Ayudantes de Mantenimiento. Vehículo, Kit de Herramientas, Raspatubos y Accesorios
Mantenimiento e Inspección Periódica de la Planta Deshidratadora	Inspección General de Torre Contactora, Separador de Salida, Filtro Pall, Rehervidor y Skimmer. (Incluye Mantenimiento Bombas Kimray)	Anual	Coordinador, Técnico I y Ayudantes de Mantenimiento. Grúa, repuestos y Kit de Herramientas.
	Inspección Filtros de Glicol (Incluye Strainer de Bombas Kimray)	Trimestral	
	Inspección Instrumentación Zona de Regeneración	Mensual	
Inspecciones Periódicas	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, Válvulas de Seccionamiento, Trampas Mixtas, Derivaciones y City Gates	Bimensual	Técnico II y Ayudante de Mantenimiento. Vehículo, cámara fotográfica y Kit de Herramientas.
Engrase de Válvulas	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, Válvulas de Seccionamiento, Trampas Mixtas, Derivaciones y City Gates	Semestral	Técnico II y Ayudante de Mantenimiento. Vehículo, cámara fotográfica, engrasadora manual y Kit de Herramientas.

Actividad	Alcance	Frecuencia	Recursos y Equipos
Inspección estado de pintura	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, Válvulas de Seccionamiento, Trampas Mixtas, Derivaciones y City Gates	Semestral	Técnico II y Ayudante de Mantenimiento. Vehículo, cámara fotográfica y Kit de Herramientas.
Inspección Sistema de Puesta a Tierra	Estación Ballena y Barrancabermeja	Semestral	Técnico II, Vehículo y Kit de Herramientas
Mantenimiento Planta Deshidratadora	Inspección General de Torre Contactora, Separador de Salida, Filtro Pall, Rehervidor y Skimmer. (Incluye Mantenimiento Bombas Kimray)	Anual	Coordinador, Técnico I y Ayudantes de Mantenimiento. Grúa, repuestos y Kit de Herramientas.
	Inspección Filtros de Glicol (Incluye Strainer de Bombas Kimray)	Trimestral	
	Inspección Instrumentación Zona de Regeneración	Mensual	

Fuente: Plan de Mantenimiento de Centragas

## 2.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Las actividades de Operación y Mantenimiento del Sistema de Protección Catódica del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja tienen por objeto asegurar que el sistema funcione bajo criterios de protección catódica en concordancia con las normas y estándares internacionales de la industria del gas (NACE STANDARD RP0169-96), de tal forma que se garantice la confiabilidad y disponibilidad del sistema a lo largo de su vida útil.

El Plan de Operación y Mantenimiento se aplica a los diferentes componentes del Sistema de Protección Catódica como:

- Unidades rectificadoras.
- Camas anódicas.

- Estaciones de prueba.
- Juntas de aislamientos.
- Sistemas de protección catódica por ánodos de sacrificio.
- Sistemas de mitigación de interferencias.

El alcance, frecuencia, recursos y equipos para las actividades del Plan de Control de Corrosión se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Alcance, frecuencia, recursos y equipos – Protección Catódica

Actividad	Alcance	Frecuencia	Recursos y Equipos
Inspección Sistema de Protección Catódica	Evaluación de potenciales Km a Km (Gasoducto Troncal y Ramales)	Anual	Superintendente, Técnico II y Ayudante de Mantenimiento. Vehículo, Multímetro AC/DC y Electrodo de Referencia Cu/CuSO <sub>4</sub> . Recursos y Equipo Contratado
	Evaluación potenciales en puntos de empalme (Entre Rectificadores)	Trimestral	
	Evaluación Ramales	Trimestral	
	Evaluación potenciales Estaciones Ballena y Barrancabermeja	Mensual	
	Evaluación potenciales en trampas de raspadores	Trimestral	
	Inspección Rectificadores	Mensual	
	Seguimiento de Interferencias	Bimestral	

Fuente: Plan de Control de Corrosión de Centragas

## 2.5 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las actividades de Operación y Mantenimiento para los sistemas de comunicaciones tienen como principal objetivo asegurar que los sistemas cumplan con las normas del CCITT (Comité Internacional de Telegrafía y Telefonía) y el CCIR (Comité Internacional de Radio), los estándares y parámetros asignados por el Ministerio de Comunicaciones, para el sistema de radio, y los aprobados por INTELSAT, para el sistema satelital. De esta forma se logrará mantener el óptimo funcionamiento de los mismos, con una disponibilidad total del 95% anual, que permita obtener información en línea del Gasoducto de una manera veraz, precisa y a tiempo.

En la Tabla 6 se relacionan las actividades de operación y mantenimiento del sistema de comunicaciones del Gasoducto Ballena - Barrancabermeja, su frecuencia y alcance.

Tabla 6. Listado de actividades de Operación y Mantenimiento Sistema de Comunicaciones

Actividad	Alcance	Frecuencia
Inspección equipos del sistema de comunicaciones: Antena, computadores, UPS y baterías.	Centro Principal de Control Barranquilla	Mensual
Inspecciones Sistema SCADA estaciones remotas	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, trampas mixtas	Bimensual
Inspecciones estaciones Repetidoras – Radio	Estaciones de Bañaderos, Alguacil y Jurisdicciones.	Trimestral
Inspecciones Radios Base	Estaciones Ballena y Barrancabermeja, Valledupar, Casacará y Aguachica	Trimestral

Fuente: Plan de Comunicaciones de Centragas

### 3. SISTEMAS DE GESTIÓN

#### 3.1 SISTEMA DE CALIDAD

El Sistema de Calidad de Centragas ha sido certificado por el ICONTEC (Instituto de Normas Técnicas y Certificación) por el cumplimiento de los requisitos de la norma internacional ISO 9001:2000, otorgada en el año 2003 para las actividades de Operación y Mantenimiento del Sistema de Transporte de Gas Natural Ballena-Barrancabermeja.

**3.1.1 Política de calidad.** La política de calidad de Centragas está definida como sigue:

“Es nuestro compromiso transportar gas natural, operando y manteniendo el sistema del gasoducto Ballena – Barrancabermeja y sus ramales, cumpliendo con las exigencias del contrato DIJ-(P)-515, las normas y los requisitos legales aplicables.

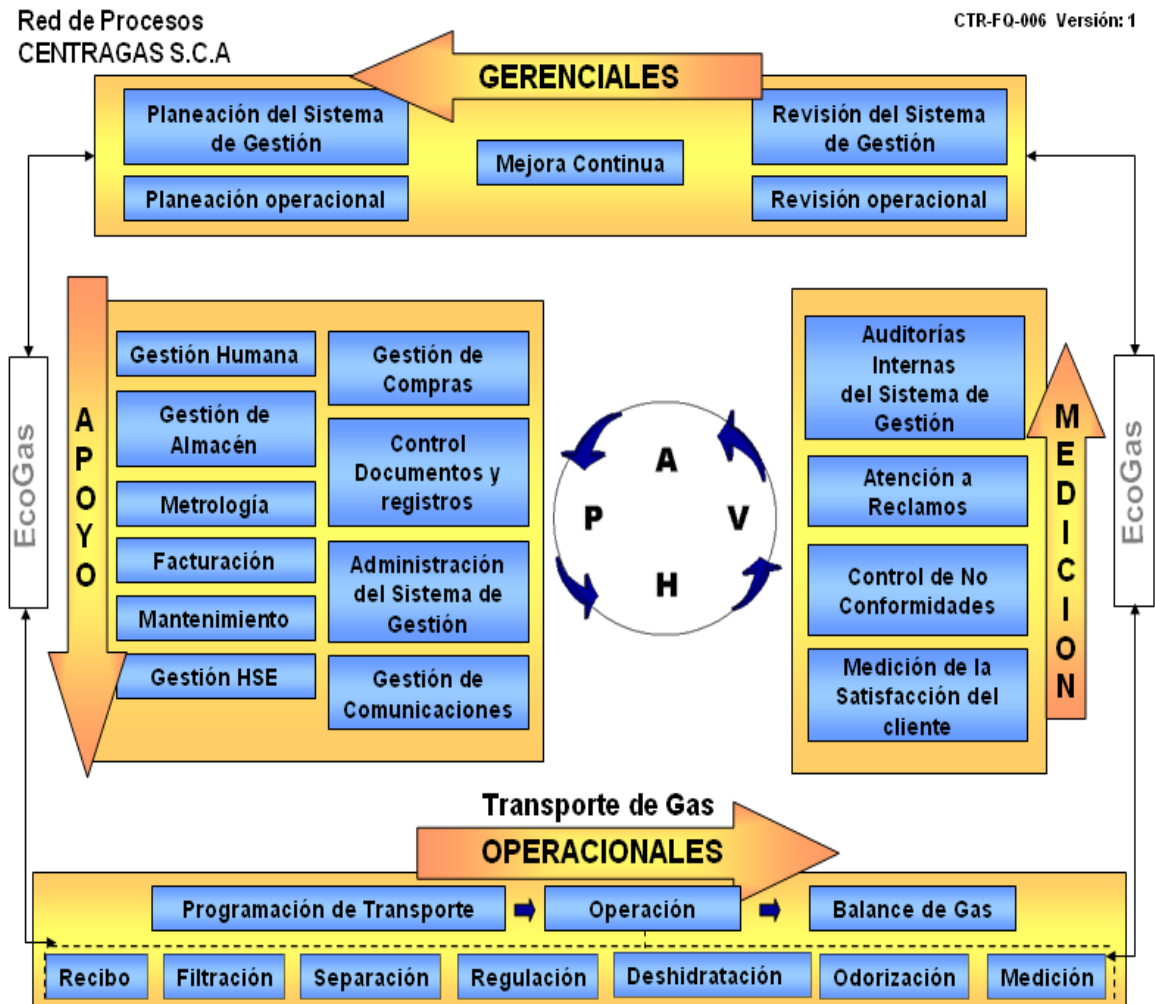
Estamos convencidos de que apoyados en un grupo humano competente, con una permanente actitud de servicio y comprometido con la mejora continua de los procesos, la prevención de la contaminación ambiental y el control de los riesgos ocupacionales podemos garantizar una operación segura y eficiente.”

**3.1.2 Red de procesos.** En la Figura 16 se muestra la Red de Procesos de Centragas basados en el ciclo de mejora continua PHVA.

**3.1.3 Componentes de la política de calidad.** El Sistema describe las disposiciones adoptadas por la empresa para cumplir los requisitos exigidos por las normas NTC ISO 9001/2000, los requisitos legales y contractuales (relacionados con la calidad, el ambiente, la seguridad y la salud ocupacional) y del contrato DIJ-(P)-515, aplicables a la Operación y al Mantenimiento del Gasoducto Ballena -Barrancabermeja.

El manual se ha estructurado de acuerdo con la Red de procesos de la organización. El enfoque de esta estructura se fundamenta en la aplicación del ciclo de mejoramiento PHVA (Planear, Hacer, Verificar, Actuar) y está orientado al logro de los objetivos de calidad, ambientales y de SYSO, así como al uso racional de los recursos y la protección de los trabajadores.

Figura 16. Red de Procesos de Centragas.



Fuente: Manual de Gestión de Calidad de Centragas

Los procesos que conforman esta red se agrupan bajo cuatro categorías:

- Procesos Gerenciales
- Procesos de Apoyo
- Procesos Operacionales
- Procesos de Medición, Análisis y Mejora

Los procesos desde la categoría a la que pertenecen, contribuyen a la mejora continua del sistema mediante su rol en una o más de las etapas del ciclo PHVA, tal como se muestra en la RED DE PROCESOS DE CENTRAGAS y que se resume en la Tabla 7.

Tabla 7. Descripción de procesos en el ciclo PHVA.

<b>P:</b> Planear	Procesos Gerenciales, Procesos de Apoyo
<b>H:</b> Hacer	Procesos Operacionales
<b>V:</b> Verificar	Procesos de Medición, Análisis y Mejora
<b>A:</b> Actuar	Procesos Gerenciales

- **Procesos gerenciales.** Procesos a través de los cuales la Gerencia de Operaciones Especiales de Centragas:
  - Define la Política de Centragas y los Objetivos de Calidad de acuerdo con los requisitos de las partes interesadas y los requisitos reglamentarios, los cuales actúan como marco de referencia para la gestión de los procesos que conforman el sistema.
  - Identifica los procesos necesarios para la prestación del servicio, la prevención de la contaminación y la protección de los trabajadores y asigna los recursos para la ejecución de los procesos que permitan el logro de los objetivos trazados.
  - Evalúa el cumplimiento de los objetivos planteados y el desempeño de los procesos que conforman el Sistema de Gestión de Calidad
  - Plantea acciones de mejora para aumentar la eficacia y eficiencia de la empresa con cada ciclo de mejora que se inicie.
  
- **Procesos de apoyo.** Los procesos de apoyo, incluyen todos los procesos administrativos y técnicos necesarios para respaldar el desempeño de los procesos operacionales, por medio del suministro de recursos tales como personal capacitado, materiales, equipos, documentación, métodos y condiciones que garanticen una operación segura y eficiente.
  
- **Procesos operacionales.** Los Procesos Operacionales, dan respuesta a los requisitos de las partes interesadas y constituyen el objeto del negocio de Centragas S.C.A.
  
- **Procesos de medición, análisis y mejora.** Agrupa los procesos que capturan información de los demás procesos para clasificarla y organizarla de tal forma que se facilite la toma de decisiones desde los procesos gerenciales, con miras a

definir acciones que garanticen un mejor desempeño del Sistema de Gestión de Calidad al iniciarse el nuevo ciclo.

Dependiendo de la categoría a la que pertenezca el proceso (gerenciales, apoyo, operacionales o de medición) así será su rol en el sistema como cliente y/o proveedor de información y/o insumos.

Todo esto se representa gráficamente en la RED DE PROCESO DE CENTRAGAS. Por otra parte, a través de los procedimientos que resultan de la caracterización de cada uno de los procesos y de este manual, se definen los criterios y métodos necesarios para su operación y control eficaz, además de los recursos e información para su implementación y las disposiciones para realizar su seguimiento, medición y análisis, con el fin de generar mejora permanente.

### 3.1.4 Exclusiones

- **De la estructura organizacional.** Los cargos de Gerente General, Gerente Administrativo (y subordinados) y el de Analista Financiero no se incluyen dentro de este Sistema de Gestión de Calidad,. El cargo de Gerente General es el único que se excluye dentro del alcance del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional. El Gerente de Operaciones Especiales se considera la máxima autoridad del Sistema de Gestión de Centragas.
- **De la norma ISO 9001 V 2000.** El capítulo 7.3 Diseño y Desarrollo no se incluye dentro del alcance del Sistema de Gestión de Calidad de Centragas teniendo en cuenta que la razón social de la empresa y la finalidad del contrato BOMT (Building, Operation, Maintenance and Transfer) DIJ-(P)-515, es únicamente prestar el servicio de Operación y Mantenimiento del gasoducto Ballena - Barrancabermeja y sus ramales. La etapa de diseño y construcción del gasoducto finalizó en febrero de 1996.
- **De la legislación.** Se excluye el RUT - Reglamento Único de Transporte como requisito legal y/o reglamentario al SG de Centragas, puesto que este reglamento es aplicable a empresas consideradas como Transportadoras (Literal 1.1. *Definiciones* y 1.2.2. *Alcance*), condición no atribuible a Centragas puesto que:
  1. No posee capacidad de decisión sobre el libre acceso a un sistema de transporte y,
  2. No realiza venta del servicio de transporte a agentes mediante contratos de transporte.

## **APARTES DEL RUT**

### **Numeral 1.1. Definiciones:**

*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 usuario. Son Agentes los Productores-comercializador, los Comercializadores, los Distribuidores, los Transportadores, los Usuarios No Regulados y los Almacenadores Independientes.*

*Prestador del Servicio de Transporte o Transportador: Se consideran como tales, las personas de que trata el Título 1 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 resolución 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.*

**Numeral 1.2.2. Alcance:** *El Reglamento Único de Transporte, que para los efectos se identificará como el RUT, se le aplica a todos los Agentes que utilicen el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural.*

*Los propietarios de los gasoductos dedicados no se consideran Transportadores, salvo en el caso en que un tercero solicite el servicio de transporte y este sea técnicamente factible. En tal caso deberán cumplir lo estipulado en el numeral 2.1.3. En todo caso los propietarios de gasoductos dedicados deberán cumplir las normas técnicas y de seguridad que establezca la autoridad competente.*

## **3.2 SISTEMA AMBIENTAL**

**3.2.1 Generalidades.** El Gasoducto Ballena-Barrancabermeja transporta gas natural por tuberías para los sectores industrial y domiciliario a los departamentos de la Guajira (sur del departamento), Cesar (norte y sur del departamento), Magdalena (sur del departamento) y Santander (norte del departamento).

El gas natural es un recurso natural no renovable y consiste de una mezcla de hidrocarburos livianos, especialmente metano, además puede tener otros

compuestos, algunos de ellos contaminantes, tales como bióxido de carbono, agua, ácido sulfídrico, helio y nitrógeno.

En la etapa de Operación del Gasoducto, la gestión ambiental está básicamente orientada a mantener bajo evaluación permanente el estado de evolución del sistema ambiental global, controlando que los parámetros que caracterizan las normas de calidad ambiental se encuentren dentro de los valores establecidos en la Legislación Ambiental Colombiana y en el Estudio Ecológico y Ambiental elaborado antes de la construcción.

Así mismo, las disposiciones adoptadas por la empresa están encaminadas a cumplir los requisitos exigidos por la norma NTC ISO 14001/2004, con el fin de obtener su certificación en materia ambiental.

Con el fin de garantizar la estabilidad de las condiciones ambientales y el cumplimiento del programa de gestión ambiental, la organización cuenta con un Plan de Monitoreo y Seguimiento. En la Tabla 8 se describen las actividades más relevantes de este plan.

**3.2.2 Objetivos específicos.** Los objetivos específicos para el Plan de Seguimiento Ambiental son los siguientes:

- Hacer cumplir la normatividad ambiental ordenada en la Resolución 204 del Ministerio del Medio Ambiente y la relacionada con las actividades que se llevan a cabo durante la operación y mantenimiento.
- Verificar que en las Estaciones se lleve a cabo la correcta disposición de desechos sólidos y líquidos.
- Evaluar la calidad del aire en las Estaciones.
- Evaluar los niveles de ruido acústico en las Estaciones.
- Llevar a cabo el seguimiento ambiental a los factores bióticos (agua, fauna y flora) a lo largo de la línea del Gasoducto, a fin de verificar si se ha presentado alguna alteración como consecuencia de la operación y mantenimiento.
- Evaluar las áreas empradizadas y reforestadas para verificar el prendimiento de las especies utilizadas.
- Efectuar el seguimiento a las Obras de Protección Geotécnicas construidas en el derecho de vía (trinchos, gaviones, cortacorrientes, canales colectores, etc.).

Tabla 8. Actividades del plan de seguimiento ambiental.

<b>Actividad</b>	<b>Alcance</b>	<b>Frecuencia</b>
Seguimiento ambiental en las estaciones – Disposición de desechos sólidos y líquidos – Evaluación calidad de aire – Evaluación calidad del agua	Estaciones Ballena y Barrancabermeja	Mensual Semestral Semestral
Seguimientos al derecho de vía – Verificación estabilidad – Estado de las obras de protección geotécnicas	Línea troncal del Gasoducto	Anual
Seguimientos al derecho de vía en zonas críticas – Verificación estabilidad – Estado de las obras de protección geotécnicas	Línea troncal del Gasoducto	Semestral
Evaluación de la flora y fauna terrestre	Línea troncal del Gasoducto	Cada 4 años
Inspecciones de cruces especiales	Cruce horizontal dirigido Cruces de corrientes de agua	Cada 2 años Semestral

**3.2.3 Alcance.** El Plan de Seguimiento Ambiental cubrirá el Gasoducto Ballena - Barrancabermeja, los 23 ramales y las Estaciones Ballena y Barrancabermeja.

Determinando los puntos críticos de control en el Gasoducto, los residuos generados en las estaciones y las actividades de mantenimiento de la línea que causan impacto, se establece un programa de monitoreo mediante inspecciones periódicas y especiales que permitan verificar la recuperación de las zonas afectadas y el cumplimiento de la política ambiental de la Empresa.

### **3.3 SISTEMA DE GESTIÓN DE SALUD OCUPACIONAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL**

**3.3.1 Generalidades.** El Gasoducto Ballena–Barrancabermeja cuenta con un programa de Salud Ocupacional que está encaminado a preservar, mantener y mejorar la salud individual y colectiva de los trabajadores en sus correspondientes

ocupaciones y a cumplir con las últimas disposiciones gubernamentales y los requisitos exigidos por la norma OHSAS 18001/2000.

El objetivo de este plan es identificar, reconocer, evaluar y controlar los factores de salud ocupacional y seguridad industrial que se originen en los lugares de trabajo y que puedan afectar la salud de los trabajadores y mantener los máximos estándares de seguridad en las instalaciones.

Las actividades más importantes que se desarrollan durante las inspecciones de salud ocupacional y seguridad industrial son las siguientes:

- Identificación y valoración de riesgos ocupacionales en las estaciones Ballena y Barrancabermeja.
- Inspección Sistema Contra Incendio y extintores de las estaciones Ballena y Barrancabermeja, con el fin de garantizar su correcto funcionamiento en caso de emergencia.
- Inspecciones de Seguridad a Vehículos
- Seguimiento a la intensidad de ruido acústico
- Medición de los niveles de iluminación en las estaciones Ballena y Barrancabermeja.
- Fumigación y Desratización
- Control Bacteriológico sobre muestras de agua tomadas en los dispensadores de las estaciones Ballena y Barrancabermeja.

La Alta Dirección asume el liderazgo del Programa de Salud Ocupacional, ejerciendo funciones predeterminadas y con la responsabilidad de la consolidación del Programa. Como responsable de la planeación, coordinación y seguimiento de las actividades relacionadas con el manejo ambiental, programa de salud ocupacional, gestión social y gestión de tierras, se cuenta con un Coordinador el cual tiene algunas funciones muy específicas para el apoyo y asesoramiento a la gerencia general.

Los trabajadores son parte importante dentro del engranaje del programa, por lo tanto, la participación de este grupo debe estar regida por las siguientes funciones:

- Conocer en forma detallada los alcances del programa, de tal forma que se entienda este proceso como una herramienta de prevención.
- Participar activamente en las capacitaciones, entrenamientos y simulacros promovidos por las coordinaciones, con el fin de contribuir al éxito del programa.
- Cumplir cabalmente con las políticas, normas y reglamentos sobre salud ocupacional, seguridad e higiene industrial definidas por la empresa.

- Informar permanente a las coordinaciones sobre el desarrollo del programa, haciendo especial énfasis en las condiciones de trabajo y en las acciones que representan elevado riesgo.
- Proponer sugerencias a las coordinaciones en la solución de problemas de salud ocupacional, higiene y seguridad industrial que se presenten.

**3.3.2 Estrategias de salud ocupacional.** Estas estrategias buscan optimizar las condiciones de salud y aumentar la calidad de vida de los trabajadores, mediante la ejecución de actividades de medicina preventiva, medicina del trabajo, higiene industrial y seguridad industrial, de tal manera que se propicie un ambiente favorable para adelantar las acciones del proyecto en forma eficiente.

**3.3.3 Subprograma de medicina preventiva y del trabajo.** Este subprograma está conformado por el conjunto de actividades encaminadas a prevenir y controlar la salud del trabajador, de manera que conduzcan a establecer verdaderas condiciones de bienestar físico, mental y social de los empleados y trabajadores de Centragas.

De conformidad con lo anterior, se realizarán diagnósticos de salud en todo el personal, con el fin de valorar el estado anatómico y fisiológico del paciente, para tomar las acciones preventivas y correctivas de acuerdo a la situación encontrada.

**3.3.4 Subprograma de higiene y seguridad industrial.** La Higiene Industrial comprende el conjunto de actividades destinadas a la identificación, evaluación y control de los agentes y factores del ambiente de trabajo que pueden afectar la salud de los trabajadores.

La Seguridad Industrial comprende el conjunto de actividades destinadas a la identificación y al control de las causas de los accidentes de trabajo.

Para cumplir con lo anterior, se realizan inspecciones para identificar y evaluar factores de riesgos actuales o potenciales (físicos, químicos, ergonómicos y mecánicos), aplicando la metodología explicada anteriormente. Así mismo, se realizan inspecciones de verificación de los vehículos para comprobar su estado de seguridad y el equipo de carretera. También se realizan análisis de los puestos de trabajo y, en caso de accidentes, se hace la correspondiente investigación tendiente a determinar las causas reales que dieron origen al evento y evitar su repetición.

Igualmente, Se realiza seguimiento y control a los programas de Salud Ocupacional que deben desarrollar los contratistas de cada actividad contratada para el mantenimiento u operación de los Gasoductos, a través de reuniones con

los trabajadores y visitas de inspección a los distintos lugares de ejecución de los trabajos.

Con el fin de proteger la salud y la integridad física de los trabajadores, mantener un control de estos elementos y mejorar su uso, se desarrollan las siguientes acciones:

- Estudio sobre la necesidad de elementos de protección personal.
- Registros de elementos de protección entregados al personal.
- Procedimiento para el suministro de los elementos.
- Verificación periódica del estado y uso de los elementos.
- Aplicación de normas de uso, mantenimiento y limpieza establecidas por el fabricante o proveedor.

## **4. TEORÍA DE INTEGRIDAD DE GASODUCTOS**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

El manejo de la integridad de un sistema de tuberías para transporte de fluidos es hoy uno de los aspectos más relevantes en la operación de gasoductos. La historia de accidentalidad en tuberías muestra que no es suficiente con tener implementadas actividades de mantenimiento, rutinas de inspección y monitoreo y prácticas operacionales, sino que se requiere el manejo integrado de todas estas actividades dentro de una cultura de evaluación y reducción permanente del riesgo.

La razón es simple, la sociedad no está dispuesta a tolerar pérdidas lamentables de vidas humanas ni daños irreparables al ecosistema, y los propietarios a tolerar pérdidas significativas a su nivel de ganancia esperado, durante la operación de sistemas de tuberías a lo largo y ancho de cada país.

Esta posición ha generado en la mayoría de países una creciente presión sobre las instituciones de estandarización, los industriales y los organismos estatales para producir acuerdos en las acciones y parámetros de desempeño en la seguridad. Como resultado de tales acuerdos, cada país ha desarrollado regulaciones y/o estándares de obligatorio cumplimiento por parte de las industrias que mueven fluidos considerados potencialmente peligrosos y que en caso de liberarse podrían afectar en gran proporción el ambiente.

Estas regulaciones constituyen un elemento de presión sobre los industriales que tienen que mantener o comenzar por el largo camino de la definición y sostenimiento de la operación segura de sus tuberías, bajo la figura de un sistema de gestión que asegure que todos los riesgos asociados a la operación de tales sistemas sean debidamente identificados y evaluados, y que las acciones derivadas de ellos se han establecido y se encuentran en perfecta evolución hacia el mejoramiento y bienestar de la integridad en su área de influencia. Tecnológicamente requiere que cada compañía que transporta gas implemente y mantenga un adecuado sistema de gerencial de aseguramiento de la integridad, que evite la liberación del fluido al ambiente.

En Colombia aún no existen regulaciones explícitas sobre el manejo de la integridad en las tuberías que transportan fluidos considerados potencialmente peligrosos, sin embargo, la tendencia mundial y las solicitudes realizadas por los ciudadanos interesados en el tema, ha hecho que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) inicie el estudio de las normas y códigos internacionales, para establecer una regulación que le permita a las compañías operadoras de

gasoductos implementar un sistema de Gerenciamiento de la Integridad en el contexto político del país.

## **4.2 OBJETIVO DE UN SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD**

Adicionalmente al deber de cumplir con las regulaciones existentes en cada país, los operadores de gasoductos implementan un SGI con el objeto continuar entregando gas natural a sus clientes de una forma segura y confiable sin efectos adversos sobre los empleados, el público, los clientes o el ambiente. La operación sin incidentes ha sido y continúa siendo el mayor objetivo de la industria de los gasoductos.

Un SGI comprensible, sistemático e integral proporciona los medios para mejorar la seguridad de los sistemas de tubería. Tal sistema le brinda al operador la información necesaria para ubicar con efectividad los recursos para las actividades de prevención, detección y mitigación que dan como resultado una mayor seguridad y la reducción del número de incidentes

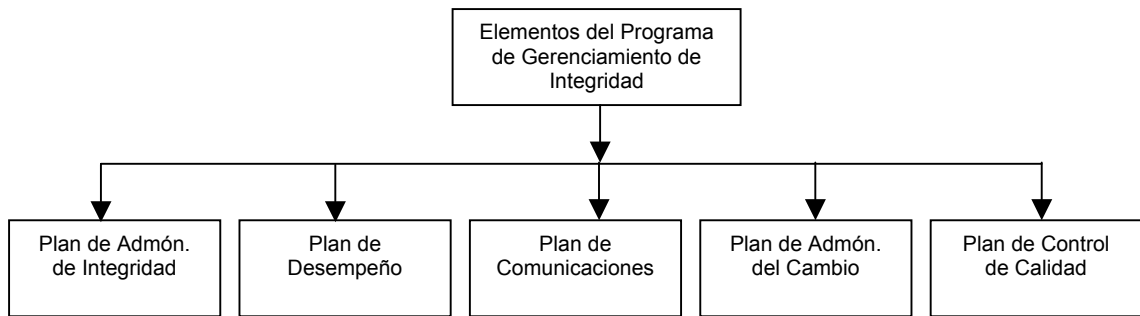
## **4.3 ESTÁNDAR ASME B 31.8 SUPLEMENTO 2001**

**4.3.1 Generalidades.** El estándar fue aprobado por el B31 “Standards Comité” (Comité de Estándares B31) y por la ASME “Board on Pressure Technology Codes and Standards” (Junta ASME para estándares y Códigos de Tecnología de la Presión), como un estándar Nacional Americano, el 14 de enero de 2002, y está diseñado para proporcionarles a los operadores de gasoductos la información necesaria para desarrollar e implementar un programa efectivo de Gerenciamiento de integridad, utilizando prácticas y procesos industriales de utilidad comprobada.

Es aplicable a sistemas de tuberías en tierra, construidos con materiales ferrosos y que transporten gas natural. Sistemas de tuberías significa todas las instalaciones físicas a través de las cuales se transporta gas, incluyendo tubos, válvulas, accesorios de los tubos, compresores, estaciones medidoras, estaciones reguladoras, retenedores y cualquier otro accesorio.

**4.3.2 Contenido.** El estándar establece un SGI basado en 5 elementos fundamentales que deben ser desarrollados e implementados, tal como se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Elementos de Programa de Administración de Integridad

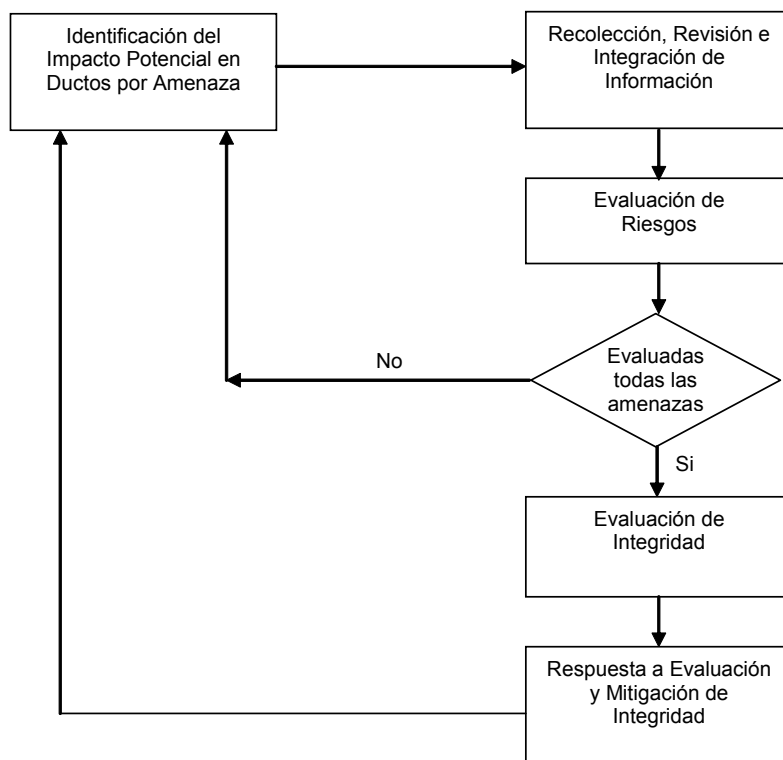


Fuente: Estándar ASME B31.8 S-2001

**4.3.3 Plan de administración de integridad.** El plan de administración de integridad es el resultado de aplicar el proceso bosquejado en la Figura 18. El plan es la documentación de la ejecución de cada uno de los pasos y los análisis de soporte que son realizados. Debe incluir prácticas de prevención, detección y mitigación. También, debe tener un cronograma que considere la asignación de tiempos para las prácticas empleadas. Se deben analizar primero aquellos sistemas o segmentos con el riesgo más alto. También, el plan debe considerar aquellas prácticas dirigidas hacia más de una amenaza; por ejemplo, una prueba hidrostática puede demostrar la integridad de un ducto para amenazas dependientes del tiempo como corrosión externa e interna, además de amenazas estáticas, tales como defectos de soldaduras y soldaduras de fabricación defectuosa.

La identificación de las amenazas potenciales es el primer paso para el gerenciamiento de la integridad. Se deben considerar todas las amenazas a la integridad del gasoducto. La información relacionada con incidentes a gasoductos ha sido analizada y clasificada por el Comité Internacional de Investigación de tuberías (PRCI – de su sigla en inglés) en 22 causas. Cada una de las 22 causas representa una amenaza para la integridad de la tubería que debe ser administrada. Una de las causas reportadas por los operadores se denomina “desconocida”; es decir, no se identificó la causa principal. Las 21 causas restantes han sido agrupadas en 9 categorías de tipos de falla relacionadas de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento. Posteriormente fueron delineadas por 3 tipos de defectos relacionados con el tiempo. Las nueve categorías son útiles para identificar las amenazas potenciales. La evaluación de riesgo, la evaluación de integridad y las actividades de mitigación deben ser enfocadas correctamente de acuerdo con los factores de tiempo y el agrupamiento por modo de falla.

Figura 18. Diagrama de proceso del plan de administración de integridad.



Fuente: Estándar ASME B31.8 S-2001

Las 21 amenazas presentadas en el estándar son relacionadas en el Tabla 9. También se debe considerar la naturaleza interactiva de las amenazas (más de una amenaza que ocurre en un segmento de la tubería al mismo tiempo).

**4.3.4 Plan de evaluación del desempeño.** Esta orientado a recoger información de funcionamiento y evaluar periódicamente el éxito de sus técnicas de evaluación de integridad, sus actividades de reparación de la tubería y las actividades de mitigación de riesgos. El operador debe evaluar la efectividad de sus sistemas y procesos de gerenciamiento en apoyo de buenas decisiones para administración de integridad.

**4.3.5 Plan de calidad.** Es la prueba documentada de que un operador cumple con todos los requerimientos de su SGI. Los operadores que tengan un programa de control de calidad que se ajuste o exceda los requerimientos del estándar, pueden incorporar las actividades del SGI dentro de su plan existente.

Tabla 9. Amenazas a un gasoducto de acuerdo al estándar ASME B31.8 – Suplemento 2001

RELACIÓN CON EL TIEMPO	CATEGORÍA	AMENAZA
1. Dependiendo del tiempo	1. Corrosión Externa	1. Corrosión Externa
	2. Corrosión Interna	2. Corrosión Interna
	3. Fractura por Corrosión	3. Fractura por Corrosión
2. Estable en el tiempo	4. Defectos de Fabricación	4. Unión de Tubo Defectuosa
		5. Tubo Defectuoso
	5. Relacionada con soldadura / ensamble	6. Soldadura alrededor del tubo defectuosa
		7. Soldadura de fabricación defectuosa
		8. Arrugas o dobleces
		9. Roscas estropeadas/ tubos rotos/
	6. Falla en los equipos	10. Fallas en los Empaques O-ring
		11. Fallas en el equipo de alivio/ control
		12. Fallas en la empaquetadura/ sellos de la bomba
		13. Varios
13. Varios		
3. Independiente del Tiempo	7. Daños mecánico/ terceros	14. Daño infligido por primeros, segundo o terceros (falla instantánea/inmediata)
		15. Tubo dañado con anterioridad (Modo de falla retrasada)
		16. Vandalismo
	8. Operaciones Incorrectas	17. Procedimiento operacional incorrecto
	9. Relacionado con el clima y fuerzas externas	18. Clima Frío
		19. Rayos
		20. Lluvias fuertes o inundaciones
21. Movimientos de Tierra		

Fuente: Estándar ASME B31.8 S-2001

**4.3.6 Plan de comunicaciones.** Se debe desarrollar e implementar un plan para la comunicación efectiva con empleados, con el público, con los cuerpos de emergencia, con el gobierno local y con las autoridades jurisdiccionales, para mantener al público informado acerca de sus esfuerzos de la gerencia para mantener la integridad de la tubería.

**4.3.7 Plan de manejo del cambio.** Los sistemas de tubería y el ambiente en el cual operan, rara vez son estáticos. Se debe utilizar un proceso sistemático para garantizar que se evalúen los cambios en el diseño, la operación o el mantenimiento del sistema de tubería, con el fin de determinar los impactos de riesgo potenciales y para garantizar que se evalúen los cambios al medio ambiente en el cual opera la tubería.

## 4.4 MARCO REGULATORIO EN ESTADO UNIDOS (USA)

**4.4.1 Generalidades.** El manejo de integridad en tuberías en USA ha mostrado un avance significativo en los últimos 4 años. La regulación para tuberías que transportan líquidos peligrosos fue establecida en el año 2002 y la de gas en el año 2003.

Previo al establecimiento del marco regulatorio de integridad, la oficina de seguridad de tuberías (Office Pipeline Security - OPS), adscrita al departamento de transporte de USA (Department of Transportation – DOT), mantenía en vigencia para el caso de líquidos la regulación 49 CFR 195 y para el caso de gas la 49 CFR 192. La reglamentación en integridad fue incluida dentro de estos códigos federales (49 CFR 195 y 49 CFR 192).

La función principal de OPS es asegurar una operación libre de accidentes en el transporte de fluidos peligrosos en tuberías, estableciendo regulaciones y fomentando el uso intensificado del concepto de riesgos para tal fin. Igualmente, promueve la discusión de aspectos de preocupación general, alienta la investigación y avances tecnológicos en el área de seguridad operacional de tuberías. Adicionalmente, actúa como ente fiscalizador y aprobador de los planes y programas de integridad que los operadores deben presentar a consideración, y realiza el control permanente del desempeño de tales planes.

El marco regulatorio de integridad en USA busca, fundamentalmente, como meta asegurar una operación libre de accidentes y, para tal fin, ha establecido unas normas para el transporte por tuberías de gas o líquidos. En ambos casos, el operador tiene la obligación de realizar una evaluación de riesgo y preparar un plan básico de evaluación de integridad en las áreas donde un escape no controlado del fluido pueda causar lesiones o daños al público o al ambiente (estas áreas son definidas en la reglamentación como áreas de alta consecuencias).

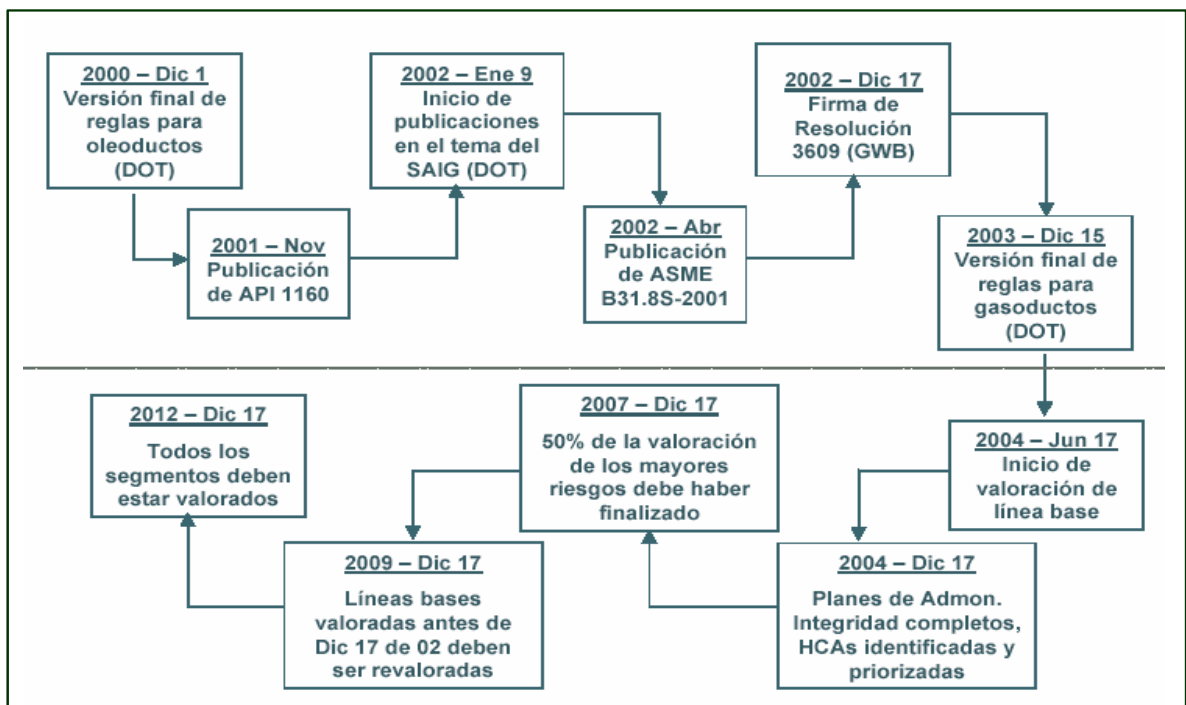
**4.4.2 Regulación para el transporte de gas.** El 15 de diciembre de 2003 fue establecida la reglamentación para el transporte de gas, la cual es de estricto cumplimiento para los operadores de gasoductos en USA. Los operadores pueden encontrar los requisitos exigidos para el manejo de la integridad en el literal O del código 49 CFR 192 del Departamento de Transporte de USA.

- **Vigencia.** Esta reglamentación es efectiva a partir de junio del 2004 y establece como mandatorios el estándar ASME B31.8 Suplemento 2001. La meta principal es asegurar la integridad de las tuberías de transmisión de gas requiriendo de cada operador:

- Desarrollar e implementar un programa comprensivo de integridad para aquellos segmentos de tubería en donde una falla pudiera causar un alto impacto al público o la propiedad.
- Identificar y caracterizar las amenazas aplicables para direccionar los aspectos cubiertos en la regulación.
- Realizar la evaluación de la integridad de acuerdo a una de línea base, y establecer reevaluaciones periódicas de estos segmentos
- Mitigar defectos significativos descubiertos en las evaluaciones
- Monitorear continuamente la efectividad de su programa de integridad y modificarlo de acuerdo con las necesidades para mejorar su efectividad.

Tendiendo en cuenta que el proceso de aseguramiento de la integridad es costoso, la reglamentación contempló periodos de tiempos flexibles para que los operadores cumplieran con los requisitos exigidos en el código federal. La historia de la reglamentación y las fechas establecidas para el cumplimiento de los requisitos se presentan en la Figura 19:

Figura 19. Fechas establecidas en la reglamentación para el sistema de gerenciamiento de integridad.



Fuente: Informe final modelo y evaluación de riesgos de la integridad en el gasoducto Ballena-Barrancabermeja

Esta reglamentación no aplica para tuberías de distribución o recolección de gas.

Integridad Mecánica es el manejo sistemático de activos para una predicción confiable de la operación sin la liberación incontrolada de fluidos de proceso u otros impactos a través de la vida útil del equipo

## 4.5 RIESGO

**4.5.1 Generalidades.** El riesgo puede definirse como: *una medida de la pérdida económica o del daño a personas en términos tanto de la probabilidad del incidente como de la magnitud de la pérdida o daño.*<sup>2</sup> Para calcular de manera cuantitativa el riesgo es necesario determinar y seleccionar todos los incidentes, una vez definidos éstos, se establecen los resultados de los mismos y de los casos particulares resultado de los incidentes. No existe una manera única de medir el riesgo, y la medición estará determinada por la información y los recursos disponibles, así como el propósito para el cual se hace la estimación.

El proceso de evaluación de riesgo implica la estimación de la frecuencia del incidente, así como la probabilidad y consecuencia de eventos no deseados. La estimación de frecuencias y probabilidades puede realizarse a partir de datos históricos o de la aplicación de otras técnicas, tales como árbol de fallas y de eventos, estimación subjetiva, etcétera.

**4.5.2 Riesgo según el estándar ASME B31.8 S-2001.** La norma define el Riesgo como el producto matemático de la probabilidad y las consecuencias de eventos resultantes de una falla. El riesgo puede ser disminuido reduciendo ya sea la probabilidad o las consecuencias de una falla.

### 4.5.3 Evaluación de riesgo

• **Generalidades.** El riesgo generalmente se describe como el producto de dos factores principales; la probabilidad de que ocurra algún evento adverso y las consecuencias resultantes de ese evento. Un método para descubrir el riesgo es:

Riesgo  $i = P_i \times C_i$  para una sola amenaza

$$\text{Riesgo} = \sum_{i=1}^9 (P_i \times C_i) \text{ para categorías de amenaza 1 a 9}$$

---

<sup>2</sup> Definición tomada de la página de Internet:  
<http://www.crid.or.cr/digitalizacion/pdf/spa/doc16159/doc16159-4.pdf>

$$\text{Total Riesgo del Segmento} = P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 + \dots + P_9 \times C_9$$

Donde

$P$  = probabilidad de falla

$C$  = consecuencia de la falla

1 a 9 = categoría de amenaza de falla

El método de análisis de riesgo utilizado debe abarcar todas las nueve categorías de amenaza o cada una de las 21 amenazas individuales para el sistema de tubería. Generalmente las consecuencias del riesgo, consideran componentes tales como el impacto potencial del evento sobre los individuos, propiedad, impacto en el negocio, e impacto ambiental. El estándar ASME B31.8 Suplemento 2001 permite utilizar los siguientes métodos:

- Aproximación realizada por expertos en la Materia
- Evaluaciones Relativas
- Evaluaciones de Escenario, y
- Evaluaciones Probabilísticas

Con el propósito de organizar las evaluaciones de integridad para los segmentos de tubería, se debe establecer una prioridad de riesgos. Este valor de riesgo es un número que refleja la probabilidad general de falla y un número que refleja las consecuencias. El análisis de riesgos puede ser bastante simple, con valores que oscilan entre 1 y 3 (para reflejar alta, media y baja probabilidad de consecuencias) o puede ser más complejo al involucrar un promedio mayor, para ofrecer una diferenciación más grande entre los segmentos del ducto. La multiplicación de la probabilidad relativa y los números de consecuencia le brindan al operador un riesgo relativo para el segmento y una prioridad relativa para su operación.

• **Objetivos de la evaluación de riesgos.** Para su aplicación en tuberías, la evaluación de riesgos tiene los siguientes objetivos:

- Priorizar segmentos de tuberías para programar las evaluaciones de integridad y la acción de mitigación.
- Evaluar los beneficios derivados de la acción de mitigación
- Determinar las medidas de mitigación más efectivas para las amenazas identificadas.
- Evaluar el impacto a la integridad de los intervalos de inspección modificados.
- Evaluar el uso o la necesidad de metodologías de inspección alternativas.
- Ubicar más efectivamente los recursos.

La evaluación de riesgos proporciona una medida que valora el impacto potencial de los diferentes tipos de incidentes y la probabilidad de que ocurran tales eventos. El tener tal medida apoya el proceso de administración de integridad, facilitando decisiones racionales y consistentes. Los resultados de riesgo se utilizan para identificar las ubicaciones para las evaluaciones de integridad y la acción de mitigación resultante. La revisión de ambos factores de riesgo primarios (probabilidad y consecuencias) evita que se enfoque únicamente en los problemas más visibles o de mayor ocurrencia, ignorando eventos potenciales que podrían causar un daño significativamente mayor. El proceso también evita enfocarse en eventos catastróficos, pero improbables, con lo que se dejan de atender situaciones más factibles.

## **5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD (SGI)**

### **5.1 GENERALIDADES**

El objetivo principal de Centragas es operar y mantener el gasoducto Ballena Barrancabermeja de una forma segura y confiable sin efectos adversos sobre los empleados, el público, los clientes o el ambiente. Para cumplir con este compromiso se desarrolló un sistema de gerenciamiento de Integridad y se integró al sistema de gestión actual de Centragas, descrito en el capítulo 3.

Esta integración se realizó modificando la estructura del sistema de gestión actual para que reflejara el compromiso de la gerencia en la integridad del gasoducto y cumpliera con los requisitos establecidos en el estándar ASME B31.8 Suplemento 2001 y en el código 49 CFR 192 de 2004 del Departamento de Transporte de USA.

A continuación se describe la estructura final del sistema de gestión de Centragas con los cambios realizados.

### **5.2 POLÍTICA**

Se define como política del sistema de gestión de Centragas:

“Es nuestro compromiso transportar gas natural, operando y manteniendo el sistema del gasoducto Ballena – Barrancabermeja y sus ramales, cumpliendo con las exigencias del contrato DIJ-(P)-515, las normas y los requisitos legales aplicables.

Estamos convencidos de que apoyados en un grupo humano competente, con una permanente actitud de servicio y comprometido con la mejora continua de los procesos, la prevención de la contaminación ambiental y el control de los riesgos ocupacionales y de integridad podemos garantizar una operación segura, confiable y eficiente”

### **5.3 OBJETIVOS**

Con el objeto de dar cumplimiento a los compromisos establecidos en la Política de Centragas, se definen los Objetivos de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional.

El logro de los Objetivos, se verificará a través de los indicadores y se evaluará en el Comité de Centragas y en las Revisiones por la Dirección. La Gerencia de Operaciones Especiales cuenta con un Tablero de Gestión, que le permite conocer en tiempo real el estado de los indicadores y tomar decisiones tendientes al mantenimiento y mejoramiento de la eficiencia y eficacia del Sistema de Gestión. En la Tabla 10 muestra los Objetivos e Indicadores asociados a las directrices de la Política de Centragas.

## 5.4 RED DE PROCESOS

Esta red describe todos los procesos establecidos para cumplir la política de Centragas mediante un ciclo de mejora continua, que permita la toma de decisiones gerenciales en forma rápida y eficiente. En la Figura 20 se presenta la red, resaltando los procesos modificados o incluidos por el sistema de Gerenciamiento de Integridad.

Figura 20. Red de proceso de Centragas (modificada).

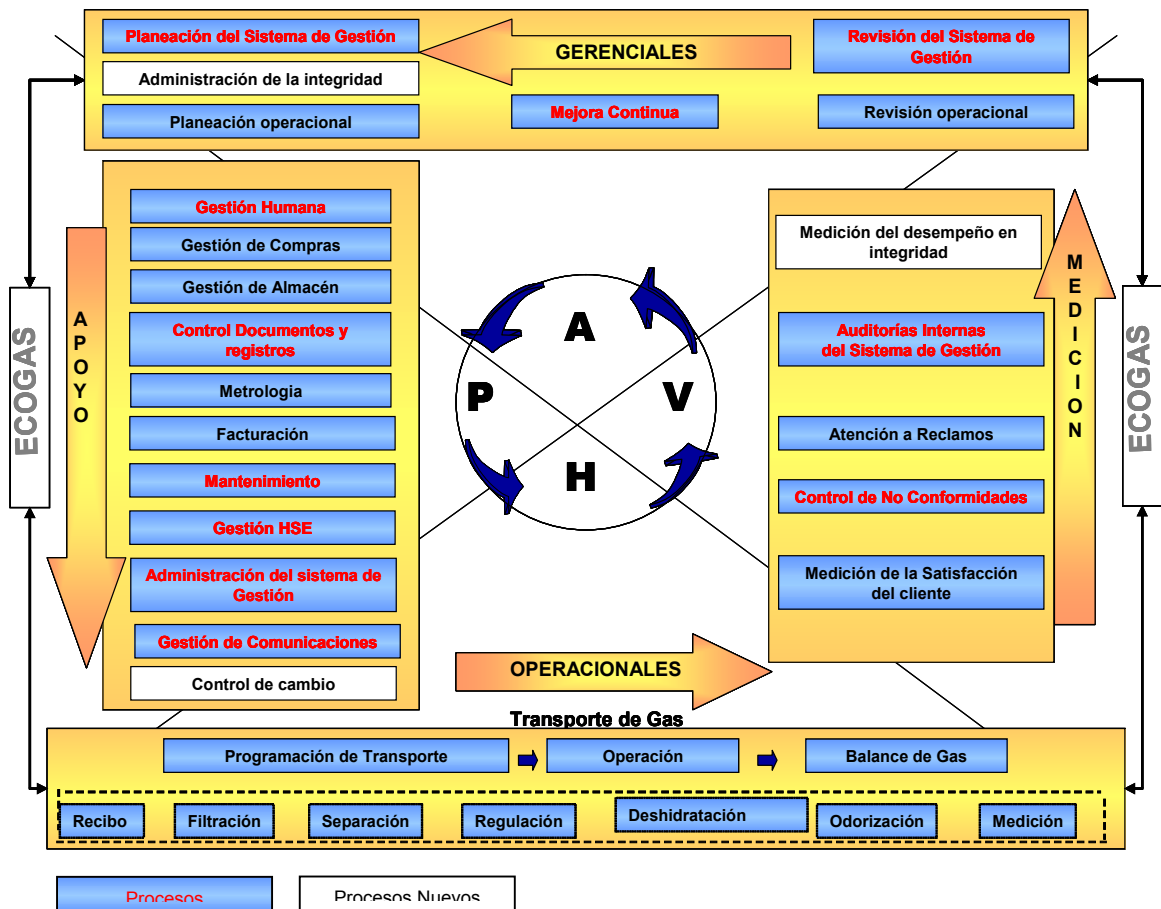


Tabla 10. Objetivos de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional

PREMISA DE LA POLÍTICA	OBJETIVOS	RESPONSABLE	INDICADOR	FRECUENCIA	META
Cumplir con las exigencias del contrato DIJ-P-515, las normas y los requisitos legales aplicables	Cumplir el programa mensual de transporte (PMP)	Coordinador de Operaciones Especiales	% Cumplimiento PMP	Mensual	100%
	Mantener la calidad del gas dentro de los parámetros establecidos	Coordinador Distrito Riohacha	Contenido de humedad	Mensual / Diario	4 lb/mscf
	Mantener el Balance de gas dentro de los parámetros establecidos	Coordinador de Operaciones Especiales	% de Desbalance de Gas	Mensual / Semestral	1%
	Cumplir el programa OyM Barrancabermeja	Superintendente Distrito Barrancabermeja	% de Cumplimiento	Mensual	100%
	Cumplir el programa OyM Riohacha	Coordinador Distrito Riohacha	% de Cumplimiento	Mensual	100%
	Cumplir el programa Telecomunicaciones	Ingeniero I de Comunicaciones	% de Cumplimiento	Mensual	100%
	Cumplir el programa Control de Corrosión	Ingeniero I de Corrosión	% de Cumplimiento	Mensual	100%
	Disponibilidad funcionamiento SCADA	Ingeniero I de Comunicaciones	% de Disponibilidad	Mensual	100%
	Garantizar que los niveles de protección en el sistema de transporte cumplan con la Norma NACE	Ingeniero I de Corrosión	Niveles de Protección de los Rectificadores	Mensual	100%
Prevenir la contaminación ambiental y controlar los riesgos ocupacionales	Cumplir con la legislación ambiental y de SySO vigente	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Número de Sanciones o Multas por incumplimiento de requisitos legales	Anual	0
	No exceder los límites legales permisibles para generación de ruido, por el sistema de tuberías	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Nivel de ruido	Semestral	<= al Nivel permisible
	No exceder la cantidad de gas natural liberado en el año anterior	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Cantidad de gas liberado en el año	Anual	<= a la cantidad de gas liberado el año anterior
	Disminuir en 10% la cantidad de residuos generados, respecto del año anterior	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Cantidad de residuos generados en el año	Anual	10% menor a la cantidad de gas liberado el año anterior
	Controlar los impactos ambientales significativos generados por las actividades de OyM.	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Número de fugas de gas natural del sistema de tuberías, con riesgo de incendio y explosión	Mensuales	0
	Prevenir los accidentes y enfermedades profesionales	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Número de incidentes	Anual	0
Prevenir la contaminación ambiental y controlar los riesgos ocupacionales	Disminuir en un 10% la valoración de los riesgos ocupacionales	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	% de Valoración del riesgo biológico	Anual	10% con respecto al año anterior
			% Valoración del riesgo ergonómico	Anual	10% con respecto al año anterior
			% Valoración del riesgo eléctrico	Anual	10% con respecto al año anterior
			% Valoración del riesgo eléctrico	Anual	10% con respecto al año anterior
Operar eficientemente	Mantener los costos y gastos dentro del presupuesto	Coordinador de Operaciones Especiales	Costos de Operación	Mensual	<=85%
			Gastos por Multa	Anual	\$0
Operar en forma segura y confiable	Cumplir con el Plan de Evaluación de la Integridad	Ingeniero I Corrosión	% de Cumplimiento	Mensual	100%
	Mitigar y monitorear las Amenazas a la Integridad de la Infraestructura	Ingeniero I Corrosión	Factor de Integridad	Mensual	1
	Actualizar la implementación de los planes de contingencia del proyecto	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	% de Cumplimiento	Anual	100%
Grupo Humano competente	Mantener actualizado el Plan de Competencias del Personal	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional / Ingeniero Calidad	% de Cumplimiento	Anual	100%
Mejorar continuamente los procesos y mantener una actitud de servicio	Garantizar la satisfacción de las partes interesadas	Ingeniero I de Calidad	Indice de satisfacción del Cliente	NA	85%
		Ingeniero I de Calidad	Número de Quejas y reclamos Calidad, Ambiental y de SySO	Anual	2
	Mejorar continuamente los procesos	Ingeniero I de Calidad	Número de GAM Calidad, Ambiental SySO e integridad	Mensual	1
		Ingeniero I de Calidad	% de cumplimiento del Programa Anual de Auditorías Internas	Anual	100%
		Ingeniero I de Calidad	% de hallazgos de auditoría cerrados (acumulado)	Bimestral	100%
		Ingeniero I de Calidad	Indice de cierre de NC de Proceso e integridad (acumulado)	Semanal / Bimestral	98%
		Ingeniero I de Calidad	% de NC de Proceso e integridad cerradas en 7 días o menos (acumulado)	Semanal / Bimestral	60%
		Ingeniero I de Calidad	Mantener las competencias de los auditores	Anual	100%

La estructura de la red está dividida en 4 categorías de procesos:

**5.4.1 Procesos gerenciales.** Procesos a través de los cuales la Gerencia de Operaciones Especiales de Centragas:

- Define la Política de Centragas y los Objetivos de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, de acuerdo con los requisitos de las partes interesadas y los requisitos reglamentarios, los cuales actúan como marco de referencia para la gestión de los procesos que conforman el sistema.
- Define las estrategias necesarias para garantizar una operación segura y confiable, sin incidentes adversos para las partes interesadas.
- Identifica los procesos necesarios para la prestación del servicio, la prevención de la contaminación y la protección de los trabajadores y asigna los recursos para la ejecución de los procesos que permitan el logro de los objetivos trazados.
- Evalúa el cumplimiento de los objetivos planteados y el desempeño de los procesos que conforman el Sistema de Gestión de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional.
- Plantea acciones de mejora para aumentar la eficacia y eficiencia de la empresa con cada ciclo de mejora que se inicie.

Las revisiones gerenciales se realizarán semestralmente, de acuerdo con lo establecido en literal 192.945 código 49 CFR 192 / 2004 del Departamento de Transporte de USA, tomando como entrada la medición del desempeño en Integridad durante el periodo anterior.

**5.4.2 Procesos de apoyo.** Los procesos de apoyo, incluyen todos los procesos administrativos y técnicos necesarios para respaldar el desempeño de los procesos operacionales, por medio del suministro de recursos tales como personal capacitado, materiales, equipos, documentación, métodos y condiciones que garanticen una operación segura, continua y eficiente.

Además, incluyen los procesos que garantizan que se identifiquen, evalúen, controlen, comuniquen y validen los cambios en la operación, en el mantenimiento y en el medio ambiente en el cual opera el gasoducto Ballena-Barrancabermeja, sus estaciones y los ramales, con el fin de identificar, prevenir y controlar los riesgos potenciales que puedan afectar la integridad de la infraestructura.

**5.4.3 Procesos operacionales.** Los Procesos Operacionales, dan respuesta a los requisitos de las partes interesadas y constituyen el objeto del negocio de Centragas.

**5.4.4 Procesos de medición, análisis y mejora.** Agrupa los procesos que capturan información de los demás procesos para clasificarla y organizarla de tal forma que se facilite la toma de decisiones desde los procesos gerenciales, con miras a definir acciones que garanticen un mejor desempeño del Sistema de Gestión de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, al iniciarse el nuevo ciclo.

Dependiendo de la categoría a la que pertenezca el proceso (gerenciales, apoyo, operacionales o de medición) así será su rol en el sistema como cliente y/o proveedor de información y/o insumos.

## **5.5 PROCESOS DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD**

El estándar ASME B31.8 Suplemento 2001<sup>3</sup> establece como requisito fundamental para la implementación de un sistema de gerenciamiento de la integridad, el desarrollo y aplicación, de acuerdo con parámetros establecidos en el mismo estándar, de 5 elementos (ver ítem 4.3.2 de la presente monografía).

Para integrar el SGI con el sistema de gestión de Centragas, estos elementos fueron desarrollados como procesos asociados con la estructura de mejora continua.

El proceso de gestión de comunicaciones y el proceso de calidad, denominado aseguramiento del sistema de gestión, ya existían, por lo cual se modificaron para incluir los aspectos relacionados con la integridad del gasoducto.

Los procesos de administración del cambio, medición del desempeño en integridad y administración de integridad fueron desarrollados e incorporados a la estructura para que se iniciara su aplicación.

A continuación se presentan los 5 procesos:

**5.5.1 Proceso de evaluación del desempeño.** Este proceso recoge la información de funcionamiento del sistema de Gerenciamiento de la Integridad y evalúa semestralmente, durante las revisiones gerenciales, el éxito de las técnicas utilizadas para evaluar la integridad de la infraestructura y las actividades de control de riesgos.

---

<sup>3</sup> AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). ASME B31.8 Suplemento: Managing System Integrity of Gas Pipeline. New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2001

La medición del desempeño permitirá evaluar si el gasoducto se está operando en forma segura y confiable, de acuerdo con el compromiso establecido en la política de Centragas. Adicionalmente, permitirá a la gerencia tomar decisiones proactivas y basadas en indicadores, para mitigar las amenazas y controlar el riesgo a la integridad.

El responsable de este proceso es el ingeniero I de corrosión, quien deberá llevar el seguimiento y presentar en las revisiones semestrales un informe sobre la tendencia de los siguientes indicadores:

- **Cumplimiento del plan de evaluación de la integridad.** Permitirá conocer mensualmente el cumplimiento del plan establecido para la evaluación de la integridad. Se tendrá como meta el cumplimiento del 100% de lo planeado.
- **Factor de integridad.** Permitirá evaluar periódicamente el éxito de las técnicas utilizadas y/o actividades realizadas para mitigar y monitorear las amenazas a la integridad de la Infraestructura. El factor de integridad se calcula de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 11.

Tabla 11. Criterios para calcular el factor de integridad.

VARIABLES A EVALUAR	Factor de integridad = $I_1 \cdot I_2 \cdot I_3 \cdot I_4 \cdot I_5 \cdot I_6$ . donde:	Que muestra	Frecuencia medida.
Velocidad de corrosión interna (Vi)	$I_1=1$ ; si $V_i < 1$ $I_1=0,5$ ; si $V_i > 1$	$V_i$ (mpy). Se reportará el valor mayor medido en los corrosómetros o en los cupones gravimétricos.	Semestral
Cumplimiento de la norma NACE RP01/69-02 (%C)	$I_2=1$ ; si $\%C=100$ $I_2=0,5$ ; si $\%C < 100$	$\%C$ (Km protegidos /km Totales *100)	Mensual
Disponibilidad de los rectificadores (%D)	$I_3=1$ ; si $\%D > 90$ $I_3=0,5$ ; si $\%D < 90$	$\%D$ Disponibilidad (promedio de tiempo trabajado por rectificadores / promedio de tiempo total)	Mensual
Numero de Fugas (N)	$I_4=1$ ; si $N=0$ $I_4=0,5$ ; si $N > 0$	Numero de fugas en la infraestructura	Mensual
Numero de Fallas en el sistema de protección de	$I_5=1$ ; si $NF=0$ $I_5=0,5$ ; si $NF > 0$	Numero de Fallas en el sistema de protección de presión	Mensual
% NC de integridad investigadas y solucionadas de acuerdo con el plan de trabajo. (%NC)	$I_6=1$ ; si $\%NC=100$ $I_6=0,5$ ; si $\%NC < 100$	$\%NC$ de integridad investigadas y solucionadas de acuerdo con el plan de trabajo	Semestral

- **Porcentaje de cumplimiento de la actualización de los planes de contingencia.** Permitirá conocer mensualmente el cumplimiento de las actividades realizadas para mantener actualizado el plan de contingencia de Centragas. Se tendrá como meta el cumplimiento del 100% de lo planeado

Adicionalmente, se realizará el seguimiento de:

- No conformidades o incidentes que afecten la integridad del sistema clasificadas por la categoría de amenaza y por el periodo de cierre. El análisis se realizará semestralmente con la información incluida en el software MP2<sup>4</sup>. En el Anexo A se presenta el formato para realizar la evaluación de las no conformidades.
- Porcentaje del gasoducto con la integridad evaluada, agrupados de acuerdo con la clasificación de riesgo.
- Costos directos asociados a la integridad por kilómetro del gasoducto. El análisis se realizará semestralmente con la información incluida en el software MP2.
- Cambios significativos que afectan la integridad de la infraestructura. El análisis se realizará semestralmente con la información del proceso control de cambio, incluida en el software MP2.

Mensualmente el grupo de integridad, definido en el numeral 5.5.5, realizará el seguimiento del plan de desempeño del sistema y evaluará la operación y mantenimiento del gasoducto y los cambios y no conformidades que afectaron la integridad de la infraestructura de transporte durante el periodo anterior. Las decisiones tomadas durante la reunión deben quedar registradas en el acta.

**5.5.2 Proceso de aseguramiento del sistema de gestión<sup>5</sup>.** Este proceso tiene como objetivo administrar los Sistemas de Gestión de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, con el fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos de todas las partes interesadas y la certificación del sistema de gestión.

Las entradas de este proceso las constituye las necesidades planteadas por la Gerencia durante del proceso de Planeación del Sistema de Gestión y, las salidas las constituyen el plan anual de aseguramiento del sistema de Gestión y los registros que de cada una de sus actividades se derivan. La responsable de este proceso es la ingeniera I de calidad.

El plan de aseguramiento del sistema de gestión de Centragas se actualizará anualmente con base en las directrices gerenciales, los resultados de la evaluación de riesgos del gasoducto, las disposiciones legales vigentes y los cambios en los estándares internacionales aplicables. Para el 2006 se ha establecido la realización de las siguientes actividades:

---

<sup>4</sup> Software utilizado por Centragas para realizar la administración del mantenimiento del gasoducto Ballena Barrancabermeja.

<sup>5</sup> Este proceso cumple con los requisitos establecidos en el estándar ASME B 31.8S para el plan de calidad

- **Auditorias internas del sistema de gestión.** Centragas realizará en el 2006 auditorias internas a su sistema de gestión, como un medio para verificar si las actividades y resultados relacionados con la calidad, la integridad, el ambiente, la seguridad, la salud ocupacional y la integridad del gasoducto, cumplen con las disposiciones establecidas, y para determinar la eficacia del sistema.

Los resultados de esta auditoria se utilizarán para implementar acciones correctivas y preventivas, encaminados a eliminar las no conformidades que afecten la eficacia del sistema de gestión.

En el año 2006 se establecerá la base inicial de datos y se consolidará el Sistema de Gerenciamiento de integridad, por lo cual la primera auditoria para este sistema será en el año 2007.

- **Control de no conformidades.** Las NC (no conformidades) detectadas en los procesos son identificadas y reportadas en el software de mantenimiento MP2 por cualquier funcionario de Centragas. Estas se registran y a cada una se le definen planes de acción. Semanalmente el Ingeniero I de Calidad envía un informe que compila el avance de estos planes de acción y el reporte de nuevas NC con los respectivos indicadores de cumplimiento y, periódicamente, se realiza un seguimiento a través del Comité de Centragas, con el fin de verificar que las acciones implementadas sean las más adecuadas y que efectivamente se han eliminado las causas que las generaron.

Cada seis meses se realizará la revisión de las NC que afectaron la integridad de la infraestructura en el período inmediatamente anterior, con el fin de identificar amenazas significativas y plantear acciones correctivas y/o preventivas que permitan mitigarlas para disminuir el riesgo. Esta revisión también permitirá establecer estadísticas que alimenten el modelo de riesgo y lo haga más confiable para la toma de decisiones.

- **Acciones correctivas y preventivas.** Centragas implementará Gestiones de Acciones de Mejora – GAM (acciones correctivas, acciones preventivas o proyectos de mejora), para evitar la aparición o repetición de no conformidades en los procesos.

El comité de Centragas estudiará las solicitudes de GAM y las analizará con base en el riesgo, costo, impacto, gravedad, repetitividad de la no-conformidad y la viabilidad de iniciar el proceso de acción correctiva, preventiva o proyectos de mejora, para determinar su aprobación.

- **Manejo de reclamos.** Con el proceso de manejo de reclamos, Centragas asegura que las quejas y reclamos de los clientes, comunidad y demás partes interesadas sean atendidos de forma eficaz, que garantice la solución de la queja o reclamo y el registro de los mismos.

- **Revisión gerencial.** Centragas lleva a cabo la revisión de su Sistema de Gestión para evaluar su eficacia. La información de entrada para este proceso incluye:

- Los resultados de las auditorias internas
- Los reclamos y quejas
- La revisión de la Política y Objetivos del Sistema de Gestión
- Los reportes de No Conformidades de los procesos
- Los estudios de GAM (AC, AP y PM)
- Las acciones pendientes desde la última revisión
- Resultados de la medición de satisfacción del cliente
- Los reportes de eficiencia operacional
- Las salidas del proceso de evaluación del desempeño en integridad, entre otros.

La revisión por la gerencia se realiza anualmente para el caso de los Sistemas de Gestión de Calidad, Seguridad y Salud Ocupacional. Para el caso del Sistema de Gestión de Integridad, esta revisión se realiza semestralmente.

- **Medición de la satisfacción del cliente externo.** Centragas realiza periódicamente una encuesta para medir la satisfacción de sus clientes externos directos e indirectos, con el fin de recibir una retroalimentación acerca de la prestación del servicio de Operación y Mantenimiento del Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.

Con base en los resultados obtenidos se diseñan planes de acción encaminados a mantener o mejorar las percepciones y la satisfacción del cliente. El Ingeniero I de Calidad realiza un seguimiento a estos planes.

- **Divulgación del Sistema de Gestión (SG).** Centragas realiza periódicamente actividades de divulgación del SG, entre las que se destacan: Jornada de Calidad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (Estaciones Ballena y Barrancabermeja), Semana de la Calidad, Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (Sede Administrativa de Barranquilla), con el fin de mantener los conocimientos y la motivación del personal con respecto al mantenimiento y mejoramiento del SGC.

En el año 2006 se incluirán temas del sistema de Gerenciamiento de integridad dentro de las actividades de divulgación que se realizarán.

- **Control de documentos y registros.** Desde este proceso se administra la creación, identificación, actualización, publicación y disposición de los documentos y registros de la organización, de tal forma que se garantice la adecuación, disponibilidad y conservación de las versiones vigentes y la prevención del uso no intencionado de versiones obsoletas.

- **Documentos.** El responsable del proceso elabora o modifica el documento, define los niveles de revisión y aprobación para el mismo y envía la solicitud de normalización al Ingeniero I de Calidad. La empresa cuenta con el software 9000.doc el cual, en un ambiente de sitio web, permite administrar la gestión de documentos.

- **Registros.** El Centro de Administración Documental de Promigas S.A. E.S.P., establece las directrices para la recepción, codificación, manejo y almacenamiento de los registros, aplicables tanto al archivo central, como a los archivos descentralizados. Las responsabilidades de custodia y archivo están repartidas entre el Centro de Administración Documental de Promigas y las Estaciones y Oficinas de Centragas.

Los registros se clasifican para asegurar su integridad, acceso, uso y requisitos de respaldo. Según la naturaleza del registro éste se ubica en los archivos OnBase y también se ubican en archivadores codificados con las condiciones atmosféricas apropiadas para garantizar su conservación física y recuperación oportuna.

OnBase es un software que permite la consulta de registros, previamente reproducidos en medio magnético, desde el puesto de trabajo a través del computador. De esta manera permite ofrecer un servicio más ágil y oportuno a clientes internos y externos, una disminución del tiempo de respuesta en las operaciones de consulta, organización y reproducción de la información, autonomía del usuario frente a la consulta de la información, incremento de la seguridad y confidencialidad de la información y acceso simultáneo a la información, entre otras ventajas.

El tiempo de retención de los registros de Centragas será durante la vigencia del proyecto más 5 años, es decir hasta el año 2016 y éstos están a disposición del cliente para su consulta.

**5.5.3 Proceso de comunicaciones.** Este proceso tiene por objeto definir la gestión que Centragas sigue para las comunicaciones internas y externas

relacionadas con los temas de Calidad, Integridad, Ambiente, Seguridad Industrial y Salud Ocupacional.

Las entradas son las necesidades de comunicación de cada una de las partes interesadas, y la salida es la información en sus diferentes medios tales como los mostrados en las Tablas 12 y 13.

Tabla 12. Comunicaciones interna en Centragas.

Parte Interesada (Receptor)	Comunicación	Medio	Registro
Empleados de CENTRAGAS S.C.A.	Política, objetivos y metas	Reuniones informativas	Acta
	Reuniones informativas	Acta	El personal que conforma el comité de Centragas Coordinador Distrito Riohacha Superintendente de Barrancabermeja
	Programas de gestión ambiental y de seguridad y salud ocupacional	Reuniones informativas	Acta
	Capacitaciones periódicas en temas de Integridad, ambientales, de seguridad y salud ocupacional	Microsoft Outlook (para citar la capacitación)	Archivo Outlook Registro de asistencia a capacitación
	Boletines informativos, convocatorias a reuniones de trabajo, etc.	Microsoft Outlook	Archivo Outlook
	Programa de Auditorias internas	Microsoft Outlook	Plan de auditoria Archivo Outlook
	Respuesta de dudas y preguntas en lo que respecta a aspectos ambientales, de seguridad y salud ocupacional	Vía telefónica, Personal Microsoft Outlook, Reuniones Comité Paritario	Archivo Outlook Actas
	Actividades de operación y mantenimiento	Software MP2	Banco de datos
	Respuestas a las preguntas de los empleados relacionadas con el Sistema de Integridad	Microsoft Outlook Vía telefónica, o personal	Archivo Outlook
Gerente de Operaciones Especiales	Informe anual de calidad	Revisión Gerencial	Acta e informes
	Informe anual ambiental		
	Informe anual de seguridad y salud ocupacional		
	Informe semestral sobre el desempeño del sistema de Integridad		
	Informe mensual de calidad	Comité Integral Operacional	Acta
	Informe mensual ambiental		
	Informe mensual seguridad y salud ocupacional		
	Informe mensual de O&M		
	Informe mensual de Integridad	Outlook, red corporativa	Archivo Outlook
	Informe semanal de calidad		
	Informe semanal ambiental		
	Informe semanal seguridad y salud ocupacional		
Informe semanal de O&M			
Informe semanal de Integridad			
Ingeniero I de Calidad y Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional	Pregunta de los empleados relacionadas con el Sistema de Gestión de Calidad, Ambiental y Seguridad y Salud Ocupacional	Microsoft Outlook	Archivo Outlook
		Vía telefónica, o personal	

Tabla 13. Comunicaciones externas en Centragas.

Parte Interesada (Receptor)	Comunicación	Medio	Registro	Responsable
ECOGAS	Política de CENTRAGAS	Carteleras de las diferentes sedes.		Gerente de Operaciones Especiales
	Plan general de operación	Correo.	Planes de Operación y Mantenimiento	Coordinador Distrito Riohacha
	Plan general de mantenimiento	Comité Coordinador		Superintendente Barrancabermeja
	Plan control de corrosión			Ingeniero de Corrosión
	Plan de mantenimiento de comunicaciones			Ingeniero I Comunicaciones
	Plan HSE .			Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Informes de cumplimiento de las actividades de O&M y HSE	Comité coordinador, correo	Acta	Gerente de Operaciones Especiales
	Información del esfuerzos realizados por Centragas para mantener la integridad del gasoducto y respuesta de preguntas con relación a calidad, Integridad, ambientales y de seguridad y salud ocupacional	Vía telefónica, correo o personal	Correspondencia	Gerente de Operaciones Especiales
			Archivo Outlook	Ingeniero I de calidad Ingeniero I de calidad Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
Respuesta a quejas o reclamos	Vía telefónica, correo o personal	Correspondencia Archivo Outlook	Gerente de Operaciones Especiales	
Proveedor o Contratista	Invitación a presentar oferta (envío Pliego de Condiciones)	Correo	Cartas remisorias y Pliego de Condiciones	Coordinador Distrito Riohacha Superintendente Barrancabermeja Ingeniero I Comunicaciones Ingeniero de Corrosión Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Información asignación de los trabajos	Correo	Correspondencia	Coordinador Distrito Riohacha Superintendente Barrancabermeja Ingeniero I Comunicaciones Ingeniero de Corrosión Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Información sobre requerimientos de integridad, ambientales, de seguridad industrial y salud ocupacional	Reuniones Correo	Acta, Pliego de Condiciones	Coordinador Distrito Riohacha Superintendente Barrancabermeja Ingeniero I Comunicaciones Ingeniero de Corrosión Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Respuesta a quejas o reclamos	Correo	Correspondencia	Coordinador Distrito Riohacha Superintendente Barrancabermeja Ingeniero I Comunicaciones Ingeniero de Corrosión Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
Comunidad	Política de CENTRAGAS	Carteleras de las diferentes sedes. Reuniones	Actas	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Procedimientos para prepararse y responder ante una emergencia	Reuniones	Actas	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Respuesta a quejas o reclamos	Correo	Correspondencia	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Información sobre los esfuerzos realizados por Centragas para mantener la integridad del gasoducto.	Reuniones durante el recorrido del derecho de vía	Actas	Ingeniero I de Corrosión y Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
Autoridades Ambientales	Política de CENTRAGAS	Correo	Correspondencia	Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
	Respuesta a comunicaciones recibidas	Correo y personal	Correspondencia	Gerencia General Gerencia de Operaciones Especiales Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional
Cuerpos de Emergencia y Autoridad Local	Atención a inquietudes	Correo, Vía telefónica, Reuniones informativas	Correspondencia, Actas de Reuniones	Gerencia General
	Solicitud de participación en simulacros			Gerencia de Operaciones Especiales Coordinador Ambiental, Seguridad y Salud Ocupacional Ingeniero I de Corrosión

Las comunicaciones a la comunidad sobre los esfuerzos realizados por Centragas para mantener la integridad del gasoducto, se realizarán anualmente durante el recorrido de derecho de vía y contendrán por lo menos la siguiente información:

- Nombre de la compañía
- Ubicación de la compañía
- Contactos
- Información general del Sistema de Integridad
- Reconocimiento y respuesta ante fugas y otras emergencias
- Números telefónicos para atención de emergencias
- Información sobre prevención de daños

#### **5.5.4 Proceso de administración del cambio.**

- **Objeto.** Garantizar que se identifiquen, evalúen, controlen, comuniquen y validen los cambios en la operación, en el mantenimiento y en el medio ambiente en el cual opera el gasoducto Ballena Barrancabermeja, sus estaciones y los ramales pertenecientes a Centragas, con el fin de identificar, prevenir y controlar los riesgos potenciales que puedan afectar la integridad de la infraestructura.

- **Definiciones.**

- **Gasoducto o infraestructura de transporte:** Aquellas instalaciones a través de las cuales se transporta gas natural, incluyendo tuberías, trampas de marrano, componentes y accesorios, y las válvulas de seccionamiento.
- **Administración del cambio:** proceso sistemático que permite identificar, evaluar, controlar, comunicar y validar los cambios en el cual opera el gasoducto Ballena Barrancabermeja, sus estaciones y los ramales pertenecientes a Centragas, con el fin de asegurar la integridad de la infraestructura y la trazabilidad de los cambios a lo largo de la vida útil del sistema.
- **Cambio:** Cualquier variación en la estructura organizacional de Centragas o de las condiciones físicas, técnicas o procedimentales de sus activos, que reduzca la probabilidad de un escape no controlado de gas en el gasoducto Ballena Barrancabermeja, sus estaciones y los ramales pertenecientes a Centragas y/o las consecuencias que el escape pueda ocasionar. Dentro del proceso se debe reportar cualquier instalación, creación, eliminación o modificación de:
  - ✓ Diseño o configuración de cualquier componente de la infraestructura de transporte

- ✓ Segmentos de tuberías de transporte
  - ✓ Recubrimiento (se refiere a cambio en el tipo del recubrimiento de la tubería de transporte)
  - ✓ Válvulas de seguridad o válvulas de alivio (incluye la válvula y/o el “**setting**”)
  - ✓ Máxima presión de operación permisible
  - ✓ Sistema de protección catódica
  - ✓ Clase de localización
  - ✓ Sistema de mitigación de interferencias
  - ✓ Criterios técnicos (para la evaluación de actividades que afecten la integridad y para reparación de la infraestructura)
  - ✓ Avisos preventivos en áreas de alta consecuencia y diseño o configuración del sistema SCADA
  - ✓ Cruces encamisados o con carreteras principales
  - ✓ Frecuencia y alcance de actividades de inspección, monitoreo y mitigación de amenazas
  - ✓ Válvulas de seccionamiento (incluye la válvula y/o el “**setting**”)
- **Encargado:** persona o área que presenta la solicitud de cambio.
  - **Trazabilidad:** Capacidad para seguir la historia, la aplicación o la localización de todo aquello que está bajo una consideración particular.
  - **Responsable del proceso:** El encargado tendrá la responsabilidad de presentar la solicitud de cambio y coordinar su ejecución, cumpliendo con este procedimiento.

El ingeniero de corrosión tendrá la responsabilidad de verificar el cumplimiento del proceso de control de los cambios que afecten la integridad de la infraestructura.

La ingeniera de Calidad tendrá la responsabilidad de verificar el cumplimiento del proceso de control de documentos para cambios procedimentales.

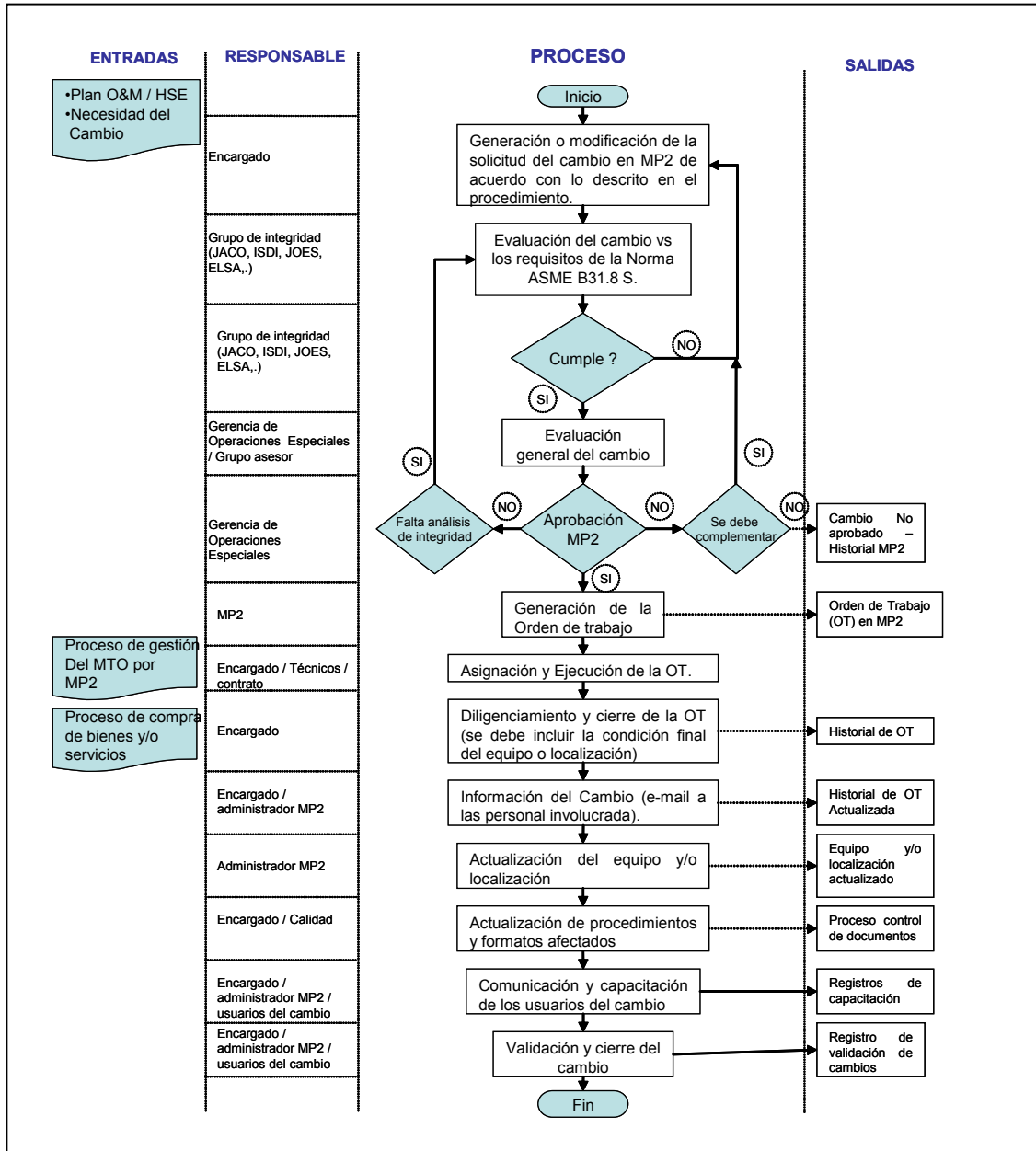
- **Contenido.** Los cambios de procedimientos o formatos que no modifiquen la estructura organizacional ni las condiciones físicas de la infraestructura del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, sus estaciones y los ramales pertenecientes a Centragas se controlaran mediante el proceso de control de documentos.

Los demás cambios serán controlados mediante el software de mantenimiento MP2. La configuración del modulo de solicitud de trabajo y la seguridad del software fueron modificadas para sistematizar el proceso y darle el nivel de aprobación requerido. A continuación, se describe el procedimiento creado en el software MP2:

- a. **Diagrama de flujo.** En la figura 21 se observa el diagrama de flujo del proceso

de administración de cambios en Centragas.

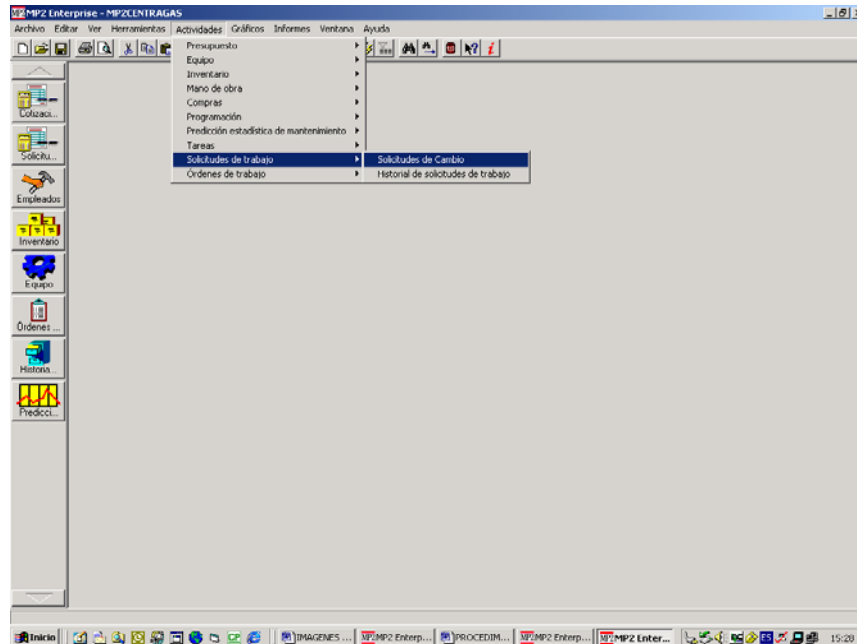
Figura 21. Proceso de administración de cambios.




## b. Procedimiento

- Ingrese a la aplicación de MP2 a: Actividades/ Solicitudes de Cambio/Solicitudes de Cambio, tal como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Entrada al modulo de solicitud de cambio en el software MP2.



- Ingrese a “visualización de registro” y oprima el botón , de la barra de navegación para que MP2 asigne un consecutivo a la Solicitud de Cambio. Ingrese la siguiente información:
  - ✓ **Solicitado por:** Corresponde a la identificación del Encargado
  - ✓ **Descripción:** Descripción corta del cambio solicitado, esta debe ser lo mas concisa y explicita posible.
  - ✓ **Tipo de OT:** Campo de consulta que le permite seleccionar el tipo de OT del trabajo solicitado
  - ✓ **Fecha de Inicio y Terminación:** Corresponden a las fechas en las cuales se desea que inicie y termine la operación de cambio.
  - ✓ **No de Equipo:** Consulte y seleccione desde este campo, el equipo y/o localización en la cual se desea realizar la operación de cambio.
  - ✓ **Comentarios:** En este campo se deben registrar los siguientes ítem, los cuales son indispensable para la evaluación y aprobación del cambio:
    - \* Descripción del cambio. Se debe incluir una descripción completa del cambio. Requerido
    - \* Condición inicial del equipo o localización a modificar. Requerido
    - \* Justificación del cambio. Requerido
    - \* Diseño del sistema propuesto. Si aplica
    - \* Resultados esperados (expresados en forma medible). Requerido.
    - \* Evaluación económica (presupuesto de los trabajos). Requerido

- \* Análisis del impacto potencial del cambio sobre la integridad, las condiciones Operacionales, el medio ambiente y la seguridad. Lo que aplique
  - \* Procedimiento. Se debe indicar los permisos requeridos, las actividades a realizar, el tiempo para los trabajos y recursos necesarios. Lo que aplique
  - \* Involucrados. Listado de empresas, áreas (internas y externas), procesos y funcionarios que afecta el cambio. Requerido.
  - \* Documentación. Listado de documentos que se crean o se modifican. Requerido.
- ✓ **Asignado a:** Es el campo mas importante del registro, a través del cual se direccional y selecciona la persona a la cual se desea reporta el cambio para revisión o aprobación. Cada usuario tan sólo vera en pantalla las solicitudes de cambio que sean devueltas para revisión. En la figura 23 se puede observar el registro que se genera en MP2 de la solicitud de cambio en algún componente del gasoducto que afecte la integridad.

Figura 23. Visualización del registro de una solicitud de cambio.

MP2 Enterprise - MP2CENTRAGAS - [Solicitudes de Cambio]

MP2 Archivo Editar Ver Herramientas Actividades Gráficos Informes Ventana Ayuda

Clasificar por (Predefinido) Filtro (Ninguno)

Visualización de la lista Visualización del registro

Sede CENTRAGAS

Nº de solicitud DT00003049

Solicitado por ESARMIENTO

Apellido SARMIENTO

Primer nombre ELQUIER

Nº de teléfono Extensión

Descripción KSDHSA

Tipo de OT C-COR-NE3 Prioridad

Asignado a: BPOLO

Apellido SARMIENTO Primer nombre ELQUIER



Fecha de inicio 18/02/2005 Hasta fecha 19/02/2005

Fecha de solicitud 18/02/2005 Hora de solicitud 16:08:50 Duración estimada (días)

Equipo y/o localización			
Nº de equipo	Localización	Sublocalización 1	Sublocalización 2
01-CUP-02	Distrito Riohacha	Linea Troncal (K.000 a K.320)	Trampa Halo Nuevo

Comentarios YTRTU

- Oriente la solicitud al grupo de integridad eligiendo en “Asignado a” ESARMIENTO. En este momento la solicitud de cambio desaparecerá de su filtro.

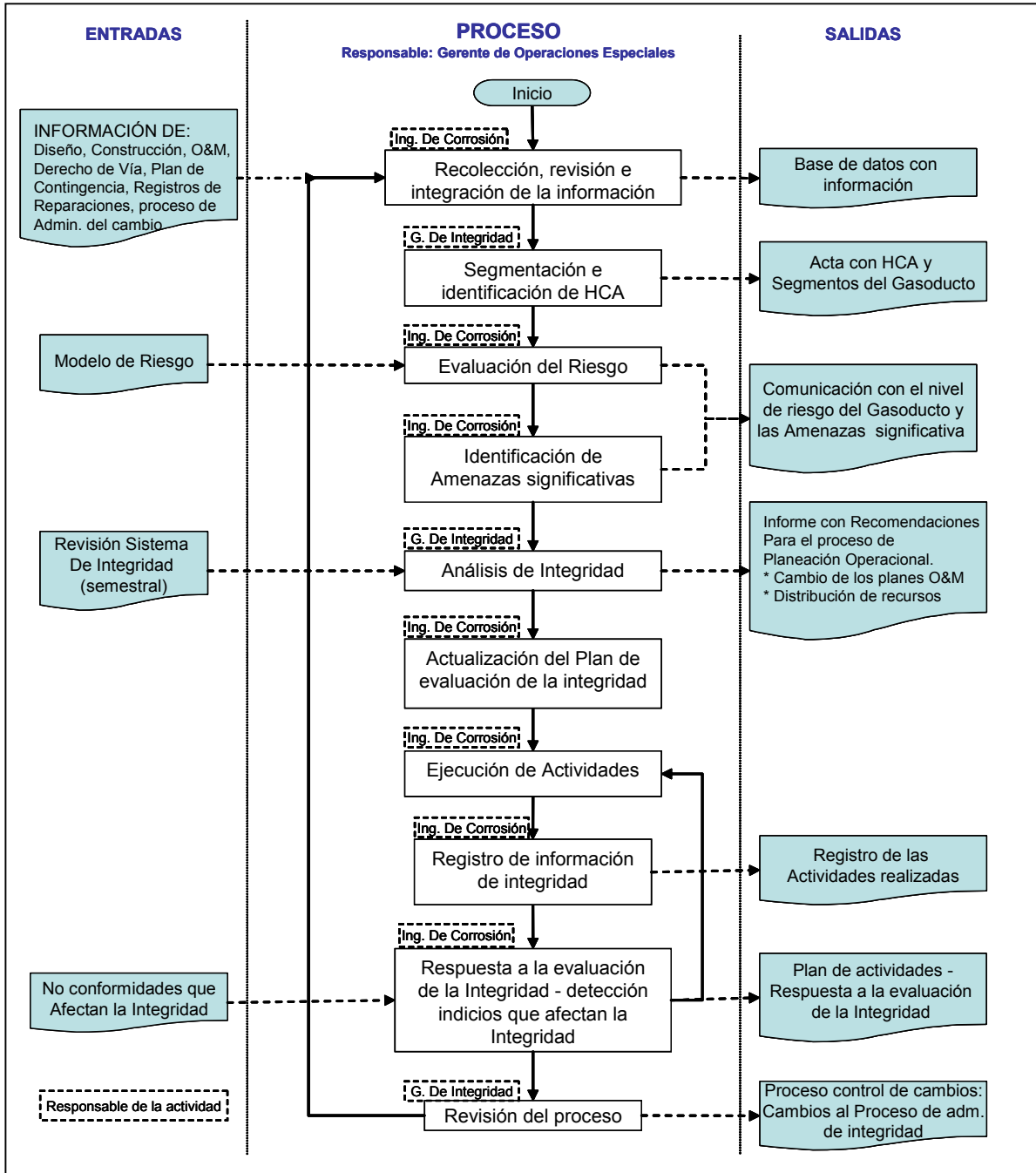
- El grupo de integridad recibe la solicitud de cambio y la evalúa contra la norma ASME B 31.8 S – 2001 y adiciona un ítem en comentarios, indicando el resultado de la evaluación. Si se considera que la solicitud de cambio no cumple algunos requisitos de la norma se direcciona al Encargado, en caso contrario se direcciona al Gerente de Operaciones Especiales para su aprobación.
- La Gerencia de Operaciones Especiales evalúa la solicitud. Si requiere la asesoría técnica establece un grupo multidisciplinario con funcionarios de Centragas S.C.A. y/o Promigas E.S.P. S.A. y establece un periodo de tiempo para que el grupo le entregue la evaluación.
- La Gerencia de Operaciones Especiales adiciona un ítem en comentario para incluir la conclusión de su evaluación y posteriormente realizar una de las siguientes opciones:
  - ✓ Enviar la solicitud al grupo de integridad. Si considera que el cambio requiere mayor análisis de integridad.
  - ✓ Enviar la solicitud al Encargado. Si considera que la solicitud se debe complementar
  - ✓ Eliminar la solicitud de cambio oprimiendo el botón . Cuando considera que el cambio no es beneficioso para Centragas S.C.A.
  - ✓ Aprobar el Cambio. La aprobación de las solicitudes de servicio se lleva a cabo simplemente oprimiendo el botón  que se visualiza al lado de la barra de navegación.
- MP2 genera automáticamente la Orden de Trabajo (OT) después de la aprobación de la Gerencia de Operaciones Especiales
- El Encargado asigna, ejecuta, tramita y cierra la OT. Durante el diligenciamiento de la OT el Encargado debe anexar un informe ejecutivo final de los trabajos, donde se indique la condición final del equipo y/o localización, el tiempo requerido para la validación y los aspectos más relevantes de los trabajos realizados.
- El Encargado envía un mensaje electrónico a todos los funcionarios de la Gerencia de Operaciones Especiales para informarlos sobre el cambio realizado (se debe incluir el número de la OT).
- El administrador de MP2 actualiza las especificaciones del equipo y/o localización
- El Encargado crea y/o actualiza los procedimientos y formatos requeridos para mantener el cambio. Esta actividad se realiza de acuerdo con los lineamientos establecidos en el proceso control de documentos.
- El Encargado capacita a los funcionarios que estén involucrados en el cambio. El registro de la capacitación deberá ser enviado (archivo magnético) al administrador de MP2 para su correspondiente archivo.
- El Encargado deberá tramitar el formato de validación y enviarlo en archivo magnético al administrador de MP2. Una vez el administrador de MP2 haya

comprobado que se han actualizado todos los registros, procedimientos y formatos afectados, se ha documentado el cambio y se ha comunicado el cambio al personal involucrado, procederá a cerrar el cambio en el histórico de solicitud.

#### **5.5.5 Proceso de administración de Integridad.**

- **Objeto.** Este proceso cíclico tiene por objeto establecer las bases para la planeación operacional del Gasoducto Ballena Barrancabermeja, mediante la recolección y análisis de información, la valoración de riesgo y la evaluación de la integridad. Esta metodología permite realizar planes de operación y mantenimiento orientados a mantener la integridad de la infraestructura de transporte a través de la mitigación y monitoreo de las amenazas significativas.
- **Responsable.** El responsable de este proceso es el gerente de Operaciones Especiales, quien garantizará que el personal de Centragas cumpla con los lineamientos establecidos en el proceso y que se establezcan las estrategias y se asignen los recursos necesarios para cumplir con los requisitos y/o actividades establecidas. El Gerente de Operaciones Especiales asigna al ingeniero I de corrosión para que coordine y/o realice cada una de las etapas del proceso.
- **Grupo de integridad.** Grupo interdisciplinario formado por El gerente de Operaciones Especiales, el coordinador de Operaciones especiales, la coordinadora HSE, el coordinador del distrito Riohacha y el ingeniero de Corrosión de Centragas (secretario del grupo). La ausencia de alguno de los integrantes de este grupo, no será razón para no llevar a cabo una sección de trabajo.
- **Programación.** El proceso de administración de la integridad es un ciclo dinámico que debe realizar por lo menos una rotación anual, sin embargo dicha rotación deberá realizarse siempre que existan cambios significativos que afecten en forma directa el nivel de riesgo de la infraestructura de transporte. Teniendo en cuenta que la planeación operacional de Centragas debe realizarse en el mes de septiembre, el modelo de riesgo se correrá en el mes de julio y el ciclo del proceso se ajustará con esta programación.
- **Etapas del proceso.** El proceso de administración de integridad inició con la etapa de recolección, revisión e integración de datos mediante la base de datos creada para este fin, y por ser un proceso cíclico y dinámico, no finalizará mientras se mantenga el Sistema de Gerenciamiento de Integridad en Centragas. La secuencia del proceso así como sus entradas y salidas se representa en el diagrama de flujo mostrado en la figura 24.

Figura 24. Proceso de administración de Integridad.



**a. Recolección, revisión e integración de datos.** Los pasos iniciales en el proceso de administración de integridad son recoger, integrar, organizar y revisar

toda la información disponible y pertinente para cada amenaza y segmento del gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas. Estas etapas del proceso se deben repetir después de que se han implementado actividades de mitigación y evaluación de integridad y cuando se recolecta nueva información de operación y mantenimiento acerca de la infraestructura de transporte.

Esta revisión debe complementar o modificar la base de datos que alimenta el modelo de riesgo de Centragas. Adicionalmente se debe llevar registros históricos ordenados y disponibles de las actividades de mitigación y/o monitoreo de amenazas y evaluación de la integridad, realizados como parte del presente proceso. La base de datos y los registros históricos serán llevados por el ingeniero I de Corrosión.

En las tablas 14 y 15 se presentan los atributos y modificadores que se deben tener en cuenta durante recolección de la información.

Tabla 14. Atributos, modificadores y constantes utilizados para estimar la consecuencia de una falla

FACTOR	Porcentaje de distribución (Fi)	Atributos considerados para calcular CI	Modificadores considerados para calcular FC	FGC
Producción	30%	Costo de activos (tubería)	Disponibilidad del sistema	75%
		Inventario de gas	Histórico de eventos ambientales anteriores	
		Lucro Cesante	Plan de Contingencia	
		Multas por incumplimiento de contratos	Programas de mejoramiento	
		Otro tipo de reclamaciones	Tareas críticas y competencias	
		Reputación / Imagen		
Seguridad	40%	Acceso a equipos de control o seguridad	Acuerdos de ayuda mutua	75%
		Balace de gas para detectar fugas	Campañas documentarias	
		Clases de localidad	Recorridos de fugas	
		Costo de afectación	Nivel de Integridad de Seguridad (SIL)	
		Cruces	Plan de contingencia implementado	
		Diámetro	Plan Educación Comunitaria	
		Inventario volumétrico a escapar	Programa concientización pública	
		Relación MPOP/SMYS	Histórico eventos de seguridad anteriores	
		Tipo de tubería		
Ubicación de infraestructura				
Ambiental	30%	Actividad Humana	Cumplimiento de licencias o permisos ambientales	90%
		Clases de localidad	Histórico de eventos ambientales anteriores	
		Inventario de gas liberado	Programa de Educación Ambiental	
		Marco regulatorio ambiental	Programa de mejora ambiental (GAMs)	
		Plan de Ordenamiento Territorial	Sistema de Gestión Ambiental ISO 14000	
		Tipo de ambiente		

Tabla 15. Atributos, modificadores y constantes utilizados para estimar la probabilidad de falla

Amenaza	Factor de kiefner	Atributos considerados para calcular PA	Modificadores considerados para calcular FG	FGM
Corrosión Externa	10.70%	Agresividad del Suelo, Diseño Mecánico y Antigüedad	Tipo de revestimiento, tipos de Protección catódica, actividades de monitoreo, desempeño de los sistema de protección.	90%
Corrosión Interna	12.40%	Agresividad del Gas, Diseño Mecánico y Antigüedad	Monitoreo de la calidad del gas, tratamientos químicos, limpiezas internas, monitoreo de la corrosión interna, medición del desempeño	90%
Agrietamiento por Corrosión Bajo Esfuerzos	1.10%	Agresividad del Suelo, Diseño Mecánico y Antigüedad	Tipo de revestimiento, tipos de Protección catódica, actividades de monitoreo, desempeño de los sistema de protección.	25%
Costura defectuosa Tubería	2.30%	Tipo de Tubería, Porcentaje NDT y Diámetro	% Inspección en Mantenimiento, Histórico de eventos anteriores detectados	25%
Tubería Defectuosa	1.40%	Fecha Fabricación, Porcentaje NDT y Diámetro	% Inspección en Mantenimiento, Histórico de eventos anteriores detectados	25%
Soldadura Circunferencial Defectuosa	2.20%	Espesor, Tipo de Soldadura y Resistencia Mecánica	Calificación de soldadores / Procedimiento, % de NDT en soldaduras, Histórico de eventos anteriores detectados	90%
Soldadura Circunferencial Defectuosa Conexión	1.90%	Espesor, Tipo de Soldadura, Resistencia Mecánica y Conexiones en el Segmento	Calificación de soldadores / Procedimiento, % de NDT en soldaduras, Histórico de eventos anteriores detectados	90%
Arrugas	0.70%	Espesor, Diámetro, Diámetro curvatura entre doblez y Tenacidad material	Procedimiento de doblez certificado, Histórico de eventos anteriores detectados	90%
Rotura Uniones Roscadas	3.30%	Espesor, Diámetro y Uniones Roscadas en el segmento	Plan de Inspección, Histórico de eventos anteriores detectados	75%
Fallos en Orings	1.40%	Antigüedad del Equipo, Tipo de empaque utilizado y Conexiones en el Segmento	QC / Recibo de empaques, Procedimiento Calificado / Inspección asientos, Histórico de eventos anteriores detectados	75%
Mal funcionamiento de Equipos	2.60%	Antigüedad Equipo y Tipo de Equipo	Plan de Mantenimiento Preventivo basado en RCM, Histórico de eventos anteriores detectados	90%
Falla en empaques y sellos de Bombas	0.40%	Antigüedad y Tipo/Características de sellos, empaques, Válvulas Bridadas, Diámetro y Uniones Bridadas	Procedimiento certificado apriete bridas, Practicas de mantenimiento (cintas protección), Histórico de eventos anteriores detectados	90%
Misceláneos	7.30%	Antigüedad y Tipo de Equipo	% de ejecución de Ordenes de trabajo de equipos críticos, % equipos con mantenimiento preventivo, Histórico de eventos anteriores detectados	25%
Daños por terceros	30.30%	Profundidad, Clases Localidad, Actividad Externa Visible, Sobre espesor, Protección / Barreras Físicas, Casing, Concreto, Derecho Vía Compartido	% cumplimiento plan de inspección del derecho de vía, Existencia de vigilancia, Señales preventivas / procedimiento estandarizado, Programa de llamadas, Existencia de convenios / acuerdos ayuda mutua, Histórico de eventos anteriores	90%
Tubo dañado con anterioridad	3.80%	Antigüedad, Clases Localidad, Sobre espesor, Prueba Hidrostatica, DM Rel. MOP/MYS	Plan de inspección, Histórico de eventos anteriores detectados, Acuerdo de supervisión de excavación.	75%
Vandalismo	0.60%	Clases Localidad, Tipo Configuración y Equipos Expuestos	Vigilancia, Protecciones físicas, Histórico de eventos anteriores detectados.	90%
Procedimiento operacional incorrecto	7.90%	Error por Diseño, Manual Operación, Manual Mantenimiento, Cambios asociados al Error por Construcción,	Control de cambios en operación / mantenimiento, Programa control drogas / alcohol, Programa de certificación de competencias	90%
Clima Frío	0.80%	Temperatura del Ambiente	Experiencia anteriores	5%
Rayos	1.30%	Sistemas de Protección para Descargas, Sist Puesta a Tierra, Areas Sismica	Programa de revisión de sistemas de protección para descargas eléctricas, Programa de inspección / revisión sistema de puesta a tierra, Histórico de eventos anteriores detectados.	25%
Lluvias fuertes o inundaciones	5.40%	Calidad del Drenaje, Régimen de Lluvias, Protección en Diseño, Cruces de Ríos.	Inspección periódica, Mantenimiento de facilidades de geotecnia, Acuerdos con terceros, Histórico de eventos anteriores detectados	25%
Movimientos de Tierra	2.20%	Área susceptible a erosión, Pendiente terreno, Protección en Diseño	Inspección periódica, Mantenimiento de facilidades de geotecnia, Recuperación ambiental - reforestación, Histórico de eventos anteriores detectados	25%

**b. Revisión de la segmentación y de las áreas de altas consecuencias (“HCA – HIGH CONSECUCIONAL AREAS”).** Con la información actualizada se deberá realizar la revisión de los segmentos y las HCA establecidas durante el ciclo anterior del proceso. Esta revisión será realizada por el grupo de Integridad de Centragas, quien deberá dejar como registro un acta donde se indiquen los cambios en los segmentos y se presente las nuevas HCA de la infraestructura de transporte.

Dentro del proceso se define como segmento, una longitud de un gasoducto o parte de la infraestructura de transporte que tiene características únicas en una ubicación geográfica específica.

Para realizar o revisar la segmentación de la infraestructura de transporte de Centragas, se deberán tener en cuenta los siguientes criterios:

- Toda HCA debe ser considerada como un segmento independiente. En el Anexo B se presenta el procedimiento para identificar HCA
- Cada segmento debe tener una sola clase de localización, configuración (aéreo / enterrado) y edad.
- Cada segmento debe tener un solo diámetro, espesor, tipo de material, tipo de revestimiento y tipo de protección catódica.
- Cada cruce de vía principal, línea férrea, o de río navegable, debe ser considerado como un segmento independiente
- Las válvulas de seccionamiento o las juntas monolíticas deben ser consideradas como un límite entre dos segmentos.

La filosofía para una adecuada segmentación es obtener segmentos que puedan ser claramente diferenciables entre si, en algún parámetro característico y relevante a la integridad.

**c. Evaluación del riesgo.** La evaluación de riesgo debe ser realizada por lo menos una vez año para, incluir nueva información, considerar los cambios que se han hecho al sistema, incorporar cualquier cambio externo, y considerar nuevas técnicas científicas que se haya desarrollado y comercializado desde la última evaluación. Adicionalmente deberá realizarse la evaluación cuando se presente cualquier cambio significativo a la integridad de la infraestructura.

La evaluación de riesgo se realizará con el modelo y los criterios establecidos en el numeral 5.6.

La salida de esta etapa es una comunicación donde se presente y analicen los resultados del modelo de riesgo.

**d. Identificación de amenazas significativas.** Con base en el registro histórico de diseño, construcción, operación y mantenimiento del gasoducto, el modelo de

riesgo establece un factor de probabilidad de falla para cada una de las 21 amenazas. Como criterio del proceso se ha establecido que si el factor de probabilidad de falla para una amenaza dividido por la sumatoria de los 21 factores de probabilidad es mayor 0.05, la amenaza es considerada como significativa.

La salida de esta etapa es una comunicación presentando las amenazas significativas a la integridad del gasoducto.

**e. Análisis de Integridad.** En esta etapa se realiza la evaluación de los resultados del modelo de riesgo, los resultados de las actividades de evaluación de la integridad y los cambios en los requerimientos contractuales, legales o normativos, para determinar las recomendaciones de cambio en los planes de operación y mantenimiento, en las estrategias de mitigación y/o monitoreo de amenazas y en el plan de evaluación de la integridad.

La salida de este proceso es un informe con las recomendaciones de cambio y de distribución recursos y esfuerzos del personal de Centragas. Estas recomendaciones serán evaluadas dentro del proceso de planeación operacional.

Esta etapa será desarrollada por el grupo de Integridad de Centragas (definido en el numeral 5.5.4).

**f. Plan de evaluación de Integridad.** Con base en la evaluación de riesgo y en los resultados de las evaluaciones realizadas con anterioridad, se revisará anualmente el plan y la metodología para la evaluación de la integridad. La metodología inicial a utilizar será la que se muestra en la tabla 16.

Para la evaluación de la integridad, las amenazas se agrupan en las 9 categorías y se define que el factor de probabilidad de falla de cada categoría como el factor más alto de las amenazas que agrupa.

La información del plan con la fecha programada para la evaluación, la fecha real de la ejecución, los resultados obtenidos y la fecha de reevaluación, para cada segmento de la infraestructura de transporte, se debe llevar en una base de datos que se actualiza anualmente con el ciclo del proceso de administración de la integridad.

Las indicaciones detectadas durante la evaluación de la integridad serán valoradas y mitigadas de acuerdo con los códigos ASME B 31.8 y ASME B 31 G.

Tabla 16. Metodologías para la evaluación de la integridad por categoría de amenazas.

Amenaza	Metodología de Evaluación de la Integridad	Criterio general de Reevaluación – inicial (2005) <sup>6</sup>	
		HCA o alto riesgo	Mediano y bajo Riesgo
Corrosión Externa	Evaluación directa	5 años	7 años
Corrosión Interna	Evaluación directa evaluando toda la infraestructura de transporte	5 años	5 años
	Monitoreo de corrosión interna y de la calidad del gas	Semestral	Semestral
“Stress Corrosion Cracking”	La amenaza no es significativa, por lo cual no se evaluará.	Depende de la evaluación de riesgo.	
Defectos de Fabricación	La amenaza no es significativa, por lo cual no se evaluará.	Depende de la evaluación de riesgo.	
Defectos Relacionados con Soldaduras	Búsqueda e Integración de los registros de Construcción (procedimientos de soldadura, información prueba hidrostática, Rayos x, etc.)	Se realizará una sola vez	
Defectos asociados con equipos	La amenaza no es significativa, por lo cual no se evaluará.	Depende de la evaluación de riesgo.	
Daño mecánico / Terceros	Monitoreo derecho de vía	Semestral	Anual
	Detección de fugas		
Operaciones Incorrectas	Seguimiento y actualización del plan de competencias del personal y contratista	Semestral	Semestral
Relacionado con el clima y Fuerzas externas	La amenaza no es significativa, por lo cual no se evaluará.	Depende de la evaluación de riesgo.	

**g. Plan de respuestas a la evaluación de la integridad o a la detección indicios que afectan la integridad.** Centragas mantendrá actualizado el plan de respuesta a los indicios relacionados con la integridad de la infraestructura de transporte detectado durante, la evaluación de la integridad, las actividades de mantenimiento o en forma fortuita.

El indicio detectado será reportado en el software de mantenimiento MP2 mediante una no conformidad que afecta la integridad de la infraestructura. El funcionario que reporta el indicio deberá indicar la amenaza involucrada y realizar la primera evaluación con el plan de acción para mitigar o eliminar los efectos de la amenaza. Este plan de acción debe estar basado en los criterios y métodos de reparación, mitigación y monitoreos, establecidos en los estándares ASME B31.8,

<sup>6</sup> Criterios establecido de acuerdo con lo establecido en la tabla No 3 del estándar ASME B 31.8S y la tabla E.II.2 del código 49 CFR 192 del Departamento de Transporte de los Estados Unidos.

ASME B31.8 Suplemento 2001 y ASME B.31 G.

El Ingeniero I de Corrosión evaluará semanalmente las no conformidades reportadas, para:

- Determinar si los planes de acción ejecutados o programados cumplen con los criterios y métodos establecidos en los estándares ASME B31.8, ASME B31.8 Suplemento 2001 y ASME B.31 G.
- Presentar al funcionario responsable del plan de acción, los cambios o actividades adicionales que debe realizar para controlar los efectos de la amenaza involucrada. En caso de haber discrepancia o si la no conformidad afecte significativamente la integridad de la infraestructura, se citará al grupo de integridad para que establezca las actividades a desarrollar.
- Registrar el plan de acción final en la base de datos del plan de respuesta, y
- Realizará su seguimiento. Semanalmente se presentará a la gerencia un informe sobre el seguimiento de estos indicios.

Durante las evaluaciones semestrales del Sistema de Gerenciamiento de Integridad se realizará el análisis de los indicios detectados y la efectividad de los planes de acción, con el fin de tomar decisiones orientadas a mitigar las amenazas afectadas y disminuir el riesgo a la integridad de la infraestructura.

La base de datos que se lleve para el plan de respuesta debe contener:

- El resultado del modelo del riesgo
- La identificación de la afectación detectada, indicando la fecha de detección, el indicio encontrado y el método utilizado para identificar el indicio (evaluación directa, inspección con herramienta inteligente, prueba hidrostática, o alguna actividad de mantenimiento)
- La respuesta al indicio detectado, indicando la actividad a realizar, su justificación y la fecha de realización.
- Los resultados de la actividad. Se debe concluir si la actividad realizada contribuyó a mitigar la amenaza involucrada.
- La ubicación de los registros. Los registros deben ser fácil de consultar para presentar y/o demostrar los esfuerzos que se realizan para mantener la integridad de la infraestructura de transporte.
- Las actividades de seguimiento. Actividades que se programan para realizar el seguimiento del indicio detectado, en caso de que no haya decidido realizar monitoreo.

**h. Revisión del proceso.** Teniendo en cuenta que el proceso de administración de integridad es dinámico, el grupo de integridad realizará una reunión anual para:

- Evaluar cada etapa del proceso de administración de integridad.

- Evaluar el modelo conceptual y los criterios utilizados para la valoración del riesgo
- Definir los cambios a realizar en el proceso para adecuarlo a las condiciones actuales de Centragas.

Se debe dejar evidencia de las evaluaciones realizadas y de las decisiones tomada durante la reunión mediante un acta.

Los cambios que se establezcan para actualizar el proceso y/o modificar los criterios del modelo de riesgo deberán satisfacer todas las etapas descritas en el proceso de administración del cambio.

## **5.6 MODELO DE RIESGO DE CENTRAGAS**

**5.6.1 Generalidades.** El propósito del modelo de gerencia del riesgo e integridad en gasoductos consiste en evaluar el grado de exposición al público e identificar medios para hacer una administración del riesgo efectiva. Cabe anotar que al evaluar el riesgo de exposición al público, se están determinando las condiciones de seguridad e integridad de cada sección del gasoducto evaluado.

El modelo de riesgos establecido para Centragas contempló la valoración relativa de las 21 amenazas referenciadas en el código ASME B31.8 Suplemento 2001, tomando como referencia a información del estudio de Kiefner<sup>7</sup> sobre la estadística de incidentes en tubería de transmisión de gas en el periodo comprendido entre los años 1985 y 1997 en los Estados Unidos (USA).

Igualmente este modelo de riesgos no incluye la valoración de amenazas por acciones premeditadas de terceros, las cuales son objeto de otro tipo de estudios denominados de vulnerabilidad. Aunque la mecánica podría ser similar, la diferencia es que la información estadística externa a Centragas no es aplicable debido a la naturaleza intrínseca de la seguridad pública en Colombia.

**5.6.2 Descripción del modelo conceptual.** Para el desarrollo del modelo de riesgo se combinaron dos de los métodos establecidos en el código ASME B 31.8 Suplemento 2001:

- Experto en la Materia: para el proyecto se contrató a un ingeniero especialista (Ing. Jaime Muñoz), experto en integridad de tuberías y con más de 20 años de experiencia en la industria de hidrocarburos. El ingeniero desarrolló el modelo

---

<sup>7</sup> Kiefner, J.F; Mesloh, R.E y Kiefner, B.A. Analysis of DOT reportable incidents for gas transmission and gathering system pipelines, 1985 through 1997. Houston: Pipeline Research Council International Reports. 2001. 99 p.

conceptual y la aplicación en Excel, basado en su experiencia, en la estadística de incidentes de USA, en la literatura revisada y en las observaciones realizadas por los funcionarios de Centragas que participaron en el proyecto

➤ Modelo de evaluación relativa: se utilizó la información de diseño, construcción, mantenimiento y operación del Gasoducto Ballena Barrancabermeja para el desarrollo del modelo final. Este método permite identificar y sopesar cuantitativamente las amenazas y las consecuencias relevantes para la operación del gasoducto. Esta aproximación es considerada un modelo de riesgo relativo, porque los resultados se comparan con criterios establecidos por el mismo sistema de Gerenciamiento de la Integridad.

• **Estimación de la probabilidad de falla.** Dentro del modelo conceptual se establece que la probabilidad de falla de un segmento se expresa en función directa de 2 parámetros:

➤ El primero, la susceptibilidad a la falla del segmento, la cual no depende del nivel de gestión técnica o administrativa que se realice sino de sus atributos. Es en si misma la probabilidad intrínseca que cada segmento tiene.

➤ El segundo parámetro del modelo mide el impacto de la administración para gestionar las políticas de prevención, mitigación y monitoreo de programas y tecnologías a fin de reducir la probabilidad de ocurrencia. Este segundo parámetro puede ser manejado por la organización pero el modelo asume que habrá un tope máximo de reducción al cual es posible llegar.

En forma matemática la probabilidad de falla de un segmento esta dada por:

$$P = \lambda * \sum_{i=1}^{21} K_i * PA_i * (1 - FGM_i * FG_i)$$

Donde:

**P:** Probabilidad de falla del segmento en números de eventos / año\* milla de tubería.

**λ:** Probabilidad promedio de falla en USA:  $2.52 * 10^{-4}$  fallas / año-milla<sup>1</sup>.

**K<sub>i</sub>:** Peso relativo según estudio de kieffner<sup>1</sup> para cada amenaza (Tabla 15).

**PA<sub>i</sub>:** es la probabilidad intrínseca del segmento para la amenaza i. Se calcula con base a los atributos de cada segmento (Tabla 15).

**FG<sub>i</sub>:** Es el valor de reducción calculado para la amenaza i. Depende de las actividades que se realicen para mitigar dicha amenaza, entre mayor sea la

gestión para mitigar y/o monitorear la amenaza mayor será este valor y por consiguiente menor será la probabilidad de falla.

**FGM<sub>i</sub>**: Es el factor máximo de reducción que puede ser esperado como resultado de la gestión. Este valor se define con base en la característica de cada amenaza, las recomendaciones encontradas en la literatura, en experiencia del experto y en el conocimiento que el personal de Centragas tiene de su sistema. En la Tabla 15 se presentan las condiciones y constantes consideradas en el modelo para estimar la probabilidad de ocurrencia de una falla.

• **Estimación de la consecuencia de una falla.** La consecuencia en un segmento se estima con base en los siguientes factores:

- Producción: asociado al costo que se tiene que pagar para reestablecer el transporte del gas (reparación, pruebas adicionales, pérdida de imagen, multas por pérdida de gas, sanciones, etc.)
- Seguridad: costo que hay que pagar por los efectos que la falla produzca en las personas y sus bienes (daño en edificaciones, lesiones, fatalidades, demandas, etc.)
- Ambiental: costo asociado a los daños ambientales producidos por la falla (recuperación ambiental, multas, etc.)

Con base en estos factores se plantea la ecuación matemática para la estimación de la consecuencia de una falla en un segmento.

$$C = CMF * \sum_{i=1}^3 F_i * CI_i * (1 - FGC_i * FC_i)$$

Donde:

**C**: Consecuencia estimada de una falla en dólares americanos.

**CMF**: Costo máximo de una falla en dólares americanos. Este valor se estima con base en el contrato DIJ-P-515<sup>8</sup> y en criterios establecidos por el experto de integridad (ver numeral 6.2.2 de la presente monografía).

**F<sub>i</sub>**: Porcentaje de distribución de cada uno de los tres factores que compone la consecuencia, producción, seguridad y ambiental (Tabla 14).

**CI<sub>i</sub>**: es la consecuencia intrínseca para el factor i (producción, seguridad o ambiental). Se calcula con base a los atributos de cada segmento (Tabla 14).

**FC<sub>i</sub>**: Es el valor de reducción calculado para el factor i. Depende de las actividades que se realicen para disminuir la consecuencia originada de dicho factor.

---

<sup>8</sup> Contrato firmado entre Centragas y Ecopetrol para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia del gasoducto Ballena Barrancabermeja.

**FGC<sub>i</sub>**; Es el factor máximo de reducción de la consecuencia que puede ser esperado como resultado de la gestión. Este valor se define con base en la característica de cada amenaza, las recomendaciones encontradas en la literatura, en experiencia del experto y en el conocimiento que el personal de Centragas tiene de su sistema.

• **Determinación relativa del riesgo.** Una vez estimada la probabilidad de falla y su consecuencia, sus valores son graficados en una matriz de riesgo. Cada empresa operadora de gasoductos debe construir su matriz de riesgo con base en los siguientes criterios:

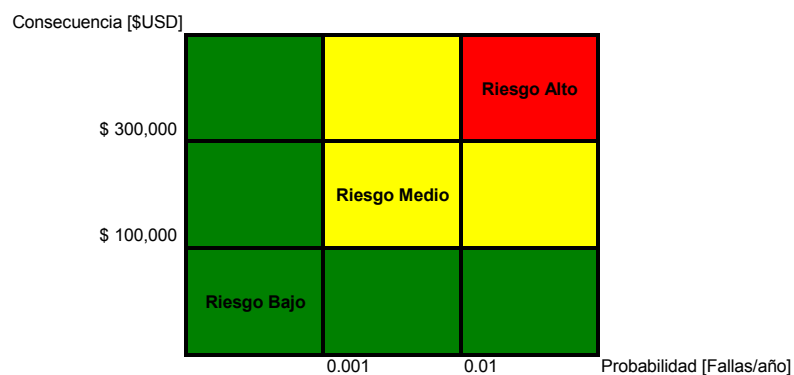
- Las reglamentaciones o estándares aplicables
- El nivel de aceptación de la probabilidad de falla que tenga la empresa, y
- El nivel del riesgo que este dispuesto a asumir, representado en el costo de una falla.

Para Centragas se estableció la matriz presentada en la figura 25. El modelo de riesgo se correrá para cada segmento con el fin de obtener las coordenadas a graficar en la matriz (probabilidad y consecuencia). La clasificación del riesgo se realizará dependiendo de la ubicación de cada coordenada calculada, de la siguiente forma:

- Cuadrantes verdes: segmentos de bajo riesgo
- Cuadrantes amarillos: segmentos de medio riesgo
- Cuadrante Rojo: segmentos de alto riesgo

Adicionalmente, se establece que todo segmento identificado como área de alta consecuencia, de acuerdo con el literal 192.903 del código 49 CFR 192 del DOT, se calcificará como de alto riesgo.

Figura 25. Matriz de riesgo de Centragas.



## 6. RESULTADOS INICIALES DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE LA INTEGRIDAD Y MODIFICACIÓN DEL PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

### 6.1 SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO Y RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Utilizando los criterios establecidos en el numeral 5.5.5 de la presente monografía, se procedió a segmentar el gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas. El primer criterio de segmentación fue la identificación de áreas de alta consecuencia, las cuales deben ser el corazón de un sistema de gerenciamiento de la integridad y que son la base de la reglamentación establecida en Estados Unidos. Como resultados de esta actividad se identificaron las 19 áreas de alta consecuencias presentadas en la Tabla 17 y se dividió el gasoducto en los 416 segmentos presentado en el Anexo C.

Tabla 17. Áreas de alta consecuencias en el gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas.

GASODUCTO / RAMAL	RANGO	CLASE DE LOCALIZACIÓN	Longitud del área [m]
TRONCAL	K000+000 al K000+200	Localización Clase 3	200
	K079+400 al K079+800	Localización Clase 3	400
	K086+400 al K087+030	Localización Clase 3	630
	K090+100 al K090+790	Localización Clase 3	690
	K238+650 al K239+082	Localización Clase 3	432
	K411+775 al K412+207	Localización Clase 3	432
	K438+400 al K438+820	Localización Clase 3	420
	K456+900 al K457+300	Localización Clase 3	400
	K556+300 al K556+650	Localización Clase 3	350
	K578+607 al K578+807	Localización Clase 3	200
CASACARÁ	K00+000 al K00+200	Localización Clase 3	200
JAGUA DE IBIRICO	K07+910 al K08+310	Localización Clase 3	400
CHIRIGUANA	K04+800 al K05+250	Localización Clase 1	450
PALMITA	K00+420 al K00+820	Localización Clase 3	400
PAILITAS	K01+100 al K01+500	Localización Clase 3	400
TAMALAMEQUE	K15+700 al K16+100	Localización Clase 3	400
EL BANCO	K27+700 al K27+950	Localización Clase 3	250
GAMARRA	K10+430 al K10+830	Localización Clase 3	400
SAN ALBERTO	K12+576 al K12+708	Localización Clase 1	132
<b>Longitud total de las áreas de alta consecuencias</b>			<b>7,186</b>

Para cada segmento se realizó la recopilación histórica de información de diseño, construcción, mantenimiento y operación, basada en los requisitos mínimos establecidos en la tabla No 1 del estándar ASME B31.8 Suplemento 2001. En las tablas 14 y 15 se presentan los atributos y modificadores tenidos en cuenta durante recolección de la información para estimar la probabilidad de falla y su consecuencia.

Esta etapa es la base para el éxito del gerenciamiento basado en riesgo ya que la confiabilidad de los resultados del modelo de riesgo dependerá de la precisión de la información suministrada.

## **6.2 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE RIESGO**

**6.2.1 Aplicación.** Una vez desarrollado el modelo conceptual y recogida toda la información requerida para los 416 segmentos, se contrató la elaboración de una aplicación en Excel que realizará los cálculos matemáticos necesarios para estimar el nivel de riesgo relativo de cada segmento con los criterios establecidos en el SGI. En el Anexo D se presenta la visualización de la aplicación utilizada.

**6.2.2 Consideraciones básicas para correr el modelo.** Para garantizar que los resultados del modelo sean confiables y conservativos, se establecieron los siguientes criterios y/o consideraciones<sup>9</sup>:

- Cuando no exista información relevante de un atributo o modificador del modelo de riesgos, se seleccionará la opción mas conservadora hasta tanto la información no sea validada.
- Existen roles y responsabilidades generales dentro de la organización pero no están asociados directamente a la integridad del gasoducto. Con la implementación del SGI esta consideración quedará desvirtuada y por lo tanto el riesgo deberá disminuir.
- Existe un sistema de indicadores de desempeño con fuerte influencia al cumplimiento del contrato de operación y mantenimiento con Ecogás. No hay indicadores que midan la gestión de integridad en forma integral. Con la implementación del SGI esta consideración quedará desvirtuada y por lo tanto el riesgo deberá disminuir.
- No han ocurrido roturas asociadas a daños por corrosión en el tiempo de operación del gasoducto.
- El 100 % de las tuberías enterradas tienen sistema de protección catódica.

---

<sup>9</sup> Estos criterios y/o consideraciones se establecieron con base en la experiencia del consultor y del personal que participó en el proyecto, en las multas establecidas en el contrato DIJ-P-515 y en la legislación colombiana, en los registros históricos del mantenimiento del gasoducto Ballena Barrancabermeja y en los costos promedios del mercado colombiano.

- El 100 % de las tuberías enterradas se encuentran recubiertas.
- Existe un plan anual de monitoreo del sistema de protección catódica y revestimientos.
- Se han encontrado anomalías por corrosión externa pero no han comprometido la operación de los segmentos.
- No ha sido valorada la integridad desde el inicio de la operación por prueba hidrostática ni herramientas instrumentadas. Excavaciones para revisión y reparación de revestimiento se han hecho en forma no sistémica.
- Los estudios de corrosión interna no han encontrado evidencias de actividad significativa.
- Existen campañas de educación de la comunidad.
- Existen avisos informativos de prevención de excavaciones no autorizadas.
- Durante el tiempo de operación de gasoducto no se han reportado errores operacionales que hayan impactado la integridad.
- El promedio de antigüedad del personal de la empresa esta en el rango entre 5 y 10 años.
- Existen manuales de operación de los equipos.
- No hay reportes de incidentes de integridad atribuible a errores de ingeniería o construcción.
- Existe un programa centralizado y computarizado para el manejo de tareas de mantenimiento tanto preventivas como correctivas.
- Existe un plan anual de mantenimiento.
- No se han presentado incidentes de integridad asociados a eventos de la naturaleza.
- La zona donde se encuentra el gasoducto no presenta evidencia de actividad sísmica o telúrica que pueda impactar la integridad.
- Existe un sistema de protección geotécnica del derecho de vía.
- Existen brigadas internas de atención de emergencias.
- Se tienen planes de ayuda mutua con otras empresas.
- El costo de reparación promedio para 20 metros de longitud es de 16.000 dólares americanos.
- El costo de cada mil de pies cúbicos de gas liberado o quemado es de 1.8 dólares.
- La longitud de daño en caso de una falla se ha considerado como 20 metros.
- El costo promedio de multas y perdidas asociadas a la producción se ha estimado en \$15.00 dólares.
- No hay un sistema alterno de producción en caso de fuga en operación y se requiere parar la producción.
- Se estima que el máximo tiempo de reparación no superará las 72 horas.

- Para el cálculo de fatalidades probables en cada segmento se ha utilizado la densidad demográfica del departamento de la Guajira e igual a 2.3E-5 habitantes por km<sup>2</sup><sup>10</sup>
- El corredor que se afecta en caso de fuga en cualquier segmento con la Máxima Presión de Operación actual se ha calculado en 160 metros a cada lado de la tubería.
- El costo estimado de una fatalidad en caso de accidente, incluyendo todos los aspectos legales, extralegales, reputación, etc. es de \$50.000 dólares.
- El costo promedio de un evento de falla significativo por concepto de recuperación y manejo ambiental es de \$26.000 dólares.
- No existe sistema de manejo ambiental certificado por ISO 14000. Centragas tiene sistema de manejo ambiental pero aun no esta certificado.
- Hasta la fecha no han ocurrido incidentes ambientales.
- La mayor parte del tramo de tubería hasta Hato Nuevo está instalada en el territorio de la comunidad Wayuú.
- La densidad ambiental en flora y fauna se considera baja.
- El área en análisis se considera de baja actividad de construcción y actividad agrícola, de acuerdo a los recorridos de Derecho de Vía del gasoducto realizados por la empresa.

**6.2.3 Resultados del modelo.** En el Anexo E se presenta el nivel de riesgo obtenido para cada uno de los 416 segmentos de gasoducto Ballena-Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas. En la tabla 18 se muestra un resumen del nivel de riesgo del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y sus ramales.

Tabla 18. Resumen del nivel de riesgo del gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas.

Nivel de Riesgo	Segmentos		Longitud (metro)	
	Numero	Porcentaje	Numero	Porcentaje
Alto Riesgo	50	12 %	7,186.0	1.0 %
Medio Riesgo	7	1.7 %	139,945.7	19.0%
Bajo Riesgo	359	86.3 %	589,137.6	80.0%
Total	416	100%	736,269.3	100%

<sup>10</sup> Información obtenida de la pagina Web de la Gobernación de la Guajira (<http://www.laguajira.gov.co>)

Los principales resultados de la valoración del riesgo con el modelo desarrollado son:

- El 20.0 % de la longitud del gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas tienen un nivel de riesgo alto o medio (los segmentos de alto riesgo corresponde a las áreas de alta consecuencias). La evaluación de la integridad en estos segmentos se realizará antes de junio de 2007, priorizando inicialmente los segmentos de alto riesgo.
- La evaluación de la integridad en los segmentos de bajo riesgo (80.0% de la longitud total evaluada) se realizará en forma programada durante los próximos 7 años.
- El riesgo en dólares por año en promedio por segmento es de 30.22.
- El costo promedio de falla de un segmento es de \$ 256.142.00 dólares.
- El segmento 13 tiene la mayor probabilidad de falla del gasoducto, con una falla cada 420 años. La menor probabilidad la tiene el segmento 406, con una falla cada  $3.8 \times 10^9$  años.
- La tabla 19 muestra la distribución comparativa de los máximos valores de probabilidad de falla de Centragas contra los de Kiefner<sup>11</sup>. Esta tabla indica que la probabilidad de falla de Centragas está por debajo del promedio determinado por Kiefner para Estados Unidos.
- No existe, de acuerdo con los datos históricos evaluados en el modelo y a las experiencias de evaluación directa preliminar (ver numeral 6.3.1), ningún segmento que comprometa la integridad del gasoducto. Esta conclusión será confirmada en forma sistemática de acuerdo con el plan de evaluación directa<sup>12</sup>.
- La valoración de riesgos de Centragas muestra en general un bajo nivel en razón a que los planes de operación y mantenimiento y las tecnologías de evaluaciones directas realizadas, Long Range, CIS y DCVG, han permitido detectar y corregir a tiempo potenciales desviaciones a la integridad antes de alcanzar un valor crítico<sup>12</sup>.
- La mayor amenaza a la integridad del gasoducto de Centragas corresponde a corrosión externa.

### **6.3 PLAN DE EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD**

El estándar ASME B 31.8 Suplemento 2001 permite evaluar la integridad de la tubería mediante cualquiera de los siguientes métodos:

- Inspección en línea con herramientas inteligentes

---

<sup>11</sup> Kiefner, J.F; Mesloh, R.E y Kiefner, B.A. Analysis of DOT reportable incidents for gas transmission and gathering system pipelines, 1985 through 1997. Houston: Pipeline Research Council International Reports. 2001. 99 p.

<sup>12</sup> Conclusiones tomadas del informe final del modelo de riesgo, presentado por el ingeniero Jaime Muñoz a Centragas.

- Prueba hidrostática (prueba de presión).
- Evaluaciones directa, y
- Otras metodologías de evaluación reconocidas por la industria.

Tabla 19. Distribución comparativa de los máximo valores de probabilidad de falla de Centragas vs Kieffner.

<b>ID</b>	<b>Amenaza</b>	<b>Kieffner</b>	<b>Centragas</b>
1	Corrosion Externa	10.70%	1.91%
2	Corrosion Interna	12.40%	1.68%
3	Agrietamiento por Corrosión Bajo Esfuerzos	1.10%	0.01%
4	Costura defectuosa Tubería Fabricación	2.30%	0.34%
5	Tubería Defectuosa	1.40%	0.05%
6	Soldadura Circunferencial Defectuosa	2.20%	0.92%
7	Soldadura Circunferencial Defectuosa Conex	1.90%	0.21%
8	Arrugas	0.70%	0.18%
9	Rotura Uniones Roscadas	3.30%	1.01%
10	Fallos en Orings	1.40%	0.13%
11	Mal funcionamiento de Equipos	2.60%	0.34%
12	Falla en empaques y sellos de Bombas	0.40%	0.03%
13	Miscelaneos	7.30%	0.01%
14	Daños por terceros	30.30%	0.70%
15	Daño Previo	3.80%	0.72%
16	Vandalismo	0.60%	0.04%
17	Operaciones Incorrectas	7.90%	0.78%
18	Heladas	0.80%	0.00%
19	Rayos	1.30%	0.00%
20	Inundaciones	5.40%	0.01%
21	Movimientos de Terreno	2.20%	0.00%
Global	POF Amenazas	100%	9.06%

Para evaluar la integridad en el gasoducto Ballena Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas, se decidió utilizar la evaluación directa.

El plan inicial se realizó para evaluar la integridad de todo en gasoducto y los ramales pertenecientes a Centragas antes de febrero de 2011 (ver Anexo E), iniciando con las áreas de alta consecuencias y los segmento de alto y mediano riesgo. Este plan se evaluará anualmente y se modificará dependiendo de los

resultados del modelo de riesgo y/o cambios en la clase de localización del gasoducto (aparición de nuevas áreas de alta consecuencias). En la tabla 20 se presenta el resumen del plan de evaluación de la integridad del 2006 al 2010, realizado con base en los resultados del modelo de riesgos.

Tabla 20. Resumen del plan de evaluación de la integridad

Nivel de Riesgo	Longitud (metros)	AÑO									
		2006		2007		2008		2009		2010	
		Long	%	Long	%	Long	%	Long	%	Long	%
Alto	7.186	7.186	100%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Medio	139.946	59160	42%	80.786	58%	0	0%	0	0%	0	0%
Bajo	589.138	70803	12%	56.022	10%	149.091	25%	165.300	28%	147.922	25%
Total	736.270	137	0%	136.808	19%	149.091	20%	165.300	22%	147.922	20%
Costo anual en valor Presente (pesos)		\$ 157.721.350		\$ 165.195.660		\$ 189.028.752		\$ 220.058.724		\$ 206.770.133	
Costo Total en Valor Presente (pesos)		\$ 938.774.619									

La inversión requerida en valor presente para evaluar todo el gasoducto es de \$938,774,619.00 pesos en 5 años, distribuidos de acuerdo con lo presentado en la tabla 20. Este valor fue obtenido utilizando un valor base de \$1.150.000<sup>13</sup> pesos por kilómetro de tubería evaluada en el 2006, y distribuido en el tiempo de acuerdo con la ecuación de valor futuro, presentada en la asignatura de matemática financiera.

• **Evaluaciones directas realizadas.** Como entrada inicial al Sistema de Gerenciamiento de Integridad, se realizó durante el transcurso del proyecto la evaluación de la integridad en la tubería enterrada en las estaciones Ballena y Barrancabermeja y en las trampas de limpieza interna que tienen descarga de compresores como son: Norean, Casacará y Hato Nuevo, mediante la técnica “Teletest”. Estas estaciones y trampas fueron identificadas como áreas de alta consecuencia, por lo cual debían ser los primeros segmentos donde se evaluara la integridad.

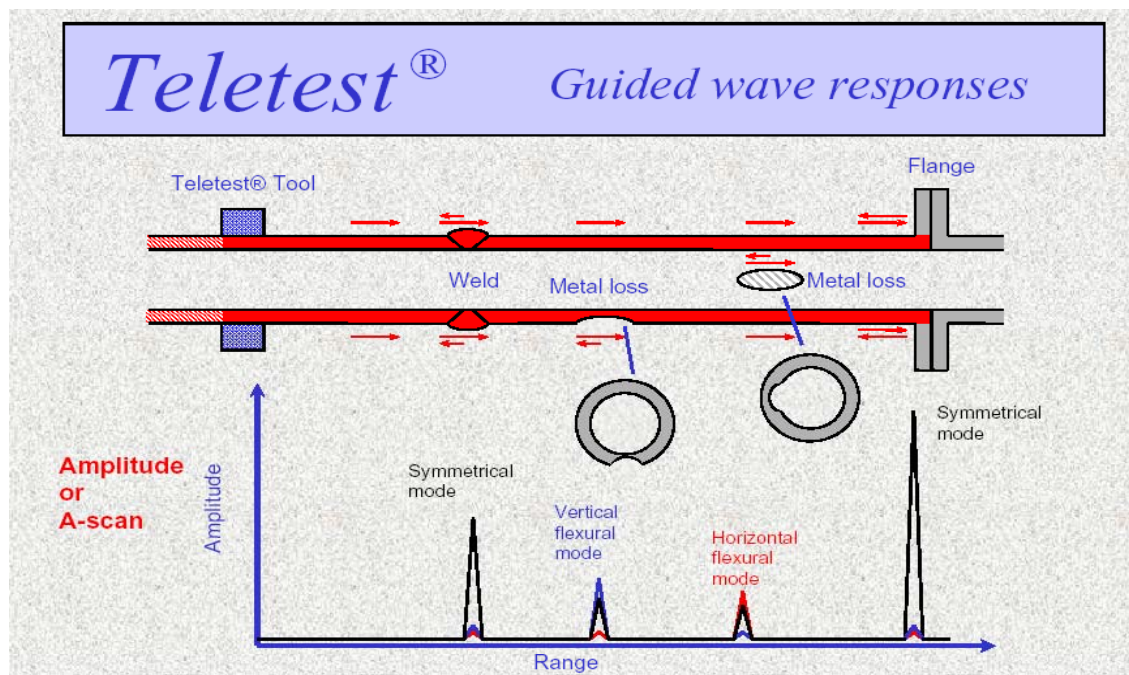
“Teletest” es una herramienta que utiliza bajas frecuencias de ultrasonido, técnica conocida como “ondas guiadas”, la cual, al ser inducida en una tubería metálica, produce una onda que se puede propagar a lo largo de ella, tal como se observa en la Figura 26. Las principales características de la herramienta son:

- Localiza y cuantifica pérdidas de metal causada por corrosión interna, corrosión externa o erosión.

<sup>13</sup> Valor promedio de 4 cotizaciones recibidas por Centragas para realizar la evaluación de la integridad mediante evaluación directa en el 2006.

- La evaluación de los defectos se debe realizar con posterioridad a la inspección y a través de métodos visuales
- Detecta grietas causadas por corrosión bajo esfuerzos
- Se inspecciona el un 100% del volumen de la tubería
- Es posible detectar, además de pérdidas de metal, detalles de tuberías como defectos en las soldaduras (sin especificar el tipo de defecto), existencia de soportes y accesorios.
- El porcentaje reportado por la herramienta es el porcentaje de área transversal afectado.
- La herramienta requiere de técnicos experimentados en la configuración del equipo y el análisis las señales que da la herramienta.

Figura 26. Funcionamiento de la técnica “Teletest”.



Fuente: TechCorr USA

Los principales resultados de las evaluaciones realizadas son:

- **Estación Ballena y trampa de Hato Nuevo.** Se evaluaron 390.6 metros de la tubería enterrada (238.7 m en la Estación Ballena y 151.9 m en la trampa de Hato Nuevo), con los resultados presentados en la Tabla 21.

Tabla 21. Resultados de la inspección con “Teletest” en la estación Ballena y en la trampa Hato Nuevo.

UBICACIÓN	LONGITUD EVALUADA (metros)	NUMERO DE INDICACIONES DETECTADAS
Estación Ballena	238.7	107
Trampa Hato Nuevo	151.9	65
Total	390.6	172

No se detectaron defectos superiores al 15% del área transversal. Lo que permite prever que no existen defectos que afecten la integridad de la tubería. Para validar la información obtenida y evaluar la gravedad de los defectos más severos se procedió a destapar 25 metros de tubería. En total se validaron 20 indicaciones de las 172 encontradas, con los siguientes resultados:

- Las indicaciones reportadas por la herramienta de ondas guiadas (“Teletest”) fueron validadas y se encontró que correspondían a pérdidas externas de metal o como defectos del recubrimiento.
- Las pérdidas de metal encontradas no disminuye la máxima presión de operación del gasoducto (1200 psi)<sup>14</sup>, por lo cual no afectan la integridad de la infraestructura.
- Las fallas del recubrimiento corresponden a desprendimiento o ampollas, donde la onda guiada detecta un cambio del medio debido a la baja adherencia del recubrimiento. La mayoría de indicaciones validadas corresponden a este tipo de falla.
- En las indicaciones evaluadas no se encontraron defectos por corrosión interna ni grietas

Algunos de los defectos encontrados y la herramienta de detección de defectos se pueden observar en las Figuras 27 y 28.

- **Estación Barrancabermeja y trampas Norean y Casacará.** Se evaluaron 338 metros de la tubería enterrada, con los resultados presentados en la tabla 22.

<sup>14</sup> La evaluación de las pérdidas de metal se realizó con los criterios establecidos en el estándar ASME B 31 G – 91.

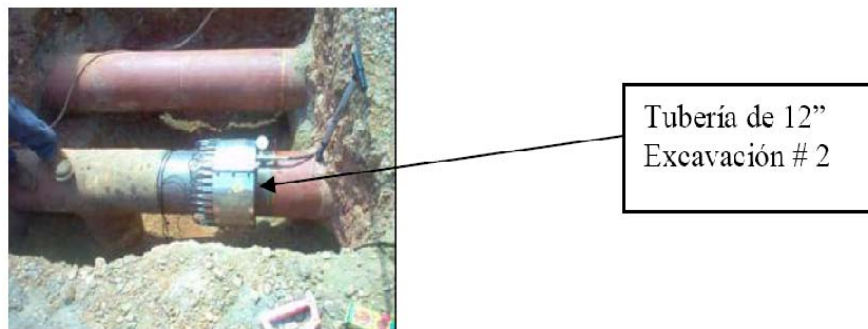
Tabla 22. Resultados de la inspección con “Teletest” en la estación Barrancabermeja y en las trampas Norean y Casacará.

UBICACIÓN	LONGITUD EVALUADA (m)	NUMERO DE INDICACIONES DETECTADAS
Estación Barrancabermeja	152.7	17
Trampa Norean	109.4	6
Trampa Casacará	76.2	2
Total	338.3	26

Figura 27. Validación de las indicaciones reportadas por el “Teletest”



Figura 28. Excavaciones para instalar la herramienta “Teletest” y evaluar el estado de la tubería



No se detectaron defectos superiores al 18% del área transversal. Lo que permite prever que no existen defectos que afecten la integridad de la tubería. Las conclusiones de la inspección fueron:

- La estación con mayor número de indicaciones fue la de Barrancabermeja con un 68 % del total, seguida de Norean con un 24 % y por último Casacará con un 8%.
- En las líneas con revestimiento de FBE (epóxico unido por fusión) las indicaciones reportadas corresponden a defectos en el revestimiento tipo ampollamiento.
- Las ampollas detectadas durante la inspección no mostraron pérdida de material por efectos de corrosión y se puede concluir que hasta ahora corresponden a defectos de revestimiento tipo catódicos y que se encuentran bajo control con el sistema de protección catódica.
- En términos generales, la inspección directa de los sitios accesados en la estación Barrancabermeja y en las trampas Norean y Casacará, no muestran problemas de corrosión externa.
- En las inspecciones visuales de la estación Barrancabermeja y de las trampas Norean y Casacará, no se identificaron riesgos que puedan comprometer la integridad inmediata de las estaciones, en las excavaciones realizadas.
- La herramienta de “**Teletest**” no detectó indicaciones relacionadas con fisuras.

Finalmente, se puede concluir que la valoración de integridad por “**Teletest**” en las estaciones Ballena y Barrancabermeja y en las trampas Hato Nuevo, Casacará y Norean, no detectó ninguna indicación que comprometa la continuidad de la operación en forma segura y confiable.

#### **6.4 MODIFICACIONES AL PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Centragas, como operador del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, debe establecer en el mes de octubre de cada año un plan de operación y mantenimiento para el año siguiente. Como parte del Sistema de Gerenciamiento de Integridad, se estableció que dicho plan se realizará con base en el resultado anual del modelo de riesgo y en el cumplimiento de los estándares internacionales aplicables al transporte de gas, y estará orientado hacia la mitigación y/o monitoreo de las amenazas más significativas en las áreas de alta consecuencia y en los segmentos de alto riesgo. Esta metodología para la realización del plan permite orientar los recursos y los esfuerzos del personal de Centragas hacia los segmentos de mayor riesgo, sin descuidar los otros segmentos del gasoducto, con lo cual podemos disminuir la probabilidad de falla y garantizar una operación segura, confiable y eficiente.

Durante la realización del proyecto se introdujeron cambios al plan de operación y mantenimiento que Centragas venía realizando, con el fin de tener en el 2006 el

primer plan orientado hacia la integridad y la disminución del riesgo. Los cambios realizados se reportan en la tabla 23.

Al igual que el SGI, la metodología desarrollada para la realización del plan anual de operación y mantenimiento de Centragas es dinámica y los cambios a realizar dependerán de la valoración del riesgo, de los resultados de la evaluación de la integridad, de los incidentes ocurridos en la tubería y de los resultados presentados por el plan de evaluación del desempeño en integridad.

Tabla 23. Cambios realizados al plan de operación y mantenimiento.

ÍTEM	ACTIVIDAD	FRECUENCIA 2005	FRECUENCIA 2006
1	Limpieza interna del gasoducto	4 veces al año	3 veces al año
2	Recorrido del derecho de vía en HCA	No existía un sistema de integridad, por lo cual no se habían identificado las HCA.	3 veces al año
3	Recorrido de detección de fugas en HCA	No existía un sistema de integridad, por lo cual no se habían identificado las HCA.	2 veces al año
4	Evaluación de potenciales – HCA	No existía un sistema de integridad, por lo cual no se habían identificado las HCA.	2 veces al año
5	Toma de muestra de gas en la Estación Ballena	2 veces al año	Se elimina. En el 2006 se utilizarán los datos del cromatógrafo en línea de Chevron, ubicado en la Estación Ballena de Centragas.
6	Inspección del generador en las Estaciones Ballena y Barrancabermeja	2 veces al año – Barrancabermeja 6 veces al año - Riohacha	Mensual y cada 4 meses se realizará el mantenimiento.
7	Mantenimiento del sistema contra incendio de las Estaciones Ballena y Barrancabermeja	2 veces al año – Barrancabermeja 1 vez al año - Riohacha	3 veces al año
8	Inspección de Válvulas y trampas	6 veces al año	4 veces al año
9	Inspección de derivaciones	6 veces al año	4 veces al año
10	Inspección de las estaciones Ballena y Barrancabermeja	6 veces al año	4 veces al año
11	Mantenimiento de las válvulas reguladoras en los City Gate y estaciones (Ballena y Barrancabermeja).	No existía la actividad	1 vez al año
12	Calibración / inspección de manómetros	2 veces al año	1 vez al año
13	Verificación del medidor Ultrasónico	Mensual	6 veces al año
14	Inspección de Rectificadores	6 veces al año	Mensual

Los cambios realizados anualmente al plan serán registrados en el software de mantenimiento MP2, para que se inicie la generación de las órdenes de trabajo y el seguimiento administrativo de las labores de mantenimiento.

## 7. CONCLUSIONES

El sistema de gerenciamiento de integridad desarrollado para Centragas permite establecer un proceso de mejora continua basado en el análisis de riesgo y la evaluación de la integridad, que se interrelaciona con los sistemas de gestión de calidad, el sistema de gestión ambiental y el sistema de gestión en salud ocupacional y seguridad industrial, para garantizar una operación segura y confiable del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas.

La implementación del sistema de integridad desarrollado en el presente proyecto, permite que Centragas, como empresa de clase mundial, cumpla con los plazos y requisitos establecidos en el estándar ASME B 31.8 suplemento 2001 y en código 49 CFR 192 de 2004 del Departamento de Transporte de los Estados Unidos.

Dentro del proyecto se desarrolló la estructura, el contenido, los procedimientos y los criterios del proceso de administración de integridad, como base del sistema de gerenciamiento de integridad. Este proceso, junto con los cambios realizados en la estructura de gestión de Centragas, permite a la gerencia contar con una base sólida para la toma de decisiones en la planeación y distribución de recursos para la operación y mantenimiento del gasoducto Ballena-Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas.

La implementación inicial del proceso de administración de la integridad permitió obtener los resultados de cada una de las etapas que conforman el ciclo del proceso. Estos resultados serán la base del proceso formalmente establecido en Centragas.

Dentro del proceso de administración de integridad se establecieron los criterios para realizar la segmentación de un gasoducto e identificar sus áreas de alta consecuencias. Implementando estos criterios se establece que el gasoducto Ballena-Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas se pueden dividir en 416 segmentos, correspondiente a 736,269.3 metros de tubería, de los cuales 19 son áreas de alta consecuencias (7,186.0 metros).

El modelo relativo de riesgo desarrollado e implementado para el presente proyecto permitió valorar el riesgo de cada uno de los 416 segmentos identificados y concluir que:

- El 1% de la longitud total evaluada se clasifica con un nivel de riesgo alto, relativo a los criterios establecidos en la figura 25 de la presente monografía.

- El 19% de la longitud total evaluada se clasifica con un nivel de riesgo medio, relativo a los criterios establecidos en la figura 25 de la presente monografía.
- El 80% de la longitud total evaluada se clasifica con un nivel de riesgo bajo, relativo a los criterios establecidos en la figura 25 de la presente monografía.
- El costo promedio de falla de un segmento es de \$ 256.142.00 dólares americanos.
- El segmento 13 tiene la mayor probabilidad de falla del gasoducto, con una estimación de una falla cada 420 años. La menor probabilidad la tiene el segmento 406, con una falla cada  $3.8 \times 10^9$  años.
- La probabilidad de falla de Centragas está por debajo del promedio determinado por Kiefner<sup>15</sup> para Estados Unidos<sup>16</sup>.
- No existe, de acuerdo con los datos históricos evaluados en el modelo y a las experiencias de la evaluación directa preliminar (ver numeral 6.3.1), ningún segmento que comprometa la integridad del gasoducto<sup>16</sup>.
- La valoración de riesgos de Centragas muestra en general un bajo nivel, en razón a que los planes de operación y mantenimiento y las tecnologías de evaluaciones directas realizadas, Long Range, CIS y DCVG, han permitido detectar y corregir a tiempo potenciales desviaciones a la integridad antes de alcanzar un valor crítico.
- La mayor amenaza a la integridad del gasoducto de Centragas corresponde a corrosión externa.

El nivel de riesgo promedio y la probabilidad de falla esperada en las próximas evaluaciones con el modelo deberán ser menores, ya que con la implementación del sistema de gerenciamiento de integridad en Centragas se establece un ciclo de mejora continua que garantiza una operación segura y confiable mediante la priorización de los segmentos, la identificación y mitigación de las amenazas significativas, la evaluación de la integridad, el establecimiento de planes de acción para proteger la integridad de la infraestructura de transporte, la medición de la eficacia de las acciones tomadas, el control de los cambios realizados, la distribución de los recursos y las actividades de mantenimiento con base en el nivel de riesgo y la retroalimentación del sistema.

Una vez identificado el nivel de riesgo de los 416 segmentos y evaluado el registro histórico de falla en los equipos, se realizaron 14 cambios en el plan de operación y mantenimiento del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, con el fin de cumplir con los estándares internacionales aplicables al transporte de gas y orientarlo hacia la mitigación y/o monitoreo de las amenazas más significativas en las áreas de alta

---

<sup>15</sup> Kiefner, J.F; Mesloh, R.E y Kiefner, B.A. Analysis of DOT reportable incidents for gas transmission and gathering system pipelines, 1985 through 1997. Houston: Pipeline Research Council International Reports. 2001. 99 p.

<sup>16</sup> Conclusiones tomadas del informe final del modelo de riesgo, presentado por el ingeniero Jaime Muñoz a Centragas.

consecuencia y en los segmentos de alto riesgo. Estos cambios se encuentran vigentes a partir del primero de enero de 2006.

Los resultados del modelo de riesgo permitieron programar la evaluación de la integridad de todo el gasoducto Ballena-Barrancabermeja y los ramales pertenecientes a Centragas, en un periodo de 5 años, iniciando con los segmentos clasificados como de alto riesgo en el 2006 y finalizando con algunos de los segmentos de bajo riesgo en el 2010<sup>17</sup>. Esta planeación permite distribuir en 5 años los \$938,774,618,839 pesos que cuesta la evaluación de la integridad, en valor presente, priorizando los segmentos de alto riesgo.

La configuración del módulo de solicitud de trabajo del software de mantenimiento MP2, permitió desarrollar e implementar un proceso de administración del cambio sencillo y sistemático, que establece niveles de aprobación, asigna tareas, lleva el registro de los costos asociados al cambio y cumple con los requisitos establecidos en el estándar ASME B 31.8 suplemento 2001.

El seguimiento de la eficacia del sistema de gerenciamiento de integridad se realizará mediante los indicadores y criterios definidos en el proceso de evaluación del desempeño. Este proceso recogerá la información generada en el proceso de administración de integridad y en las actividades de operación y mantenimiento, para que sea registrada en los formatos creados para el proceso, analizada y trasformada en indicadores o tendencias que servirán de base para la toma de decisiones durante las revisiones gerenciales del sistema.

---

<sup>17</sup> Ver tabla 20 de la presente monografía

## BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME). ASME B31.8 Suplemento: Managing System Integrity of Gas Pipeline. New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2001

AUSTRALIA. AUSTRALIAN / NEW ZEALAND STANDARD. AS / NZS 4360 (1999): Risk Management. Sydney: Standards Association of Australia, 1999.

BERGER, David. Preparing an Integrity Management Plan. En: Pipeline and Gas Technology. Vol. 2, No. 3 (Mar 2003); p. 27 - 30.

DEPARTMENT OF TRANSPORTATION (DOT). Code of Federal Regulations, Part 192. Washington: National Archives and Records Administration, 2004.

DIDAS, Jeff y PIKAS, Joe. Maintaining Pipe Integrity. En: Pipeline and Gas Technology. Vol. 2, No. 5 (Jun 2003); p. 14 - 19.

GONZÁLEZ JAIMES, Isnardo. Seminario I: La Investigación Científica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2004.

GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Seminario IV: Evaluación de la Investigación. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2005.

KIEFNER, J.F; MESLOH, R.E y KIEFNER, B.A. Analysis of DOT reportable incidents for gas transmission and gathering system pipelines, 1985 through 1997. Houston: Pipeline Research Council International Reports. 2001. 99 p.

MUHLBAHUER, W. Kent. Pipeline Risk Management Manual: A Tested and Proven System to Prevent Loss and Assess Risk. 2 ed. Houston: Gulf Publishing Company, 1996. 414 p.

MUÑOZ, Jaime. Informe final: Modelo y evaluación de riesgos a la Integridad en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja de Centragas. Houston: EnhanceCo Latinuamerica, 2005. 53 p.

PEABODY, A.W. Control Of Pipeline Corrosion. 2 ed. Houston: NACE International, 2001. 341 p.

RANKIN, Larry. Pipeline Integrity Information Integration. En: NACE Materials Performance. Junio de 2004; p. 56 - 60.

SANTOS CARRILLO, Francisco y TORRES RAMIREZ, John Jairo. Modelo de gerencia de riesgos e integridad en el gasoducto Ballena – Barrancabermeja. Bucaramanga, 2002, 87 p. monografía (especialista en Gerencia de Mantenimiento). Universidad Industrial de Santander. Postrado en Gerencia de Mantenimiento.

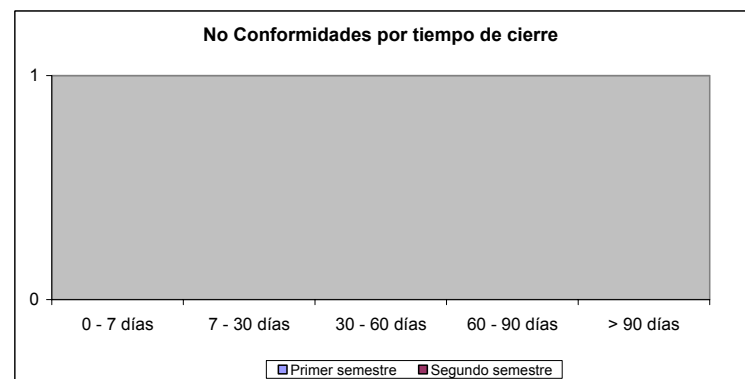
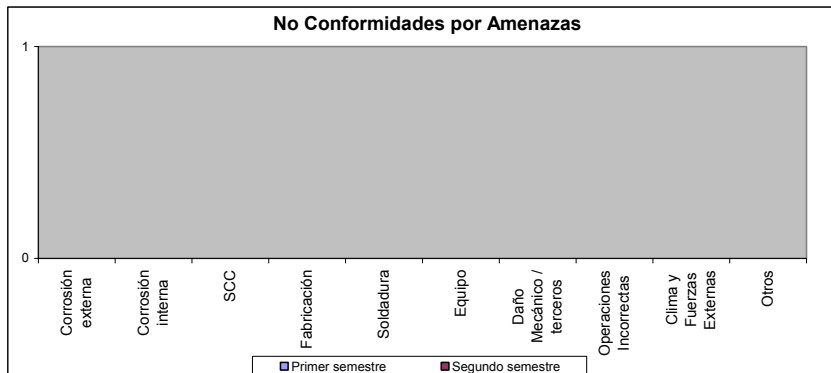
SCURLOCK, Mike y MILLER, Melissa. A liquids line operator uses an index-base method to integrate separate system into he company's overall risk management program. En: Pipeline and Gas Technology. Vol. 1, No. 6 (Sep 2002); p. 25 - 28.

VESTRE, Helge y ANFINSEN, Kjell. Development of Regulatory Framewok for Material Selection, Corrosion Management, and Pipeline Integrity Monitoring. En: NACE Materials Performance. March de 2005; p. 44 - 47.

## ANEXO A. SEGUIMIENTO AL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD

### 1. FORMATO DE SEGUIMIENTO DE LAS NO CONFORMIDADES

PERIODO		AMENAZAS										TOTAL	Porcentaje
SEMESTRE	Periodo de Cierre	Corrosión externa	Corrosión interna	SCC	Fabricación	Soldadura	Equipo	Daño Mecánico / terceros	Operaciones Incorrectas	Clima y Fuerzas Externas	Otros		
PRIMERO	0 - 7 días											0	#DIV/0!
	7 - 30 días											0	#DIV/0!
	30 - 60 días											0	#DIV/0!
	60 - 90 días											0	#DIV/0!
	> 90 días											0	#DIV/0!
TOTAL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PORCENTAJE		#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
PRIMERO	0 - 7 días											0	#DIV/0!
	7 - 30 días											0	#DIV/0!
	30 - 60 días											0	#DIV/0!
	60 - 90 días											0	#DIV/0!
	> 90 días											0	#DIV/0!
TOTAL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PORCENTAJE		#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!

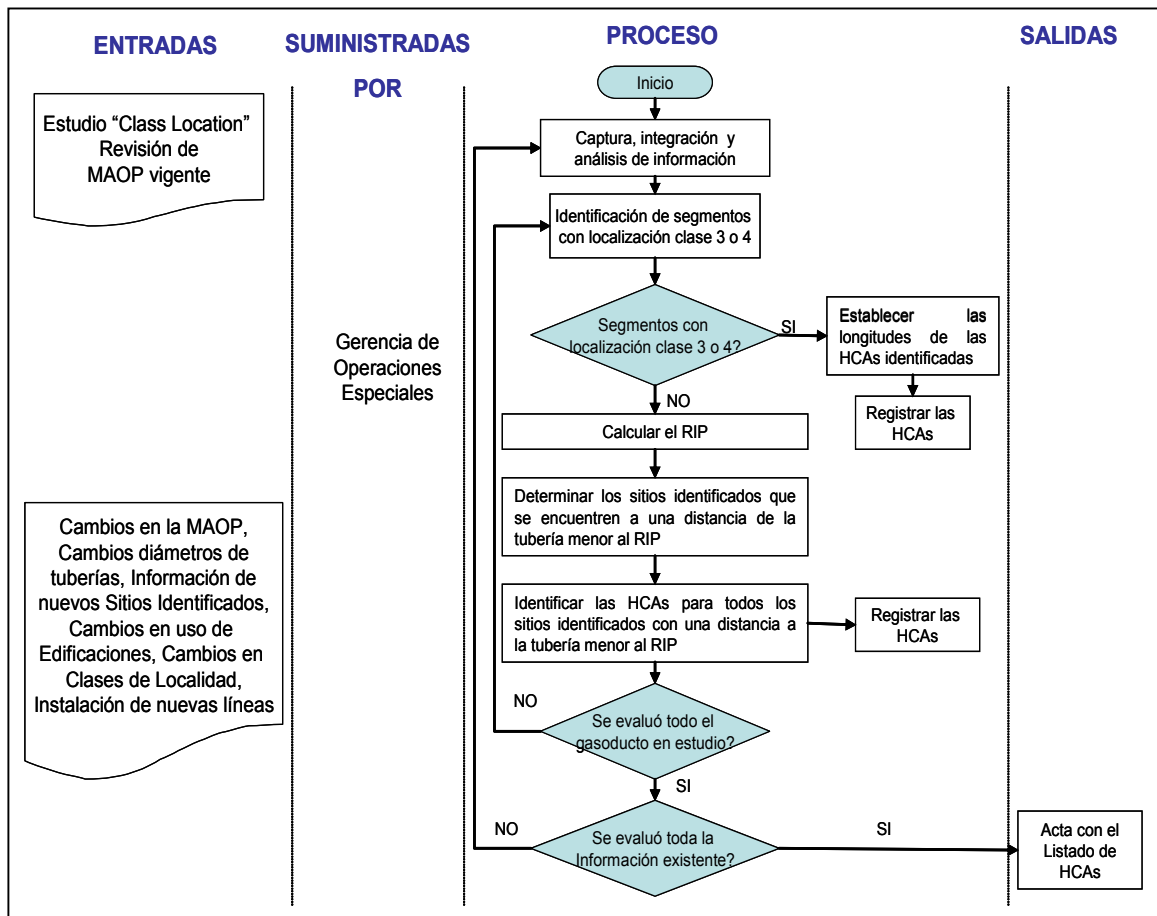


2. TABLERO DE DESEMPEÑO EN INTEGRIDAD

Variable		MES											
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Velocidad Corrosión Interna (mpy)													
Cumplimiento Norma RP0169/02													
Disponibilidad Rectificadores (%)													
Número de Fugas													
Número de Fallas sistema de Protección													
Cumplimiento actualización del plan de Contingencia.													
Número de No Conformidades	Total												
	% Investigadas y solucionadas												
% del gasoducto con evaluación de la integridad	Alto Riesgo												
	Medio Riesgo												
	Bajo Riesgo												
Costo directo integridad /km													

## ANEXO B. PROCEDIMIENTO PARA LA IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIAS (HCA – HIGH CONSEQUENCE AREA)

### 1. Diagrama de flujo



### 2. Procedimiento

**2.1 Objeto.** Este procedimiento describe los pasos a seguir para identificar las áreas de alta consecuencia (HCA – High Consequence Área) en el gasoducto Ballena-Barrancabermeja, de acuerdo con lo establecido en el código DOT 49 part 192 subpart O<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. Code of Federal Regulations, Part 192. Washington: National Archives and Records Administration, 2004.

**2.2 Alcance.** Este procedimiento aplica para el Gasoducto Ballena - Barrancabermeja, los ramales pertenecientes a Centragas S.C.A. y las Estaciones Ballena y Barrancabermeja.

**2.3 Responsabilidades.** La aplicación de este procedimiento estará bajo la responsabilidad del ingeniero de corrosión de CENTRAGAS.

**2.4 Definiciones.** De acuerdo con el código DOT 49 part 192 subpart O y el estándar ASME B31.8 S - 2001, definimos:

- **Área de Alta Consecuencia (en inglés, HCA):** es un área localizada en una línea de transporte o distribución de gas natural, en la cual un accidente potencial de la tubería puede generar daños significativos sobre el entorno.
- **Radio de Impacto Potencial (RIP):** Radio de un círculo dentro del cual una falla potencial de una tubería puede tener impactos significativos sobre las personas o las propiedades.

$$RIP = 0.69 \times \sqrt{p \times d^2}$$

$d$  = diámetro externo de la tubería (pulgadas)

$p$  = la máxima presión de operación permisible de la tubería (psig).

RIP = radio del círculo de impacto potencial (pies)

Ejemplos:

$d$ (in)	$p$ (psi)	RIP (pies)	RIP (metros)
18	1200	430.2	131.1
16	1200	382.4	116.6
14	1200	334.6	102.0
12	1200	286.8	87.4
10	1200	239.0	72.9
8	1200	191.2	58.3
3	1200	71.7	21.9
2	1200	47.8	14.6

- **Círculo de impacto Potencial:** es un círculo de radio igual al radio de impacto potencial (RIP).
- **Sitio identificado:** Cada una de las siguientes áreas:

- Un área exterior o estructura abierta que es ocupada por 20 o más personas por lo menos durante 50 días en un período de 12 meses (los días no necesitan ser consecutivos). Estas áreas incluyen, pero no se limitan a: Balnearios (playas, ciénagas, arroyos, ríos, jagüey), campos de juego, lugares de recreación, campos de camping, teatros, sitios turísticos, estadios, áreas de recreación, vías de alto flujo vehicular y áreas externas de construcciones rurales tal como una facilidad para eventos religiosos.
- Una construcción que es ocupada por 20 o mas personas por lo menos durante 5 días a la semana por 10 semanas en cualquier periodo de 12 meses (los días y las semanas no necesitan ser consecutivos). Estas áreas incluyen, pero no se limitan a: sitios para eventos religiosos, edificios de oficinas, centros comunitarios, monasterios, sitios de retiro, hoteles o residencias, restaurantes, centros comerciales, supermercados, tiendas en general y pistas de patinaje.
- Una edificación o instalación ocupada por personas que están confinadas, no tienen facilidad de movimiento o son de difícil su evacuación. Estas áreas incluyen, pero no se limitan a: hospitales o puestos de salud, ancianatos, prisiones, escuelas, guarderías, sitios para jubilados o sitios de ayuda a personas (alcohólicas, depresivas o enfermos mentales).
- **Clase de Localización (en inglés, Class Location):** se define como un área geográfica que se extiende 200 metros medidos a ambos lados del eje central de una tubería, que es clasificada de acuerdo con el número y proximidad de las edificaciones destinadas a ocupación humana (EDOHS). Este concepto se aplica en prescripción a factores para la construcción, operación y ensayo de los sistemas de tuberías localizadas dentro de un área específica, teniendo en cuenta requisitos particulares de operación y mantenimiento.

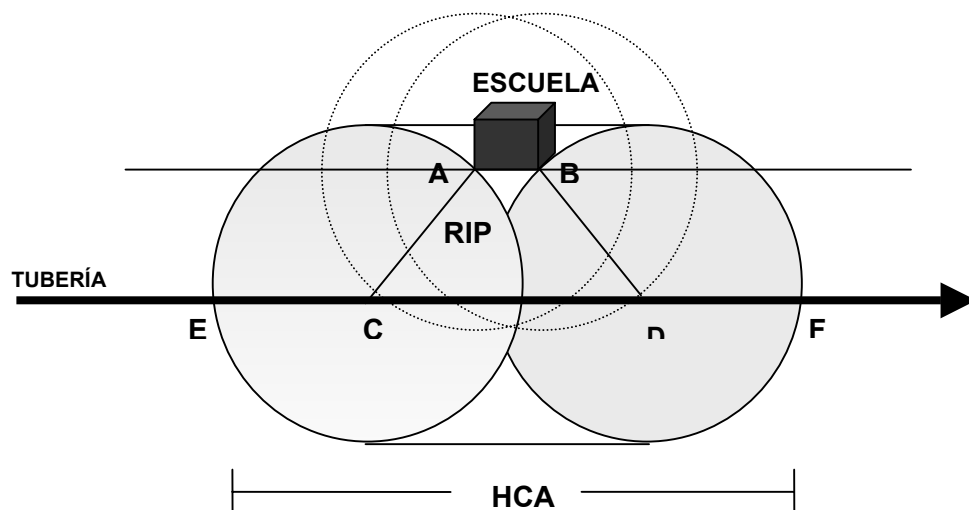
## 2.5 Contenido

- **Recursos y frecuencia.** La identificación de áreas de alta consecuencia en el Gasoducto Ballena Barrancabermeja se realizará anualmente en una reunión donde participe como mínimo, el responsable del sistema de Gerenciamiento de la integridad, el ingeniero I de Corrosión, la Coordinadora Ambiental, de Seguridad y Salud Ocupacional y el Coordinador de uno de los Distritos. Antes de iniciar la reunión se deberá contar con los planos de trazado (As-built), los diámetros y las máximas presiones de operación permisibles de las tuberías a evaluar, los resultados del último estudio de clases de localización y la información detallada del último recorrido de inspección del derecho de vía.
- **Identificación.** Se define un área de alta consecuencia como:

- Un área clasificada como localización clase 3, de acuerdo con el código DOT 49 ítem 192.5<sup>19</sup>, o
- Un área clasificada como localización clase 4, de acuerdo con el código DOT 49 ítem 192.5, o
- Cualquier área clasificada como localización clase 1 o clase 2, donde el radio de impacto potencial (RIP) es mayor a 200 metros y dentro del círculo de impacto potencial existen 20 o mas construcciones dedicadas a la ocupación humana.
- Cualquier área clasificada como localización clase 1 o clase 2, donde dentro del círculo de impacto potencial existe un sitio identificado (ver definiciones)

Cuando se identifica un HCA de acuerdo con lo descritos en los ítem c o d, se debe determinar la longitud del área de acuerdo con los siguientes pasos:

- Ubique sobre en un plano el área identificada y trace sobre el borde externo de ella una línea paralela al gasoducto, de tal forma que la distancia entre la tubería y la línea sea lo menor posible.
- Identifique los puntos A y B en la línea trazada (ver diagrama)
- Trace dos círculos utilizando como centros los puntos A y B y como radio de ambos el RIP. Identifique los puntos C y D como los puntos extremos donde los círculos cortan el trazado de la tubería.
- Trace dos círculos utilizando como centros los puntos C y D y como radio para ambos el RIP. Identifique los puntos E y F
- Defina como la longitud del HCA la distancia entre los puntos E y F.



<sup>19</sup> DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. Code of Federal Regulations, Part 192. Washington: National Archives and Records Administration, 2004.

La identificación del HCA finaliza con el registro de la abscisa donde inicia el área (punto E), abscisa donde finaliza el área (punto F), longitud del área y el radio de impacto potencial (RIP).

- **Actualización de Áreas de Alta Consecuencia.** Cada año y siempre que se presenten cambios en las clases de localidad o en la MAOP (Máxima Presión de Operación Permisible), se debe actualizar el listado Áreas de Alta Consecuencia en el sistema de transporte.

## 2.6 Registros

Acta de la reunión con el listado de las HCA identificadas con la abscisa de inicio y fin, longitud y el radio de impacto potencial (RIP).

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
1	Troncal	Valvula de seccionamiento Ballena	Inicio de tubería enterrada	3	3	3	18	0.344	API 5L X65
2	Troncal	Inicio de tubería enterrada	Junta monolitica	8	5	3	18	0.344	API 5L X65
3	Troncal	Junta monolitica	0+200	200	192	3	18	0.344	API 5L X65
4	Troncal	0+200	inicio del cruce vía al Pajaro	5545	5345	1	18	0.344	API 5L X65
5	Troncal	Inicio del cruce vía al Pajaro	Fin de cruce Vía al Pajaro	5569	24	1	18	0.344	API 5L X65
6	Troncal	Fin de cruce Vía al Pajaro	Inicio cruce carretera Maicao	26625	21056	1	18	0.344	API 5L X65
7	Troncal	Inicio cruce carretera Maicao	Fin de vía	26657	32	1	18	0.344	API 5L X65
8	Troncal	Fin de vía	Muro de acceso a la V1	26858	201	1	18	0.344	API 5L X65
9	Troncal	Muro de acceso a la V1	Válvula V1	26860	2	1	18	0.344	API 5L X65
10	Troncal	Válvula V1	Muro de acceso a la V1	26862	2	1	18	0.344	API 5L X65
11	Troncal	Muro de acceso a la V1	inicio Cruce del rio ramcheria	31380	4518	1	18	0.344	API 5L X65
12	Troncal	inicio Cruce del rio ramcheria	Fin de cruce Ranchería	31416	36	1	18	0.344	API 5L X65
13	Troncal	Fin de cruce Ranchería	Inicio carretera cuestecita la mina	59179	27763	1	18	0.344	API 5L X65
14	Troncal	Inicio carretera cuestecita la mina	Fin de carretera	59198	19	1	18	0.344	API 5L X65
15	Troncal	Fin de carretera	Muro V2	59242	44	1	18	0.344	API 5L X65
16	Troncal	Muro V2	V2	59244	2	1	18	0.344	API 5L X65
17	Troncal	V2	Muro	59246	2	1	18	0.344	API 5L X65
18	Troncal	Muro	Inicio cruce carretera la Mina	65042	5796	1	18	0.344	API 5L X65
19	Troncal	Inicio cruce carretera la Mina	Fin de carretera	65068	26	1	18	0.344	API 5L X65
20	Troncal	Fin de carretera	INICIO CLASE 3	79400	14332	1	18	0.344	API 5L X65
21	Troncal	INICIO CLASE 3	Inicio de malla Bateria Compresores	79578	178	3	18	0.344	API 5L X65
22	Troncal	Inicio de malla Bateria Compresores	Malla Trampa	79583	5	3	18	0.344	API 5L X65
23	Troncal	Malla Trampa	Junta monolitica	79590	7	3	18	0.344	API 5L X65
24	Troncal	Junta monolitica	Inicio de Pared de la trampa	79593	3	3	18	0.344	API 5L X65
25	Troncal	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	79600	7	3	18	0.344	API 5L X65
26	Troncal	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	79607	7	3	18	0.344	API 5L X65
27	Troncal	Fin de la Pared	Junta Monolitica	79610	3	3	18	0.344	API 5L X65
28	Troncal	Junta Monolitica	Malla de Centragas	79615	5	3	18	0.344	API 5L X65
29	Troncal	Malla Centragas	Malla Compresores	79715	100	3	18	0.344	API 5L X65
30	Troncal	Malla Compresores	Fin clase 3	79800	85	3	18	0.344	API 5L X65
31	Troncal	Fin clase 3	Inicio carretera bypass Hato Nuevo	82451	2651	1	18	0.344	API 5L X65
32	Troncal	Inicio carretera bypass Hato Nuevo	Fin de carretera bypass Hato Nuevo	82477	26	1	18	0.344	API 5L X65
33	Troncal	Fin de carretera bypass Hato Nuevo	Inicio carretera Hato Nuevo - Papayal	82993	517	1	18	0.344	API 5L X65
34	Troncal	Inicio carretera Hato Nuevo - Papayal	Fin de carretera Hato Nuevo - Papayal	83016	23	1	18	0.344	API 5L X65
35	Troncal	Fin de carretera Hato Nuevo - Papayal	Inicio clase 3	86400	3384	1	18	0.344	API 5L X65
36	Troncal	Inicio clase 3	Fin clase 3	87030	630	3	18	0.344	API 5L X65
37	Troncal	Fin clase 3	Inico clase 3	90100	3070	1	18	0.344	API 5L X65
38	Troncal	Inico clase 3	Fin clase 3	90790	690	3	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
39	Troncal	Fin clase 3	Inico río Rancheria	104489	13699	1	18	0.344	API 5L X65
40	Troncal	Inico río Rancheria	Fin de río Rancheria	104514	25	1	18	0.344	API 5L X65
41	Troncal	Fin de río Rancheria	Inicio carretera Fonseca San Juan	105494	980	1	18	0.344	API 5L X65
42	Troncal	Inicio carretera Fonseca San Juan	Fin carretera Fonseca San Juan	105522	28	1	18	0.344	API 5L X65
43	Troncal	Fin carretera Fonseca San Juan	Muro V3	110026	4504	1	18	0.344	API 5L X65
44	Troncal	Muro V3	V3	110028	2	1	18	0.344	API 5L X65
45	Troncal	V3	Muro V3	110030	2	1	18	0.344	API 5L X65
46	Troncal	Muro V3	Inicio carretera San Juan Villanueva	127578	17548	1	18	0.344	API 5L X65
47	Troncal	Inicio carretera San Juan Villanueva	Fin carretera San Juan Villanueva	127602	24	1	18	0.344	API 5L X65
48	Troncal	Fin carretera San Juan Villanueva	Muro V4	139930	12328	1	18	0.344	API 5L X65
49	Troncal	Muro V4	V4	139932	2	1	18	0.344	API 5L X65
50	Troncal	V4	Muro V4	139934	2	1	18	0.344	API 5L X65
51	Troncal	Muro V4	Inicio río Villanueva	140699	765	1	18	0.344	API 5L X65
52	Troncal	Inicio río Villanueva	Fin río Villanueva	140725	26	1	18	0.344	API 5L X65
53	Troncal	Fin río Villanueva	Malla Trampa	159899	19174	1	18	0.344	API 5L X65
54	Troncal	Malla Trampa	Junta monolitica	159906	7	1	18	0.344	API 5L X65
55	Troncal	Junta monolitica	Inicio de Pared de la trampa	159909	3	1	18	0.344	API 5L X65
56	Troncal	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	159916	7	1	18	0.344	API 5L X65
57	Troncal	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	159923	7	1	18	0.344	API 5L X65
58	Troncal	Fin de la Pared	Junta Monolitica	159926	3	1	18	0.344	API 5L X65
59	Troncal	Junta Monolitica	Malla de trampa	159931	5	1	18	0.344	API 5L X65
60	Troncal	Malla de trampa	Inicio río Pereira	164676	4745	1	18	0.344	API 5L X65
61	Troncal	Inicio río Pereira	Fin río Pereira	164689	13	1	18	0.344	API 5L X65
62	Troncal	Fin río Pereira	Inicio carretera La Paz Valledupar	172317	7629	1	18	0.344	API 5L X65
63	Troncal	Inicio carretera La Paz Valledupar	Fin carretera La Paz Valledupar	172341	24	1	18	0.344	API 5L X65
64	Troncal	Fin carretera La Paz Valledupar	Muro V5	186153	13812	1	18	0.344	API 5L X65
65	Troncal	Muro V5	V5	186155	2	1	18	0.344	API 5L X65
66	Troncal	V5	Muro V5	186157	2	1	18	0.344	API 5L X65
67	Troncal	Muro V5	Inicio río Jobo	199626	13469	1	18	0.344	API 5L X65
68	Troncal	Inicio río Jobo	Fin de río Jobo	199639	13	1	18	0.344	API 5L X65
69	Troncal	Fin de río Jobo	Inicio de río Magiriaino	205992	6353	1	18	0.344	API 5L X65
70	Troncal	Inicio de río Magiriaino	Fin de río Magiriaino	206004	12	1	18	0.344	API 5L X65
71	Troncal	Fin de río Magiriaino	Muro V6	218486	12482	1	18	0.344	API 5L X65
72	Troncal	Muro V6	V6	218488	2	1	18	0.344	API 5L X65
73	Troncal	V6	Muro V6	218490	2	1	18	0.344	API 5L X65
74	Troncal	Muro V6	Inicio carretera Codazzi - Bosconia	218531	41	1	18	0.344	API 5L X65
75	Troncal	Inicio carretera Codazzi - Bosconia	Fin carretera Codazzi - Bosconia	218553	22	1	18	0.344	API 5L X65
76	Troncal	Fin carretera Codazzi - Bosconia	Inicio río Sicarare	229137	10584	1	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
77	Troncal	Inicio río Sicarare	Fin de río Sicarare	229149	12	1	18	0.344	API 5L X65
78	Troncal	Fin de río Sicarare	Inicio río Casacará	232685	3536	1	18	0.344	API 5L X65
79	Troncal	Inicio río Casacará	Fin de río Casacará	232710	25	1	18	0.344	API 5L X65
80	Troncal	Fin de río Casacará	Inicio clase 3	238650	5940	1	18	0.344	API 5L X65
81	Troncal	Inicio clase 3	Malla Trampa	238850	200	3	18	0.344	API 5L X65
82	Troncal	Malla Trampa	Junta monolítica	238857	7	3	18	0.344	API 5L X65
83	Troncal	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	238860	3	3	18	0.344	API 5L X65
84	Troncal	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	238867	7	3	18	0.344	API 5L X65
85	Troncal	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	238874	7	3	18	0.344	API 5L X65
86	Troncal	Fin de la Pared	Junta Monolítica	238877	3	3	18	0.344	API 5L X65
87	Troncal	Junta Monolítica	Malla de trampa	238882	5	3	18	0.344	API 5L X65
88	Troncal	Malla de trampa	Fin de clase 3	239082	200	3	18	0.344	API 5L X65
89	Troncal	Fin de clase 3	Inicio cruce río Maracas	254430	15348	1	18	0.344	API 5L X65
90	Troncal	Inicio cruce río Maracas	Fin de cruce río Maracas	254454	24	1	18	0.344	API 5L X65
91	Troncal	Fin de cruce río Maracas	Inicio río tucuy	261495	7041	1	18	0.344	API 5L X65
92	Troncal	Inicio río tucuy	Fin de río Tucuy	261519	24	1	18	0.344	API 5L X65
93	Troncal	Fin de río Tucuy	Muro V7	273188	11669	1	18	0.344	API 5L X65
94	Troncal	Muro V7	V7	273190	2	1	18	0.344	API 5L X65
95	Troncal	V7	Muro V7	273192	2	1	18	0.344	API 5L X65
96	Troncal	Muro V7	Inicio río San Antonio	275755	2563	1	18	0.344	API 5L X65
97	Troncal	Inicio río San Antonio	Fin río San Antonio	275767	12	1	18	0.344	API 5L X65
98	Troncal	Fin río San Antonio	Inicio Clase 2	279624	3857	1	18	0.344	API 5L X65
99	Troncal	Inicio Clase 2	Fin clase 2	282127	2503	2	18	0.344	API 5L X65
100	Troncal	Fin clase 2	Inicio clase 2	292850	10723	1	18	0.344	API 5L X65
101	Troncal	Inicio clase 2	Fin clase 2	293500	650	2	18	0.344	API 5L X65
102	Troncal	Fin clase 2	Inicio carretera Rincon Hondo Chiriguaná	293674	174	1	18	0.344	API 5L X65
103	Troncal	Inicio carretera Rincon Hondo Chiriguaná	Fin carretera Ricon Hondo Chiriguaná	293695	21	1	18	0.344	API 5L X65
104	Troncal	Fin carretera Ricon Hondo Chiriguaná	Muro V8	293724	29	1	18	0.344	API 5L X65
105	Troncal	Muro V8	V8	293726	2	1	18	0.344	API 5L X65
106	Troncal	V8	Muro V8	293728	2	1	18	0.344	API 5L X65
107	Troncal	Muro V8	Inicio carretera San Roque Bosconia	300795	7067	1	18	0.344	API 5L X65
108	Troncal	Inicio carretera San Roque Bosconia	Fin carretera San Roque Bosconia	300819	24	1	18	0.344	API 5L X65
109	Troncal	Fin carretera San Roque Bosconia	Inicio río Anime	302529	1710	1	18	0.344	API 5L X65
110	Troncal	Inicio río Anime	Fin río Anime	302542	13	1	18	0.344	API 5L X65
111	Troncal	Fin río Anime	Inicio ferrocarril del Atlántico I	315457	12915	1	18	0.344	API 5L X65
112	Troncal	Inicio ferrocarril del Atlántico I	Fin ferrocarril del Atlántico I	315478	21	1	18	0.344	API 5L X65
113	Troncal	Fin ferrocarril del Atlántico I	Inicio río Animito	317789	2311	1	18	0.344	API 5L X65
114	Troncal	Inicio río Animito	Fin río Animito	317815	26	1	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
115	Troncal	Fin río Animito	Malla Trampa Curumani	320108	2293	1	18	0.344	API 5L X65
116	Troncal	Malla Trampa Curumani	Junta monolítica	320115	7	1	18	0.344	API 5L X65
117	Troncal	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	320118	3	1	18	0.344	API 5L X65
118	Troncal	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	320125	7	1	18	0.344	API 5L X65
119	Troncal	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	320132	7	1	18	0.344	API 5L X65
120	Troncal	Fin de la Pared	Junta Monolítica	320135	3	1	18	0.344	API 5L X65
121	Troncal	Junta Monolítica	Malla de trampa	320140	5	1	18	0.344	API 5L X65
122	Troncal	Malla de trampa	Inicio clase 2	324200	4060	1	18	0.344	API 5L X65
123	Troncal	Inicio clase 2	Fin clase 2	324600	400	2	18	0.344	API 5L X65
124	Troncal	Fin clase 2	Inicio ferrocarril del Atlántico II	326472	1872	1	18	0.344	API 5L X65
125	Troncal	Inicio ferrocarril del Atlántico II	Fin ferrocarril del Atlántico II	326493	21	1	18	0.344	API 5L X65
126	Troncal	Fin ferrocarril del Atlántico II	Inicio quebrada la Honda	346579	20086	1	18	0.344	API 5L X65
127	Troncal	Inicio quebrada la Honda	Fin quebrada la Honda	346592	13	1	18	0.344	API 5L X65
128	Troncal	Fin quebrada la Honda	Inicio carretera T/meque el Burro	358867	12275	1	18	0.344	API 5L X65
129	Troncal	Inicio carretera T/meque el Burro	Fin carretera T/meque el Burro	358888	21	1	18	0.344	API 5L X65
130	Troncal	Fin carretera T/meque el Burro	Muro V9	359013	125	1	18	0.344	API 5L X65
131	Troncal	Muro V9	V9	359015	2	1	18	0.344	API 5L X65
132	Troncal	V9	Muro V9	359017	2	1	18	0.344	API 5L X65
133	Troncal	Muro V9	Inicio río La Floresta	363221	4204	1	18	0.344	API 5L X65
134	Troncal	Inicio río La Floresta	Fin río La Floresta	363247	26	1	18	0.344	API 5L X65
135	Troncal	Fin río La Floresta	Inicio río Orismo	371133	7886	1	18	0.344	API 5L X65
136	Troncal	Inicio río Orismo	Fin río Orismo	371145	12	1	18	0.344	API 5L X65
137	Troncal	Fin río Orismo	Inicio quebrada simaña	386431	15286	1	18	0.344	API 5L X65
138	Troncal	Inicio quebrada simaña	Fin quebrada simaña	386455	24	1	18	0.344	API 5L X65
139	Troncal	Fin quebrada simaña	Muro V10	388341	1886	1	18	0.344	API 5L X65
140	Troncal	Muro V10	V10	388343	2	1	18	0.344	API 5L X65
141	Troncal	V10	Muro V10	388345	2	1	18	0.344	API 5L X65
142	Troncal	Muro V10	Inicio Quebrada La Dorada	406364	18019	1	18	0.344	API 5L X65
143	Troncal	Inicio Quebrada La Dorada	Fin quebrada la Dorada	406376	12	1	18	0.344	API 5L X65
144	Troncal	Fin quebrada la Dorada	Inicio clase 3	411775	5399	1	18	0.344	API 5L X65
145	Troncal	Inicio clase 3	Malla Trampa	411975	200	3	18	0.344	API 5L X65
146	Troncal	Malla Trampa	Junta monolítica	411982	7	3	18	0.344	API 5L X65
147	Troncal	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	411985	3	3	18	0.344	API 5L X65
148	Troncal	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	411992	7	3	18	0.344	API 5L X65
149	Troncal	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	411999	7	3	18	0.344	API 5L X65
150	Troncal	Fin de la Pared	Junta Monolítica	412002	3	3	18	0.344	API 5L X65
151	Troncal	Junta Monolítica	Malla de trampa	412007	5	3	18	0.344	API 5L X65
152	Troncal	Malla de trampa	Fin de clase 3	412207	200	3	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
153	Troncal	Fin de clase 3	Inicio río Norean	415554	3347	1	18	0.344	API 5L X65
154	Troncal	Inicio río Norean	Fin río Norean	415575	21	1	18	0.344	API 5L X65
155	Troncal	Fin río Norean	Inicio carretera Aguachica Gamarra	424261	8686	1	18	0.344	API 5L X65
156	Troncal	Inicio carretera Aguachica Gamarra	Fin carretera Aguachica Gamarra	424285	24	1	18	0.344	API 5L X65
157	Troncal	Fin carretera Aguachica Gamarra	Inicio quebrada Buturama	430367	6082	1	18	0.344	API 5L X65
158	Troncal	Inicio quebrada Buturama	Fin quebrada Buturama	430379	12	1	18	0.344	API 5L X65
159	Troncal	Fin quebrada Buturama	Inicio quebrada Aguasclaras	431198	819	1	18	0.344	API 5L X65
160	Troncal	Inicio quebrada Aguasclaras	Fin quebrada Aguasclaras	431210	12	1	18	0.344	API 5L X65
161	Troncal	Fin quebrada Aguasclaras	Muro V11	437927	6717	1	18	0.344	API 5L X65
162	Troncal	Muro V11	V11	437929	2	1	18	0.344	API 5L X65
163	Troncal	V11	Muro V11	437931	2	1	18	0.344	API 5L X65
164	Troncal	Muro V11	Inicio clase 3	438400	469	1	18	0.344	API 5L X65
165	Troncal	Inicio clase 3	Fin clase 3	438820	420	3	18	0.344	API 5L X65
166	Troncal	Fin clase 3	Inicio quebrada Peralonso	439896	1076	1	18	0.344	API 5L X65
167	Troncal	Inicio quebrada Peralonso	Fin quebrada Peralonso	439921	25	1	18	0.344	API 5L X65
168	Troncal	Fin quebrada Peralonso	Inicio quebrada Las Guaduas	446411	6490	1	18	0.344	API 5L X65
169	Troncal	Inicio quebrada Las Guaduas	Fin quebrada Las Guaduas	446423	12	1	18	0.344	API 5L X65
170	Troncal	Fin quebrada Las Guaduas	Inicio carretera Batería Ecopetrol	456186	9763	1	18	0.344	API 5L X65
171	Troncal	Inicio carretera Batería Ecopetrol	Fin carretera Batería Ecopetrol	456201	15	1	18	0.344	API 5L X65
172	Troncal	Fin carretera Batería Ecopetrol	Inicio clase 3	456900	699	1	18	0.344	API 5L X65
173	Troncal	Inicio clase 3	Inicio Caño Caimán	457135	235	3	18	0.344	API 5L X65
174	Troncal	Inicio Caño Caimán	Fin Caño Caimán	457147	12	3	18	0.344	API 5L X65
175	Troncal	Fin Caño Caimán	Fin Clase 3	457300	153	3	18	0.344	API 5L X65
176	Troncal	Fin Clase 3	Inicio quebrada La Rayita	459237	1937	1	18	0.344	API 5L X65
177	Troncal	Inicio quebrada La Rayita	Fin quebrada La Rayita	459249	12	1	18	0.344	API 5L X65
178	Troncal	Fin quebrada La Rayita	Inicio pista aérea La Cacica	461942	2693	1	18	0.344	API 5L X65
179	Troncal	Inicio pista aérea La Cacica	Fin pista aérea La Cacica	461967	25	1	18	0.344	API 5L X65
180	Troncal	Fin pista aérea La Cacica	Inicio quebrada La Huila	467310	5343	1	18	0.344	API 5L X65
181	Troncal	Inicio quebrada La Huila	Fin quebrada La Huila	467322	12	1	18	0.344	API 5L X65
182	Troncal	Fin quebrada La Huila	Inicio río Torcoroma	470378	3056	1	18	0.344	API 5L X65
183	Troncal	Inicio río Torcoroma	Fin río Torcoroma	470439	61	1	18	0.344	API 5L X65
184	Troncal	Fin río Torcoroma	Muro V12	471493	1054	1	18	0.344	API 5L X65
185	Troncal	Muro V12	V12	471495	2	1	18	0.344	API 5L X65
186	Troncal	V12	Muro V12	471497	2	1	18	0.344	API 5L X65
187	Troncal	Muro V12	Inicio Pantano	482567	11070	1	18	0.344	API 5L X65
188	Troncal	Inicio Pantano	Fin Pantano	482832	265	1	18	0.344	API 5L X65
189	Troncal	Fin Pantano	Inicio Caño Minas	484211	1379	1	18	0.344	API 5L X65
190	Troncal	Inicio Caño Minas	Fin Caño Minas	484223	12	1	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
191	Troncal	Fin Caño Minas	Inicio río San Albertico	485620	1397	1	18	0.344	API 5L X65
192	Troncal	Inicio río San Albertico	Fin río San Albertico	485632	12	1	18	0.344	API 5L X65
193	Troncal	Fin río San Albertico	Inicio carretera La Llana San Alberto	492531	6899	1	18	0.344	API 5L X65
194	Troncal	Inicio carretera La Llana San Alberto	Fin carretera La Llana San Alberto	492552	21	1	18	0.344	API 5L X65
195	Troncal	Fin carretera La Llana San Alberto	Malla Trampa La Llana	492703	151	1	18	0.344	API 5L X65
196	Troncal	Malla Trampa La Llana	Junta monolítica	492710	7	1	18	0.344	API 5L X65
197	Troncal	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa La Llana	492713	3	1	18	0.344	API 5L X65
198	Troncal	Inicio de Pared de la trampa La Llana	Válvula de seccionamiento Trampa La Lla	492720	7	1	18	0.344	API 5L X65
199	Troncal	Válvula de seccionamiento Trampa La Llana	Fin de la Pared	492727	7	1	18	0.344	API 5L X65
200	Troncal	Fin de la Pared	Junta Monolítica	492730	3	1	18	0.344	API 5L X65
201	Troncal	Junta Monolítica	Malla de trampa La Llana	492735	5	1	18	0.344	API 5L X65
202	Troncal	Malla de trampa La Llana	Inicio Caño Picho	495262	2527	1	18	0.344	API 5L X65
203	Troncal	Inicio Caño Picho	Fin Caño Picho	495273	11	1	18	0.344	API 5L X65
204	Troncal	Fin Caño Picho	Inicio río San Alberto	497150	1877	1	18	0.344	API 5L X65
205	Troncal	Inicio río San Alberto	Fin río San Alberto	497210	60	1	18	0.344	API 5L X65
206	Troncal	Fin río San Alberto	Inicio carretera Panamericana I	497408	198	1	18	0.344	API 5L X65
207	Troncal	Inicio carretera Panamericana I	Fin carretera Panamericana I	497429	21	1	18	0.344	API 5L X65
208	Troncal	Fin carretera Panamericana I	Inicio río Cachira	502165	4736	1	18	0.344	API 5L X65
209	Troncal	Inicio río Cachira	Fin río Cachira	502176	11	1	18	0.344	API 5L X65
210	Troncal	Fin río Cachira	Inicio carretera Panamericana II	507225	5049	1	18	0.344	API 5L X65
211	Troncal	Inicio carretera Panamericana II	Fin carretera Panamericana II	507249	24	1	18	0.344	API 5L X65
212	Troncal	Fin carretera Panamericana II	Inicio carretera San Rafael	507923	674	1	18	0.344	API 5L X65
213	Troncal	Inicio carretera San Rafael	Fin carretera San Rafael	507941	18	1	18	0.344	API 5L X65
214	Troncal	Fin carretera San Rafael	Inicio carretera Panamericana III	508874	933	1	18	0.344	API 5L X65
215	Troncal	Inicio carretera Panamericana III	Fin carretera Panamericana III	508898	24	1	18	0.344	API 5L X65
216	Troncal	Fin carretera Panamericana III	Inicio río Lebrija	510605	1707	1	18	0.344	API 5L X65
217	Troncal	Inicio río Lebrija	Fin río Lebrija	510871	266	1	18	0.344	API 5L X65
218	Troncal	Fin río Lebrija	Inicio Clase 2	510881	10	1	18	0.344	API 5L X65
219	Troncal	Inicio Clase 2	Inicio carretera Panamericana IV	511462	581	2	18	0.344	API 5L X65
220	Troncal	Inicio carretera Panamericana IV	Fin carretera Panamericana IV	511479	17	2	18	0.344	API 5L X65
221	Troncal	Fin carretera Panamericana IV	Fin Clase 2	512181	702	2	18	0.344	API 5L X65
222	Troncal	Fin Clase 2	Inicio Caño Velez	512586	405	1	18	0.344	API 5L X65
223	Troncal	Inicio Caño Velez	Fin Caño Velez	512598	12	1	18	0.344	API 5L X65
224	Troncal	Fin Caño Velez	Inicio clase 3	512850	252	1	18	0.344	API 5L X65
225	Troncal	Inicio clase 3	Fin clase 3	513571	721	3	18	0.344	API 5L X65
226	Troncal	Fin clase 3	Inicio Canal Santos Gutierrez	517914	4343	1	18	0.344	API 5L X65
227	Troncal	Inicio Canal Santos Gutierrez	Fin Canal Santos Gutierrez	517926	12	1	18	0.344	API 5L X65
228	Troncal	Fin Canal Santos Gutierrez	Inicio quebrada Santos Gutierrez	518072	146	1	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
229	Troncal	Inicio quebrada Santos Gutierrez	Fin quebrada Santos Gutierrez	518097	25	1	18	0.344	API 5L X65
230	Troncal	Fin quebrada Santos Gutierrez	Muro V13	521229	3132	1	18	0.344	API 5L X65
231	Troncal	Muro V13	V13	521231	2	1	18	0.344	API 5L X65
232	Troncal	V13	Muro V13	521233	2	1	18	0.344	API 5L X65
233	Troncal	Muro V13	Inicio quebrada El Cañito	524394	3161	1	18	0.344	API 5L X65
234	Troncal	Inicio quebrada El Cañito	Fin quebrada El Cañito	524406	12	1	18	0.344	API 5L X65
235	Troncal	Fin quebrada El Cañito	Inicio quebrada La Pescada	525076	670	1	18	0.344	API 5L X65
236	Troncal	Inicio quebrada La Pescada	Fin quebrada La Pescada	525100	24	1	18	0.344	API 5L X65
237	Troncal	Fin quebrada La Pescada	Inicio quebrada La Gomez	534914	9814	1	18	0.344	API 5L X65
238	Troncal	Inicio quebrada La Gomez	Fin quebrada La Gomez	534949	35	1	18	0.344	API 5L X65
239	Troncal	Fin quebrada La Gomez	Inicio quebrada Cristalina	539832	4883	1	18	0.344	API 5L X65
240	Troncal	Inicio quebrada Cristalina	Fin quebrada Cristalina	539844	12	1	18	0.344	API 5L X65
241	Troncal	Fin quebrada Cristalina	Inicio quebrada Sogamosito	542752	2908	1	18	0.344	API 5L X65
242	Troncal	Inicio quebrada Sogamosito	Fin quebrada Sogamosito	542764	12	1	18	0.344	API 5L X65
243	Troncal	Fin quebrada Sogamosito	Inicio quebrada La Trece	542977	213	1	18	0.344	API 5L X65
244	Troncal	Inicio quebrada La Trece	Fin quebrada La Trece	542989	12	1	18	0.344	API 5L X65
245	Troncal	Fin quebrada La Trece	Inicio Línea Ferrocarril Oriente	544728	1739	1	18	0.344	API 5L X65
246	Troncal	Inicio Línea Ferrocarril Oriente	Fin Línea Ferrocarril Oriente	544740	12	1	18	0.344	API 5L X65
247	Troncal	Fin Línea Ferrocarril Oriente	Muro V14	545966	1226	1	18	0.344	API 5L X65
248	Troncal	Muro V14	V14	545968	2	1	18	0.344	API 5L X65
249	Troncal	V14	Muro V14	545970	2	1	18	0.344	API 5L X65
250	Troncal	Muro V14	Inicio quebrada El Palo	556111	10141	1	18	0.344	API 5L X65
251	Troncal	Inicio quebrada El Palo	Fin quebrada El Palo	556123	12	1	18	0.344	API 5L X65
252	Troncal	Fin quebrada El Palo	Inicio clase 3	556300	177	1	18	0.344	API 5L X65
253	Troncal	Inicio clase 3	Fin clase 3	556650	350	3	18	0.344	API 5L X65
254	Troncal	Fin clase 3	Inicio río Sogamoso	556900	250	3	18	0.344	API 5L X65
255	Troncal	Inicio río Sogamoso	Fin río Sogamoso	557222	322	3	18	0.344	API 5L X65
256	Troncal	Fin río Sogamoso	Inicio Caño Jeringas	561335	4113	1	18	0.344	API 5L X65
257	Troncal	Inicio Caño Jeringas	Fin Caño Jeringas	561972	637	1	18	0.344	API 5L X65
258	Troncal	Fin Caño Jeringas	Inicio Caño Zona Baja I	562131	159	1	18	0.344	API 5L X65
259	Troncal	Inicio Caño Zona Baja I	Fin Caño Zona Baja I	562180	49	1	18	0.344	API 5L X65
260	Troncal	Fin Caño Zona Baja I	Inicio Caño Llanito	567180	5000	1	18	0.344	API 5L X65
261	Troncal	Inicio Caño Llanito	Fin Caño Llanito	567192	12	1	18	0.344	API 5L X65
262	Troncal	Fin Caño Llanito	Inicio Caño Zona Baja II	568017	825	1	18	0.344	API 5L X65
263	Troncal	Inicio Caño Zona Baja II	Fin Caño Zona Baja II	568041	24	1	18	0.344	API 5L X65
264	Troncal	Fin Caño Zona Baja II	Inicio Caño Zona Baja III	568694	653	1	18	0.344	API 5L X65
265	Troncal	Inicio Caño Zona Baja III	Fin Caño Zona Baja III	568730	36	1	18	0.344	API 5L X65
266	Troncal	Fin Caño Zona Baja III	Inicio Carretera Pte. Sogamoso	573592	4862	1	18	0.344	API 5L X65

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
267	Troncal	Inicio Carretera Pte. Sogamoso	Fin Carretera Pte. Sogamoso	573605	13	1	18	0.344	API 5L X65
268	Troncal	Fin Carretera Pte. Sogamoso	Inicio Carretera Ferrocarril Atlantico III	573646	41	1	18	0.344	API 5L X65
269	Troncal	Inicio Carretera Ferrocarril Atlantico III	Fin Carretera Ferrocarril Atlantico III	573656	10	1	18	0.344	API 5L X65
270	Troncal	Fin Carretera Ferrocarril Atlantico III	Inicio Carretera San Sebastian	574399	743	1	18	0.344	API 5L X65
271	Troncal	Inicio Carretera San Sebastian	Fin Carretera San Sebastian	574411	12	1	18	0.344	API 5L X65
272	Troncal	Fin Carretera San Sebastian	Inicio Carretera San Silvestre	575601	1190	1	18	0.344	API 5L X65
273	Troncal	Inicio Carretera San Silvestre	Fin Carretera San Silvestre	576280	679	1	18	0.344	API 5L X65
274	Troncal	Fin Carretera San Silvestre	Inicio Zona Baja	578487	2207	1	18	0.344	API 5L X65
275	Troncal	Inicio Zona Baja	Fin Zona Baja	578579	92	1	18	0.344	API 5L X65
276	Troncal	Fin Zona Baja	Inicio clase 3	578607	28	1	18	0.344	API 5L X65
277	Troncal	Inicio clase 3	Estación Barrancabermeja	578807	200	3	18	0.344	API 5L X65
278	Ramal Km 61	Unión Ramal Km 61 con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
279	Ramal Km 61	Inicio Bunker	Valvula	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
280	Ramal Km 61	Valvula	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
281	Ramal Km 61	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	9.0	7.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
282	Ramal San Diego	Unión Ramal San Diego con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
283	Ramal San Diego	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
284	Ramal San Diego	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
285	Ramal San Diego	Fin de bunker	inicio clase 2	780.0	778.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
286	Ramal San Diego	inicio clase 2	Fin de Clase 2	1580.0	800.0	2	2	0.154	API 5L Gr B
287	Ramal San Diego	Fin de Clase 2	Kit de aislamiento en city Gate	3200.0	1620.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
288	Ramal Agustín Codazzi	Unión Ramal Agustín Codazzi con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
289	Ramal Agustín Codazzi	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
290	Ramal Agustín Codazzi	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
291	Ramal Agustín Codazzi	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	4160.0	4158.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
292	Ramal Casacará	Unión Ramal Casacará con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	3	2	0.154	API 5L Gr B
293	Ramal Casacará	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	3	2	0.154	API 5L Gr B
294	Ramal Casacará	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	3	2	0.154	API 5L Gr B
295	Ramal Casacará	Fin de bunker	Fin de clase 3	200.0	198.7	3	2	0.154	API 5L Gr B
296	Ramal Casacará	Fin de clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	7500.0	7300.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
297	Ramal Becerril	Unión Ramal Becerril con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
298	Ramal Becerril	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
299	Ramal Becerril	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
300	Ramal Becerril	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	12055.0	12053.7	1	2	0.154	API 5L Gr B

### ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
301	Ramal Jagua de Ibirico	Unión Ramal Jagua de Ibirico con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
302	Ramal Jagua de Ibirico	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
303	Ramal Jagua de Ibirico	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
304	Ramal Jagua de Ibirico	Fin de bunker	inicio clase 3	7910.0	7908.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
305	Ramal Jagua de Ibirico	inicio clase 3	Fin de Clase 3	8310.0	400.0	3	2	0.154	API 5L Gr B
306	Ramal Jagua de Ibirico	Fin de Clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	10850.0	2540.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
307	Ramal Drumond	Unión Ramal Drumond con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	10	0.322	API 5L Gr B
308	Ramal Drumond	Inicio Bunker	Valvula	1.0	0.5	1	10	0.322	API 5L Gr B
309	Ramal Drumond	Valvula	Fin de bunker	1.3	0.3	1	10	0.322	API 5L Gr B
310	Ramal Drumond	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	7.0	5.7	1	10	0.322	API 5L Gr B
311	Ramal Palmita	Unión Ramal Palmita con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	2	2	0.154	API 5L Gr B
312	Ramal Palmita	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	2	2	0.154	API 5L Gr B
313	Ramal Palmita	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	2	2	0.154	API 5L Gr B
314	Ramal Palmita	Fin de bunker	Fin de clase 2	200.0	198.7	2	2	0.154	API 5L Gr B
315	Ramal Palmita	Fin de clase 2	Inicio Clase 3	420.0	220.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
316	Ramal Palmita	Inicio Clase 3	Fin de clase 3	820.0	400.0	3	2	0.154	API 5L Gr B
317	Ramal Palmita	Fin de clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	5870.0	5050.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
318	Ramal Rincón Hondo	Unión Ramal Rincón Hondo con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
319	Ramal Rincón Hondo	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
320	Ramal Rincón Hondo	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
321	Ramal Rincón Hondo	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	24.3	23.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
322	Ramal Chiriguana	Unión Ramal Chiriguana con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
323	Ramal Chiriguana	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
324	Ramal Chiriguana	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
325	Ramal Chiriguana	Fin de bunker	Inicio HCA	4800.0	4798.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
326	Ramal Chiriguana	Inicio HCA	Inicio cruce Curumani Bosconia	5081.0	281.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
327	Ramal Chiriguana	Inicio cruce Curumani Bosconia	Fin de cruce Curumani Bosconia	5113.0	32.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
328	Ramal Chiriguana	Fin de cruce Curumani Bosconia	Fin HCA	5250.0	137.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
329	Ramal Chiriguana	Fin HCA	inicio clase 2	8650.0	3400.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
330	Ramal Chiriguana	inicio clase 2	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	8742.0	92.0	2	2	0.154	API 5L Gr B
331	Ramal Chiriguana	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	Fin de cruce Ferrocarril del Atlántico	8761.0	19.0	2	2	0.154	API 5L Gr B

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
332	Ramal Chiriguana	inicio clase 2	Fin de Clase 2	9850.0	1089.0	2	2	0.154	API 5L Gr B
333	Ramal Chiriguana	Fin de Clase 2	Kit de aislamiento en city Gate	11620.0	1770.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
334	Ramal San Roque	Unión Ramal San Roque con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
335	Ramal San Roque	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
336	Ramal San Roque	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
337	Ramal San Roque	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	1123.0	1121.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
338	Ramal Curumani	Unión Ramal Curumani con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
339	Ramal Curumani	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
340	Ramal Curumani	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
341	Ramal Curumani	Fin de bunker	Inicio Cruce Ferrocarril	114.0	112.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
342	Ramal Curumani	Inicio Cruce Ferrocarril	Fin Cruce Ferrocarril	132.5	18.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
343	Ramal Curumani	Fin Cruce Ferrocarril	inicio clase 2	1600.0	1467.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
344	Ramal Curumani	inicio clase 2	Fin de Clase 2	2750.0	1150.0	2	2	0.154	API 5L Gr B
345	Ramal Curumani	Fin de Clase 2	Inicio Carretera S. Roque - Pailitas	5503.0	2753.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
346	Ramal Curumani	Inicio Carretera S. Roque - Pailitas	Fin de carretera	5527.6	24.6	1	2	0.154	API 5L Gr B
347	Ramal Curumani	Fin de carretera	Inicio cruce río Aninito	6425.0	897.4	1	2	0.154	API 5L Gr B
348	Ramal Curumani	Inicio cruce río Aninito	Fin cruce río	6461.0	36.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
349	Ramal Curumani	Fin cruce río	Kit de aislamiento en city Gate	8220.0	1759.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
350	Ramal Sabanagrande	Inicio Ramal (0+000)	Kit de aislamiento en city Gate	3.0	3.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
351	Ramal Pailitas	Unión Ramal Pailitas con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
352	Ramal Pailitas	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
353	Ramal Pailitas	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
354	Ramal Pailitas	Fin de bunker	inicio clase 3	1100.0	1098.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
355	Ramal Pailitas	inicio clase 3	Fin de Clase 3	1500.0	400.0	3	2	0.154	API 5L Gr B
356	Ramal Pailitas	Fin de Clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	3640.0	2140.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
357	Ramal El Burro	Unión Ramal El Burro con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
358	Ramal El Burro	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
359	Ramal El Burro	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
360	Ramal El Burro	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	48.0	46.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
361	Ramal T/meque	Unión Ramal T/meque con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	3	0.216	API 5L Gr B
362	Ramal T/meque	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	3	0.216	API 5L Gr B
363	Ramal T/meque	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	3	0.216	API 5L Gr B
364	Ramal T/meque	Fin de bunker	Inicio cruce Ferrocarril	3600.0	3598.7	1	3	0.216	API 5L Gr B
365	Ramal T/meque	Inicio cruce Ferrocarril	Fin de Cruce Ferrocarril	3618.0	18.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
366	Ramal T/meque	Fin de Cruce Ferrocarril	Inicio cruce carretera al Burro	4657.0	1039.0	1	3	0.216	API 5L Gr B

**ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA**

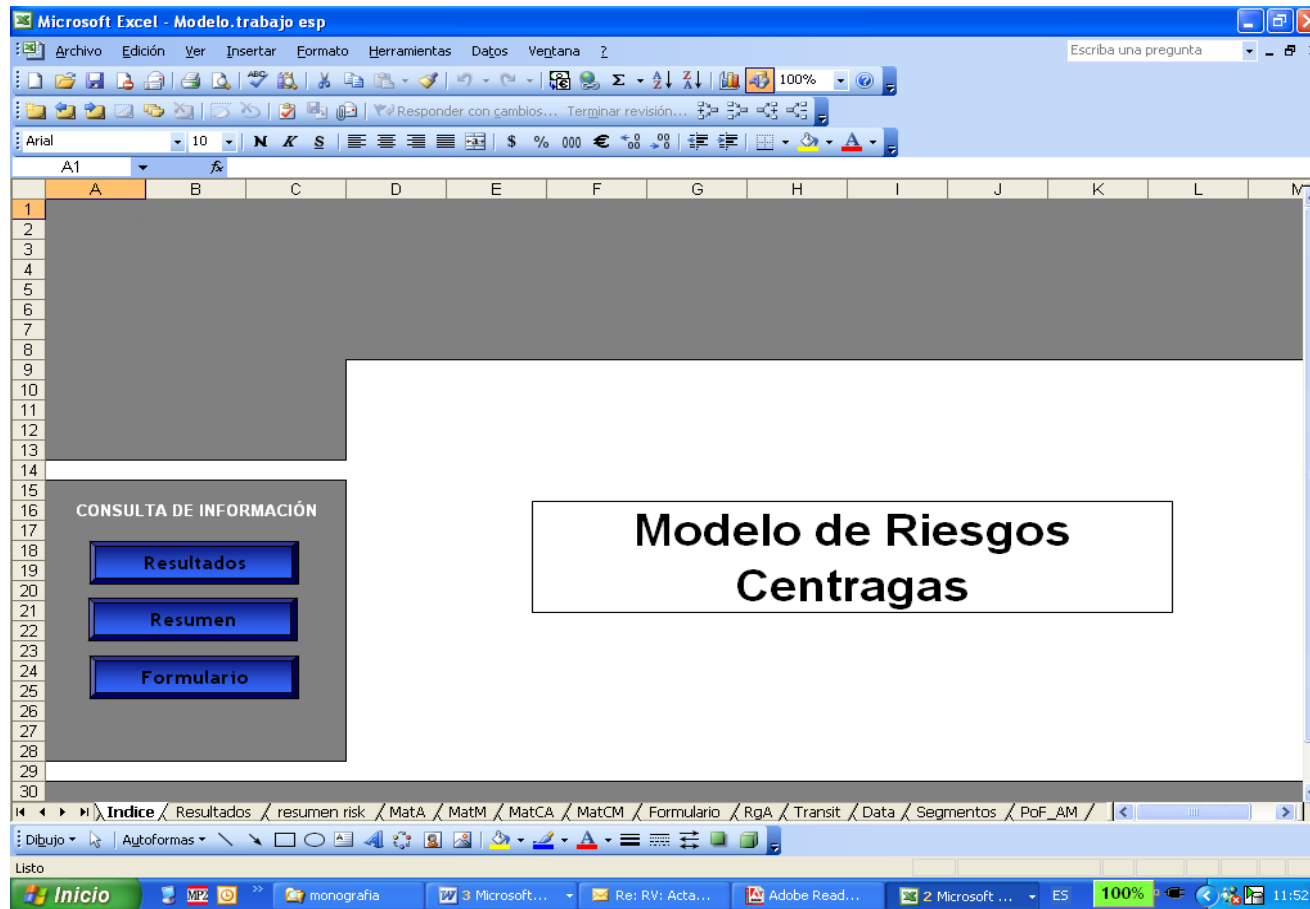
Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
367	Ramal T/meque	Inicio cruce carretera al Burro	Fin de carretera	4687.0	30.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
368	Ramal T/meque	Fin de carretera	Inicio carretera Antequera	13700.0	9013.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
369	Ramal T/meque	Inicio carretera Antequera	Fin carretera	13712.2	12.2	1	3	0.216	API 5L Gr B
370	Ramal T/meque	Fin carretera	Inicio de Clase 3	15700.0	1987.8	1	3	0.216	API 5L Gr B
371	Ramal T/meque	Inicio de Clase 3	Fin de clase 3	16100.0	400.0	3	3	0.216	API 5L Gr B
372	Ramal T/meque	Fin de clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	17130.0	1030.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
373	Ramal el Banco	Inicio Ramal (0+000)	Inicio de clase 2	16300.0	16300.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
374	Ramal el Banco	Inicio de clase 2	Fin de Clase 2	17050.0	750.0	2	3	0.216	API 5L Gr B
375	Ramal el Banco	Fin de Clase 2	Inicio Cruce río Cesar	27303.0	10253.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
376	Ramal el Banco	Inicio Cruce río Cesar	Fin de cruce río Cesar	27700.0	397.0	1	3	0.216	API 5L Gr B
377	Ramal el Banco	Fin de cruce río Cesar	Kit de aislamiento en city Gate	27950.0	250.0	3	3	0.216	API 5L Gr B
378	Ramal Pelaya	Unión Ramal Pelaya con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
379	Ramal Pelaya	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
380	Ramal Pelaya	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
381	Ramal Pelaya	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	1307.0	1305.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
382	Ramal La Mata	Unión Ramal La Mata con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
383	Ramal La Mata	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
384	Ramal La Mata	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
385	Ramal La Mata	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	3808.0	3806.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
386	Ramal La Gloria	Unión Ramal La Gloria con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
387	Ramal La Gloria	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
388	Ramal La Gloria	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
389	Ramal La Gloria	Fin de bunker	Inico cruce Ferrocarril del Atlántico	1263.0	1261.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
390	Ramal La Gloria	Inico cruce Ferrocarril del Atlántico	Fin de cruce ferrocarril	1285.0	22.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
391	Ramal La Gloria	Fin de cruce ferrocarril	Inicio Carretera La Mata - La Gloria	10250.0	8965.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
392	Ramal La Gloria	Inicio Carretera La Mata - La Gloria	Fin de carretera	10430.0	180.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
393	Ramal La Gloria	Fin de carretera	Kit de aislamiento en city Gate	15210.0	4780.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
394	Ramal Gamarra	Unión Ramal Gamarra con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
395	Ramal Gamarra	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
396	Ramal Gamarra	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
397	Ramal Gamarra	Fin de bunker	Inicio Cruce carretera	8810.0	8808.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
398	Ramal Gamarra	Inicio Cruce carretera	Fin carretera	8830.0	20.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
399	Ramal Gamarra	Fin carretera	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	9100.0	270.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
400	Ramal Gamarra	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	Fin cruce ferrocarril	9132.0	32.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
401	Ramal Gamarra	Fin cruce ferrocarril	inicio clase 3	10430.0	1298.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
402	Ramal Gamarra	inicio clase 3	Fin de Clase 3	10830.0	400.0	3	2	0.154	API 5L Gr B
403	Ramal Gamarra	Fin de Clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	11010.0	180.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
404	Ramal Aguachica	Unión Ramal Aguachica con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B

### ANEXO C. SEGMENTACIÓN DEL GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA

Segmento No	Gasoducto	Desde	Hasta	Abscisa del final del segmento (m)	Longitud (m)	Clase de localización	Diametro (in)	Espesor (in)	Material
405	Ramal Aguachica	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
406	Ramal Aguachica	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
407	Ramal Aguachica	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	10.0	8.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
408	Ramal San Alberto	Unión Ramal San Alberto con el troncal	Inicio Bunker	0.5	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
409	Ramal San Alberto	Inicio Bunker	Valvula actuador	1.0	0.5	1	2	0.154	API 5L Gr B
410	Ramal San Alberto	Valvula actuador	Fin de bunker	1.3	0.3	1	2	0.154	API 5L Gr B
411	Ramal San Alberto	Fin de bunker	Inicio de clase 2	5300.0	5298.7	1	2	0.154	API 5L Gr B
412	Ramal San Alberto	Inicio de clase 2	Fin Clase 2	5840.0	540.0	2	2	0.154	API 5L Gr B
413	Ramal San Alberto	Fin Clase 2	Inicio clase 2	8530.0	2690.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
414	Ramal San Alberto	Inicio clase 2	Fin de clase 2	9100.0	570.0	2	2	0.154	API 5L Gr B
415	Ramal San Alberto	Fin de clase 2	Inicio HCA	12576.0	3476.0	1	2	0.154	API 5L Gr B
416	Ramal San Alberto	Inicio HCA	Kit de aislamiento en city Gate	12704.0	128.0	1	2	0.154	API 5L Gr B

## ANEXO D. VISUALIZACIÓN DE LA APLICACIÓN REALIZADA PARA EL MODELO DE RIESGO

### A. VISTA INICIAL DE LA APLICACIÓN



## B. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

Microsoft Excel - Modelo.trabajo esp

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Escriba una pregunta

85%

Responder con cambios... Terminar revisión...

Arial 8

P15 Corrosion Externa

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15

A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S

Actualizar Matriz

MATRIZ FINAL

Ir a Inicio

Probabilidad		Riesgo	USD/año
Alta	1E-03	Alto	60,001
Media	1E-05	Medio	1,01
Baja	0,00	Bajo	0,00

años 6

Max perdida 69,000

factor COF 6.9E-05

Amenazas: MA Consec: MA

Amenazas: MM Consec: MM

Peso Mo 75.00% 90.00% 75.00% 90.00% 90.00% 25.00% 25.00%

0.000252

100.00%

40.00% 30.00% 30.00% 10.70% 12.40% 1.10% 2.30%

a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	l	II	III	1	2	3	4	!
PoF (Failures/year)	PoF (Failures/year)	COF Segmento USD\$	Riesgo Segmento (USD\$/año)	Segmento	Longitud (metros)	Clase de Localidad	Clasific Riesgo	$\lambda$ per Segment	$\Sigma$ (Kvweight x Atrib x Mwweight x Mod)	COF max USD\$	$\Sigma$ (Seg. MAmb, Pdn)	Seguridad	Medio Ambiente	Produccion	Corrosion Externa	Corrosion Interna	Agrietamiento por Corrosion Bajo Esfuerzos	Costura defectuosa Tuberia Fabricacion	Tubu Defe sa
0.000004%	Baja	7,409	0.00031426	400	0.5	Clase 1	Bajo	7.1E-09	8.98%	69,000	10.74%	3.01%	4.96%	2.77%	1.84%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000004%	Baja	6,178	0.00026412	401	0.5	Clase 1	Bajo	7.1E-09	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000003%	Baja	8,871	0.00026725	402	0.3	Clase 3	Alto	5E-09	10.63%	69,000	12.86%	5.73%	5.39%	1.73%	1.67%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000074%	Baja	6,178	0.00459567	403	8.7	Clase 1	Bajo	1.2E-07	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000003%	Baja	6,178	0.00015847	404	0.3	Clase 1	Bajo	4.3E-09	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000004%	Baja	6,010	0.00026062	405	0.5	Clase 1	Bajo	7.2E-09	9.18%	69,000	8.71%	2.77%	4.96%	0.98%	2.48%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000003%	Baja	6,010	0.00015637	406	0.3	Clase 1	Bajo	4.3E-09	9.18%	69,000	8.71%	2.77%	4.96%	0.98%	2.48%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000197%	Baja	6,178	0.01214947	407	23	Clase 1	Bajo	3.3E-07	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000004%	Baja	6,178	0.00026412	408	0.5	Clase 1	Bajo	7.1E-09	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000004%	Baja	6,010	0.00026062	409	0.5	Clase 1	Bajo	7.2E-09	9.18%	69,000	8.71%	2.77%	4.96%	0.98%	2.48%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.000003%	Baja	6,010	0.00015637	410	0.3	Clase 1	Bajo	4.3E-09	9.18%	69,000	8.71%	2.77%	4.96%	0.98%	2.48%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.029716%	Media	6,178	1.83589037	411	3476	Clase 1	Medio	5E-05	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68E-02	0.01%	0.34%	(
0.001092%	Baja	6,701	0.07316583	412	128	Clase 2	Bajo	1.8E-06	9.03%	69,000	9.71%	3.31%	4.67%	1.73%	1.91%	1.68%	0.00%	0.34%	(
0.000004%	Baja	6,178	0.00026412	413	0.5	Clase 1	Bajo	7.1E-09	9.05%	69,000	8.95%	3.01%	4.96%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.023028%	Media	8,025	1.84808457	415	2690	Clase 3	Alto	3.8E-05	9.06%	69,000	11.63%	4.67%	5.98%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(
0.004623%	Baja	8,025	0.3710243	416	540	Clase 3	Alto	7.7E-06	9.06%	69,000	11.63%	4.67%	5.98%	0.98%	1.91%	1.68%	0.01%	0.34%	(

Inicio

monografia

3 Microsoft...

2 Microsoft...

Adobe Read...

2 Microsoft...

ES 100%

11:56

### C. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE CENTRAGAS CON LOS FACTORES DE KIEFNER

Microsoft Excel - trabajo

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Escriba una pregunta

Arial 10

Responder con cambios... Terminar revisión...

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Amenaza	Corrosion Externa	Corrosion Interna	Agrietamiento por Corrosion Bajo Esfuerzos	Costura defectuosa Tuberia Fabricacion	Tuberia Defectuosa	Soldadura Circunferencial Defectuosa	Soldadura Circunferencial Defectuosa a Conex	Arrugas	Rotura Uniones Roscadas	Fallos en Orings	Mal funcionamiento de Equipos
2												
3	Peso Kieffner	10.70%	12.40%	1.10%	2.30%	1.40%	2.20%	1.90%	0.70%	3.30%	1.40%	2.60%
4	<b>Ir a Inicio</b>											
5												
6		<b>ID</b>	<b>Amenaza</b>	<b>Kieffner</b>	<b>Centragas</b>							
7		1	Corrosion Externa	10.70%	1.91%							
8		2	Corrosion Interna	12.40%	1.68%							
9		3	Agrietamiento por Corrosion Bajo Esfuerzos	1.10%	0.01%							
10		4	Costura defectuosa Tuberia Fabricacion	2.30%	0.34%							
11		5	Tuberia Defectuosa	1.40%	0.05%							
12		6	Soldadura Circunferencial Defectuosa	2.20%	0.92%							
13		7	Soldadura Circunferencial Defectuosa Conex	1.90%	0.21%							
14		8	Arrugas	0.70%	0.18%							
15		9	Rotura Uniones Roscadas	3.30%	1.01%							
16		10	Fallos en Orings	1.40%	0.13%							
17		11	Mal funcionamiento de Equipos	2.60%	0.34%							
18		12	Falla en empaques y sellos de Bombas	0.40%	0.03%							
19		13	Miscelaneos	7.30%	0.01%							
20		14	Daños por terceros	30.30%	0.70%							
21		15	Daño Previo	3.80%	0.72%							
22		16	Vandalismo	0.60%	0.04%							
23		17	Operaciones Incorrectas	7.90%	0.78%							
24		18	Heladas	0.80%	0.00%							
25		19	Rayos	1.30%	0.00%							
26		20	Inundaciones	5.40%	0.01%							
27		21	Movimientos de Terreno	2.20%	0.00%							
28		Global	pof amenazas	100%	9.06%							

Resultados resumen risk / MatA / MatM / MatCA / MatCM / Formulario / RgA / Transit / Data / Segmentos / PoF\_AM /

Inicio

## D. VISUALIZACIÓN DE LA VENTANA PARA EL INGRESO DE LA INFORMACIÓN AL MODELO

Microsoft Excel - Modelo.trabajo esp

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

75%

Arial 14

A1 ATRIBUTOS AMENAZAS (102)

Segmento	Desde	Hasta	Longitud (m)
1. Corrosión Externa	Ir a Inicio	52. Válvulas Bridadas	Bajo tierra
Agresividad del Suelo	25 Tipo de Tubería	53 Diámetro	78 Tipo Configuración
1 Resistividad	1000 a 5000	54 DM Rel. MOP/MYS	79 Equipos Expuestos
2 Bacterias	Desconocido / OI	55 Uniones Bridadas	17. Error por Diseño
3 PH	Desconocido / OI	13. Miscelaneos	80 Rev Seg Diseño
Diseño Mecanico	Desconocido / OI	56 Antigüedad	81 Manual Operación
4 Sobreespesor	3 a 6	57 Tipo de Equipo	82 Manual Mto
5 Relación MOP/MYS	20 a 50%	14. Daños por Terceros	83 Cambios asociados
6 Tipo Segmento	Bajo tierra	58 Profundidad	Error por Construcción
7 Cruces con Casing	Desconocido / OI	59 Clases Localidad	84 Op-Mtto no result
8 Cruces sin Casing	Desconocido / OI	60 Visible	85 Condición Sub ident
Antigüedad	10 a 15 años	61 Agrícola	86 Cambios asociados
9 Antigüedad Años	10 a 15 años	62 Industrial	87 Autom Tareas Crit
2. Corrosión Interna		63 Desarrollo	88 Efect en la Comunic
Agresividad del Gas		64 Urbanas	89 Visible id en campo
10 CO2	< 7	65 Sobreespesor	18. Heladas
11 Humedad	< 7	66 Casing	30 T del Ambiente
12 Bacterias	0 a 102 colonia/m	67 Concreto	19. Rayos
13 PH	3.5 a 8	68 Barr.Contenidas	91 Sist Prot para Desc
Diseño Mecanico	3 a 6	69 Nada_Desc	92 Sist Puerta a Tierra
14 Sobreespesor	3 a 6	70 Derecho Via Comp	93 Areas act Ceramica
15 Relación MOP/MYS	20 a 50%	71 Cruces	94 Areas act Sismica
16 Angulo Inclinación	< Ang.Critico	15. Daño Previo	20. Inundaciones
17 Velocidad del Gas	Ve < API	72 Antigüedad	95 Calidad del Drenaje
Antigüedad	10 a 15 años	73 Clases Localidad	96 Regimen de Lluvias
18 Antigüedad Años	10 a 15 años	74 Sobreespesor	97 Protección en Diseño
3. Agriet por Corrosión bajo Est		75 Prueba Hidrostat	98 Cruces de Rios
Agresividad del Suelo		76 DM Rel. MOP/MYS	21. Movimientos de Tierra
19 Resistividad	1000 a 5000	16. Vandalismo	99 Ar sucs a erosión
20 PH	5 a 8	77 Clases Localidad	## Pendiente terreno
Diseño Mecanico			101 Protec en Diseño
21 Relación MOP/MYS	20 a 50%		## Cruces de Rios
22 T. Operación	< 100 F		
23 Dist a desc Compr	< 32 Km		
Antigüedad	> 10 años		
24 Antigüedad Años	> 10 años		

Continuar con Modificadores de las

Dibujo Autoformas

Listo

Inicio

monografia

Microsoft...

Re: RV: Acta...

Adobe Read...

2 Microsoft ...

ES

100%

11:58

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
1	Valvula de seccionamiento Ballena	Inicio de tubería enterrada	2.54E-07	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
2	Inicio de tubería enterrada	Junta monolitica	4.29E-07	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
3	Junta monolitica	0+200	1.61E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
4	0+200	inicio del cruce vía al Pajaro	4.58E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
5	inicio del cruce vía al Pajaro	Fin de cruce Vía al Pajaro	2.06E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
6	Fin de cruce Vía al Pajaro	Inicio cruce carretera Maicao	1.80E-03	\$ 275,250	Medio	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
7	Inicio cruce carretera Maicao	Fin de vía	2.74E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
8	Fin de vía	Muro de acceso a la V1	1.72E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
9	Muro de acceso a la V1	Válvula V1	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
10	Válvula V1	Muro de acceso a la V1	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
11	Muro de acceso a la V1	inicio Cruce del rio ramcheria	3.87E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
12	inicio Cruce del rio ramcheria	Fin de cruce Rancheria	3.12E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
13	Fin de cruce Rancheria	Inicio carretera cuestecita la mina	2.38E-03	\$ 275,250	Medio	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
14	Inicio carretera cuestecita la mina	Fin de carretera	1.59E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
15	Fin de carretera	Muro V2	3.81E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
16	Muro V2	V2	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
17	V2	Muro	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
18	Muro	Inicio cruce carretera la Mina	4.97E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
19	Inicio cruce carretera la Mina	Fin de carretera	2.18E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
20	Fin de carretera	INICIO CLASE 3	1.23E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
21	INICIO CLASE 3	Inicio de malla Bateria Compresores	1.49E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
22	Inicio de malla Bateria Compresores	Malla Trampa	4.19E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
23	Malla Trampa	Junta monolitica	5.86E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
24	Junta monolitica	Inicio de Pared de la trampa	2.51E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
25	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	5.92E-07	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
26	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	5.92E-07	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
27	Fin de la Pared	Junta Monolitica	2.51E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
28	Junta Monolitica	Malla de Centragas	4.19E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
29	Malla Centragas	Malla Compresores	8.38E-06	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
30	Malla Compresores	Fin clase 3	7.12E-06	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
31	Fin clase 3	Inicio carretera bypass Hato Nuevo	2.27E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
32	Inicio carretera bypass Hato Nuevo	Fin de carretera bypass Hato Nuevo	2.18E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
33	Fin de carretera bypass Hato Nuevo	Inicio carretera Hato Nuevo - Papayal	4.43E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
34	Inicio carretera Hato Nuevo - Papayal	Fin de carretera Hato Nuevo - Papayal	1.94E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
35	Fin de carretera Hato Nuevo - Papayal	Inicio clase 3	2.90E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
36	Inicio clase 3	Fin clase 3	5.28E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
37	Fin clase 3	Inico clase 3	2.63E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
38	Inico clase 3	Fin clase 3	5.78E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
39	Fin clase 3	Inico río Ranchería	1.17E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
40	Inico río Ranchería	Fin de río Ranchería	2.14E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
41	Fin de río Ranchería	Inicio carretera Fonseca San Juan	8.40E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
42	Inicio carretera Fonseca San Juan	Fin carretera Fonseca San Juan	2.40E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
43	Fin carretera Fonseca San Juan	Muro V3	3.86E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
44	Muro V3	V3	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
45	V3	Muro V3	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
46	Muro V3	Inicio carretera San Juan Villanueva	1.50E-03	\$ 275,250	Medio	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
47	Inicio carretera San Juan Villanueva	Fin carretera San Juan Villanueva	2.03E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
48	Fin carretera San Juan Villanueva	Muro V4	1.06E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
49	Muro V4	V4	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
50	V4	Muro V4	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
51	Muro V4	Inicio río Villanueva	6.56E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
52	Inicio río Villanueva	Fin río Villanueva	2.19E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
53	Fin río Villanueva	Malla Trampa	1.64E-03	\$ 275,250	Medio	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
54	Malla Trampa	Junta monolítica	6.00E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
55	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	2.57E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
56	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	6.12E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
57	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	6.12E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
58	Fin de la Pared	Junta Monolítica	2.57E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
59	Junta Monolítica	Malla de trampa	4.29E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
60	Malla de trampa	Inicio río Pereira	4.07E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
61	Inicio río Pereira	Fin río Pereira	1.07E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
62	Fin río Pereira	Inicio carretera La Paz Valledupar	6.54E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
63	Inicio carretera La Paz Valledupar	Fin carretera La Paz Valledupar	2.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
64	Fin carretera La Paz Valledupar	Muro V5	1.18E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
65	Muro V5	V5	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
66	V5	Muro V5	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
67	Muro V5	Inicio río Jobo	1.15E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
68	Inicio río Jobo	Fin de río Jobo	1.09E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
69	Fin de río Jobo	Inicio de río Magiriaino	5.44E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
70	Inicio de río Magiriaino	Fin de río Magiriaino	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
71	Fin de río Magiriaino	Muro V6	1.07E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
72	Muro V6	V6	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
73	V6	Muro V6	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
74	Muro V6	Inicio carretera Codazzi - Bosconia	3.50E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
75	Inicio carretera Codazzi - Bosconia	Fin carretera Codazzi - Bosconia	1.88E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
76	Fin carretera Codazzi - Bosconia	Inicio río Sicarare	9.07E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
77	Inicio río Sicarare	Fin de río Sicarare	1.03E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun 2013
78	Fin de río Sicarare	Inicio río Casacará	3.03E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun 2013
79	Inicio río Casacará	Fin de río Casacará	2.13E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun 2013
80	Fin de río Casacará	Inicio clase 3	5.09E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun 2013
81	Inicio clase 3	Malla Trampa	1.67E-05	\$ 277,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
82	Malla Trampa	Junta monolítica	5.86E-07	\$ 277,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
83	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	2.51E-07	\$ 277,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
84	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	5.92E-07	\$ 181,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
85	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	5.92E-07	\$ 181,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
86	Fin de la Pared	Junta Monolítica	2.51E-07	\$ 277,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
87	Junta Monolítica	Malla de trampa	4.19E-07	\$ 277,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
88	Malla de trampa	Fin de clase 3	1.67E-05	\$ 277,200	Alto	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun de 2011
89	Fin de clase 3	Inicio cruce río Maracas	1.31E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
90	Inicio cruce río Maracas	Fin de cruce río Maracas	2.10E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
91	Fin de cruce río Maracas	Inicio río Tucuy	6.03E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
92	Inicio río Tucuy	Fin de río Tucuy	2.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2006	Eval. Directa	Ene - Jun 2013
93	Fin de río Tucuy	Muro V7	1.00E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
94	Muro V7	V7	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
95	V7	Muro V7	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
96	Muro V7	Inicio río San Antonio	2.20E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
97	Inicio río San Antonio	Fin río San Antonio	1.02E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
98	Fin río San Antonio	Inicio Clase 2	3.31E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
99	Inicio Clase 2	Fin clase 2	2.11E-04	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
100	Fin clase 2	Inicio clase 2	9.19E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
101	Inicio clase 2	Fin clase 2	5.49E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
102	Fin clase 2	Inicio carretera Rincon Hondo Chiriguana	1.49E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
103	Inicio carretera Rincon Hondo Chiriguana	Fin carretera Rincon Hondo Chiriguana	1.80E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
104	Fin carretera Rincon Hondo Chiriguana	Muro V8	2.47E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
105	Muro V8	V8	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
106	V8	Muro V8	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
107	Muro V8	Inicio carretera San Roque Bosconia	6.03E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
108	Inicio carretera San Roque Bosconia	Fin carretera San Roque Bosconia	2.06E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
109	Fin carretera San Roque Bosconia	Inicio río Anime	1.47E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
110	Inicio río Anime	Fin río Anime	1.09E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
111	Fin río Anime	Inicio ferrocarril del Atlántico I	1.11E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
112	Inicio ferrocarril del Atlántico I	Fin ferrocarril del Atlántico I	1.79E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
113	Fin ferrocarril del Atlántico I	Inicio río Animito	1.98E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
114	Inicio río Animito	Fin río Animito	2.20E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
115	Fin río Animito	Malla Trampa Curumani	1.97E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
116	Malla Trampa Curumani	Junta monolítica	6.00E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
117	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	2.57E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
118	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	6.12E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
119	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	6.12E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
120	Fin de la Pared	Junta Monolítica	2.57E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
121	Junta Monolítica	Malla de trampa	4.29E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
122	Malla de trampa	Inicio clase 2	3.48E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
123	Inicio clase 2	Fin clase 2	3.38E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
124	Fin clase 2	Inicio ferrocarril del Atlántico II	1.60E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
125	Inicio ferrocarril del Atlántico II	Fin ferrocarril del Atlántico II	1.79E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
126	Fin ferrocarril del Atlántico II	Inicio quebrada la Honda	1.72E-03	\$ 275,250	Medio	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
127	Inicio quebrada la Honda	Fin quebrada la Honda	1.09E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
128	Fin quebrada la Honda	Inicio carretera T/meque el Burro	1.05E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
129	Inicio carretera T/meque el Burro	Fin carretera T/meque el Burro	1.81E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
130	Fin carretera T/meque el Burro	Muro V9	1.07E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
131	Muro V9	V9	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
132	V9	Muro V9	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
133	Muro V9	Inicio río La Floresta	3.60E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
134	Inicio río La Floresta	Fin río La Floresta	2.20E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
135	Fin río La Floresta	Inicio río Orismo	6.76E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
136	Inicio río Orismo	Fin río Orismo	1.03E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
137	Fin río Orismo	Inicio quebrada simaña	1.31E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
138	Inicio quebrada simaña	Fin quebrada simaña	2.04E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
139	Fin quebrada simaña	Muro V10	1.62E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
140	Muro V10	V10	2.14E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
141	V10	Muro V10	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
142	Muro V10	Inicio Quebrada La Dorada	1.57E-03	\$ 179,250	Medio	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
143	Inicio Quebrada La Dorada	Fin quebrada la Dorada	9.88E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
144	Fin quebrada la Dorada	Inicio clase 3	4.63E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene -Jun 2013
145	Inicio clase 3	Malla Trampa	1.67E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
146	Malla Trampa	Junta monolítica	5.86E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
147	Junta monolítica	Inicio de Pared de la trampa	2.51E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
148	Inicio de Pared de la trampa	Válvula de seccionamiento Trampa	5.92E-07	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
149	Válvula de seccionamiento Trampa	Fin de la Pared	5.92E-07	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
150	Fin de la Pared	Junta Monolítica	2.51E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
151	Junta Monolítica	Malla de trampa	4.19E-07	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
152	Malla de trampa	Fin de clase 3	1.67E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
153	Fin de clase 3	Inicio río Norean	2.87E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
154	Inicio río Norean	Fin río Norean	1.83E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
155	Fin río Norean	Inicio carretera Aguachica Gamarra	7.44E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
156	Inicio carretera Aguachica Gamarra	Fin carretera Aguachica Gamarra	2.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
157	Fin carretera Aguachica Gamarra	Inicio quebrada Buturama	5.21E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
158	Inicio quebrada Buturama	Fin quebrada Buturama	1.04E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
159	Fin quebrada Buturama	Inicio quebrada Aguasclaras	7.02E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
160	Inicio quebrada Aguasclaras	Fin quebrada Aguasclaras	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
161	Fin quebrada Aguasclaras	Muro V11	5.76E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
162	Muro V11	V11	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
163	V11	Muro V11	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
164	Muro V11	Inicio clase 3	4.02E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
165	Inicio clase 3	Fin clase 3	3.52E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
166	Fin clase 3	Inicio quebrada Peralonso	9.22E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
167	Inicio quebrada Peralonso	Fin quebrada Peralonso	2.14E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
168	Fin quebrada Peralonso	Inicio quebrada Las Guaduas	5.56E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
169	Inicio quebrada Las Guaduas	Fin quebrada Las Guaduas	1.04E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
170	Fin quebrada Las Guaduas	Inicio carretera Batería Ecopetrol	8.37E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
171	Inicio carretera Batería Ecopetrol	Fin carretera Batería Ecopetrol	1.28E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
172	Fin carretera Batería Ecopetrol	Inicio clase 3	5.99E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
173	Inicio clase 3	Inicio Caño Caimán	1.97E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
174	Inicio Caño Caimán	Fin Caño Caimán	1.01E-06	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
175	Fin Caño Caimán	Fin Clase 3	1.28E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
176	Fin Clase 3	Inicio quebrada La Rayita	1.66E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
177	Inicio quebrada La Rayita	Fin quebrada La Rayita	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
178	Fin quebrada La Rayita	Inicio pista aérea La Cacica	2.31E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
179	Inicio pista aérea La Cacica	Fin pista aérea La Cacica	2.11E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
180	Fin pista aérea La Cacica	Inicio quebrada La Huila	4.58E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
181	Inicio quebrada La Huila	Fin quebrada La Huila	1.01E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
182	Fin quebrada La Huila	Inicio río Torcoroma	2.62E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
183	Inicio río Torcoroma	Fin río Torcoroma	5.27E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
184	Fin río Torcoroma	Muro V12	9.03E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
185	Muro V12	V12	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
186	V12	Muro V12	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
187	Muro V12	Inicio Pantano	9.49E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
188	Inicio Pantano	Fin Pantano	2.27E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
189	Fin Pantano	Inicio Caño Minas	1.18E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
190	Inicio Caño Minas	Fin Caño Minas	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
191	Fin Caño Minas	Inicio río San Albertico	1.20E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
192	Inicio río San Albertico	Fin río San Albertico	1.04E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
193	Fin río San Albertico	Inicio carretera La Llana San Alberto	5.91E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
194	Inicio carretera La Llana San Alberto	Fin carretera La Llana San Alberto	1.79E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
195	Fin carretera La Llana San Alberto	Malla Trampa La Llana	1.29E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
196	Malla Trampa La Llana	Junta monolitica	6.00E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
197	Junta monolitica	Inicio de Pared de la trampa La Llana	2.57E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
198	Inicio de Pared de la trampa La Llana	Válvula de seccionamiento Trampa La Llana	6.12E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
199	Válvula de seccionamiento Trampa La Llana	Fin de la Pared	6.12E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
200	Fin de la Pared	Junta Monolitica	2.57E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
201	Junta Monolitica	Malla de trampa La Llana	4.29E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
202	Malla de trampa La Llana	Inicio Caño Picho	2.17E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
203	Inicio Caño Picho	Fin Caño Picho	9.49E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
204	Fin Caño Picho	Inicio río San Alberto	1.61E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
205	Inicio río San Alberto	Fin río San Alberto	5.18E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
206	Fin río San Alberto	Inicio carretera Panamericana I	1.69E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
207	Inicio carretera Panamericana I	Fin carretera Panamericana I	1.79E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
208	Fin carretera Panamericana I	Inicio río Cachira	4.06E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
209	Inicio río Cachira	Fin río Cachira	9.68E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
210	Fin río Cachira	Inicio carretera Panamericana II	4.33E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
211	Inicio carretera Panamericana II	Fin carretera Panamericana II	2.04E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
212	Fin carretera Panamericana II	Inicio carretera San Rafael	5.78E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
213	Inicio carretera San Rafael	Fin carretera San Rafael	1.54E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
214	Fin carretera San Rafael	Inicio carretera Panamericana III	8.00E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
215	Inicio carretera Panamericana III	Fin carretera Panamericana III	2.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
216	Fin carretera Panamericana III	Inicio río Lebrija	1.46E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
217	Inicio río Lebrija	Fin río Lebrija	2.29E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
218	Fin río Lebrija	Inicio Clase 2	8.40E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
219	Inicio Clase 2	Inicio carretera Panamericana IV	4.91E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
220	Inicio carretera Panamericana IV	Fin carretera Panamericana IV	1.44E-06	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
221	Fin carretera Panamericana IV	Fin Clase 2	5.93E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
222	Fin Clase 2	Inicio Caño Velez	3.47E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
223	Inicio Caño Velez	Fin Caño Velez	1.03E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
224	Fin Caño Velez	Inicio clase 3	2.16E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
225	Inicio clase 3	Fin clase 3	6.04E-05	\$ 277,200	Alto	Ene-Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
226	Fin clase 3	Inicio Canal Santos Gutierrez	3.72E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
227	Inicio Canal Santos Gutierrez	Fin Canal Santos Gutierrez	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
228	Fin Canal Santos Gutierrez	Inicio quebrada Santos Gutierrez	1.25E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
229	Inicio quebrada Santos Gutierrez	Fin quebrada Santos Gutierrez	2.15E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
230	Fin quebrada Santos Gutierrez	Muro V13	2.68E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
231	Muro V13	V13	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
232	V13	Muro V13	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
233	Muro V13	Inicio quebrada El Cañito	2.71E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
234	Inicio quebrada El Cañito	Fin quebrada El Cañito	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
235	Fin quebrada El Cañito	Inicio quebrada La Pescada	5.74E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
236	Inicio quebrada La Pescada	Fin quebrada La Pescada	2.08E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
237	Fin quebrada La Pescada	Inicio quebrada La Gomez	8.41E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
238	Inicio quebrada La Gomez	Fin quebrada La Gomez	3.02E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
239	Fin quebrada La Gomez	Inicio quebrada Cristalina	4.19E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
240	Inicio quebrada Cristalina	Fin quebrada Cristalina	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
241	Fin quebrada Cristalina	Inicio quebrada Sogamosito	2.49E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
242	Inicio quebrada Sogamosito	Fin quebrada Sogamosito	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
243	Fin quebrada Sogamosito	Inicio quebrada La Trece	1.82E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
244	Inicio quebrada La Trece	Fin quebrada La Trece	1.01E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
245	Fin quebrada La Trece	Inicio Línea Ferrocarril Oriente	1.49E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
246	Inicio Línea Ferrocarril Oriente	Fin Línea Ferrocarril Oriente	1.02E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
247	Fin Línea Ferrocarril Oriente	Muro V14	1.05E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
248	Muro V14	V14	2.18E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
249	V14	Muro V14	1.43E-07	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
250	Muro V14	Inicio quebrada El Palo	8.69E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
251	Inicio quebrada El Palo	Fin quebrada El Palo	1.01E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
252	Fin quebrada El Palo	Inicio clase 3	1.52E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
253	Inicio clase 3	Fin clase 3	2.93E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
254	Fin clase 3	Incio río Sogamoso	2.09E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
255	Incio río Sogamoso	Fin río Sogamoso	3.21E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
256	Fin río Sogamoso	Inicio Caño Jeringas	3.53E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
257	Inicio Caño Jeringas	Fin Caño Jeringas	5.47E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
258	Fin Caño Jeringas	Inicio Caño Zona Baja I	1.36E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
259	Inicio Caño Zona Baja I	Fin Caño Zona Baja I	4.18E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
260	Fin Caño Zona Baja I	Inicio Caño Llanito	4.29E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
261	Inicio Caño Llanito	Fin Caño Llanito	1.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
262	Fin Caño Llanito	Inicio Caño Zona Baja II	7.07E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
263	Inicio Caño Zona Baja II	Fin Caño Zona Baja II	2.08E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
264	Fin Caño Zona Baja II	Inicio Caño Zona Baja III	5.60E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
265	Inicio Caño Zona Baja III	Fin Caño Zona Baja III	3.05E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
266	Fin Caño Zona Baja III	Inicio Carretera Pte. Sogamoso	4.17E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
267	Inicio Carretera Pte. Sogamoso	Fin Carretera Pte. Sogamoso	1.11E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
268	Fin Carretera Pte. Sogamoso	Inicio Carretera Ferrocarril Atlantico III	3.52E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
269	Inicio Carretera Ferrocarril Atlantico III	Fin Carretera Ferrocarril Atlantico III	8.54E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
270	Fin Carretera Ferrocarril Atlantico III	Inicio Carretera San Sebastian	6.37E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
271	Inicio Carretera San Sebastian	Fin Carretera San Sebastian	1.02E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
272	Fin Carretera San Sebastian	Inicio Carretera San Silvestre	1.02E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
273	Inicio Carretera San Silvestre	Fin Carretera San Silvestre	5.80E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
274	Fin Carretera San Silvestre	Inicio Zona Baja	1.89E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
275	Inicio Zona Baja	Fin Zona Baja	7.85E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
276	Fin Zona Baja	Inicio clase 3	2.44E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
277	Inicio clase 3	Estación Barrancabermeja	2.00E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
278	Unión Ramal Km 61 con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
279	Inicio Bunker	Valvula	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
280	Valvula	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
281	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	6.58E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
282	Unión Ramal San Diego con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
283	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
284	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
285	Fin de bunker	inicio clase 2	6.66E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
286	inicio clase 2	Fin de Clase 2	6.82E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
287	Fin de Clase 2	Kit de aislamiento en city Gate	1.38E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
288	Unión Ramal Agustín Codazzi con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
289	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
290	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
291	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	3.56E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
292	Unión Ramal Casacará con el troncal	Inicio Bunker	5.02E-08	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
293	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.20E-08	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
294	Valvula actuador	Fin de bunker	2.52E-08	\$ 181,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
295	Fin de bunker	Fin de clase 3	2.00E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
296	Fin de clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	6.24E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
297	Unión Ramal Becerril con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
298	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
299	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
300	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	1.03E-03	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
301	Unión Ramal Jagua de Ibirico con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
302	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
303	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
304	Fin de bunker	inicio clase 3	6.76E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
305	inicio clase 3	Fin de Clase 3	4.02E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
306	Fin de Clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	2.17E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
307	Unión Ramal Drumond con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
308	Inicio Bunker	Valvula	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
309	Valvula	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
310	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	4.87E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
311	Unión Ramal Palmita con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
312	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.44E-08	\$ 180,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
313	Valvula actuador	Fin de bunker	2.67E-08	\$ 180,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
314	Fin de bunker	Fin de clase 2	1.70E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
315	Fin de clase 2	Inicio Clase 3	1.88E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
316	Inicio Clase 3	Fin de clase 3	4.02E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
317	Fin de clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	4.32E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
318	Unión Ramal Rincón Hondo con el troncal	Inicio Bunker	4.28E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
319	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.28E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
320	Valvula actuador	Fin de bunker	2.57E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
321	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	1.97E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
322	Unión Ramal Chiriguana con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
323	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
324	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
325	Fin de bunker	Inicio HCA	4.10E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
326	Inicio HCA	Inicio cruce Curumani Bosconia	2.40E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
327	Inicio cruce Curumani Bosconia	Fin de cruce Curumani Bosconia	2.73E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
328	Fin de cruce Curumani Bosconia	Fin HCA	1.17E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
329	Fin HCA	inicio clase 2	2.91E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
330	inicio clase 2	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	7.85E-06	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
331	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	Fin de cruce Ferrocarril del Atlántico	1.62E-06	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
332	inicio clase 2	Fin de Clase 2	9.29E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
333	Fin de Clase 2	Kit de aislamiento en city Gate	1.51E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
334	Unión Ramal San Roque con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
335	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
336	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
337	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	9.59E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
338	Unión Ramal Curumani con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
339	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
340	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
341	Fin de bunker	Inicio Cruce Ferrocarril	9.64E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
342	Inicio Cruce Ferrocarril	Fin Cruce Ferrocarril	1.57E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
343	Fin Cruce Ferrocarril	inicio clase 2	1.25E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
344	inicio clase 2	Fin de Clase 2	9.81E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
345	Fin de Clase 2	Inicio Carretera S. Roque - Pailitas	2.35E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
346	Inicio Carretera S. Roque - Pailitas	Fin de carretera	2.10E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
347	Fin de carretera	Inicio cruce río Aninito	7.67E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
348	Inicio cruce río Aninito	Fin cruce río	3.08E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
349	Fin cruce río	Kit de aislamiento en city Gate	1.50E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
350	Inicio Ramal (0+000)	Kit de aislamiento en city Gate	2.56E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
351	Unión Ramal Pailitas con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
352	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
353	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
354	Fin de bunker	inicio clase 3	9.39E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
355	inicio clase 3	Fin de Clase 3	4.02E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
356	Fin de Clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	1.83E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
357	Unión Ramal El Burro con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
358	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
359	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
360	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	3.99E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
361	Unión Ramal T/meque con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
362	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
363	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
364	Fin de bunker	Inicio cruce Ferrocarril	3.08E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
365	Inicio cruce Ferrocarril	Fin de Cruce Ferrocarril	1.53E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
366	Fin de Cruce Ferrocarril	Inicio cruce carretera al Burro	8.88E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
367	Inicio cruce carretera al Burro	Fin de carretera	2.56E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
368	Fin de carretera	Inicio carretera Antequera	7.70E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
369	Inicio carretera Antequera	Fin carretera	1.04E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
370	Fin carretera	Inicio de Clase 3	1.70E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
371	Inicio de Clase 3	Fin de clase 3	4.02E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
372	Fin de clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	8.81E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
373	Inicio Ramal (0+000)	Inicio de clase 2	1.39E-03	\$ 275,250	Medio	Ene-Jun 2007	Eval. Directa	Ene-Jun 2014
374	Inicio de clase 2	Fin de Clase 2	6.40E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
375	Fin de Clase 2	Inicio Cruce río Cesar	8.76E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2008	Eval. Directa	Ene - Jun 2015
376	Inicio Cruce río Cesar	Fin de cruce río Cesar	3.40E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
377	Fin de cruce río Cesar	Kit de aislamiento en city Gate	2.51E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
378	Unión Ramal Pelaya con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
379	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
380	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
381	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	1.12E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
382	Unión Ramal La Mata con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
383	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
384	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
385	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	3.25E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
386	Unión Ramal La Gloria con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
387	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
388	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
389	Fin de bunker	Inico cruce Ferrocarril del Atlántico	1.08E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
390	Inico cruce Ferrocarril del Atlántico	Fin de cruce ferrocarril	1.87E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
391	Fin de cruce ferrocarril	Inicio Carretera La Mata - La Gloria	7.66E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
392	Inicio Carretera La Mata - La Gloria	Fin de carretera	1.53E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
393	Fin de carretera	Kit de aislamiento en city Gate	4.09E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
394	Unión Ramal Gamarra con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
395	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
396	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
397	Fin de bunker	Inicio Cruce carretera	7.53E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016
398	Inicio Cruce carretera	Fin carretera	1.70E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
399	Fin carretera	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	2.31E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
400	Inicio cruce Ferrocarril del Atlántico	Fin cruce ferrocarril	2.71E-06	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
401	Fin cruce ferrocarril	inicio clase 3	1.11E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
402	inicio clase 3	Fin de Clase 3	4.02E-05	\$ 277,200	Alto	Ene -Jun 2006	Eval. Directa	Ene-Jun de 2011
403	Fin de Clase 3	Kit de aislamiento en city Gate	1.54E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
404	Unión Ramal Aguachica con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
405	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
406	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
407	Fin de bunker	Kit de aislamiento en city Gate	7.44E-07	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
408	Unión Ramal San Alberto con el troncal	Inicio Bunker	4.27E-08	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
409	Inicio Bunker	Valvula actuador	4.34E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
410	Valvula actuador	Fin de bunker	2.60E-08	\$ 179,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
411	Fin de bunker	Inicio de clase 2	4.53E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2009	Eval. Directa	Ene - Jun 2016

**ANEXO E. NIVEL DE RIESGO DEL GASODUCTO Y PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**

Segmento No	Desde	Hasta	Probabilidad de Falla (fallas / año)	Consecuencia (\$USD)	Nivel de Riesgo	Evaluación de la integridad		
						Fecha Programada	Metodología	Fecha de Reevaluación
412	Inicio de clase 2	Fin Clase 2	4.61E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
413	Fin Clase 2	Inicio clase 2	2.30E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
414	Inicio clase 2	Fin de clase 2	4.87E-05	\$ 276,225	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
415	Fin de clase 2	Inicio HCA	2.98E-04	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017
416	Inicio HCA	Kit de aislamiento en city Gate	1.10E-05	\$ 275,250	Bajo	Ene - Jun 2010	Eval. Directa	Ene - Jun 2017