



**APOYO TÉCNICO EN LA INTERVENTORÍA DE PRUEBAS INDUSTRIALES
APLICADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTO**

METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ

Cód.: 000069486

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2009

**APOYO TÉCNICO EN LA INTERVENTORÍA DE PRUEBAS INDUSTRIALES
APLICADOS EN LA CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTO**

DEPARTAMENTO TÉCNICO

**HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ
Cód.: 000069486**

Informe para optar como Ingeniero Mecánico

Tutores

**GILBERTO CARLO FONTECHA DULCEY
Ingeniero Mecánico**

**JAIME RUIZ MEJÍA
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS

Primero y antes que nada, dar gracias a **DIOS** por darme la oportunidad de estudiar una carrera profesional en una excelente universidad como la PONTIFICIA BOLIVARIANA, y por darme las fuerzas y sabiduría necesaria para afrontar cada obstáculo con la mayor madurez, y por estar siempre a mi lado en cada paso que doy, rodeándome de personas valiosas que han sido mi soporte y compañía a lo largo de mi carrera.

Agradecer siempre a mis padres **LUIS MARTIN MORENO** y **ELSA ALVAREZ** por estar siempre a mi lado brindándome su apoyo durante toda mi época de estudios, por todo el esfuerzo realizado por ellos en procura de mi bienestar y de alcanzar mis metas. A mis hermanos por su ánimo y apoyo que me brindan cada día para seguir adelante.

Igualmente agradezco a todos mis maestros quienes me brindaron sus conocimientos, para alcanzar las herramientas necesarias para afrontar cada uno de los obstáculos que se puedan presentar durante la vida profesional como ingeniero mecánico al igual que los diferentes valores que me permitieron crecer como persona y lograr ser un profesional integral.

Finalmente agradecer a mis compañeros por compartir cada uno de esos momentos de alegría, de tristeza de angustia y de éxito a largo de mi vida universitaria, siempre buscando alcanzar la meta y fortaleciendo los lazos de amistad.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mis padres LUIS MARTIN MORENO CABALLERO y ELSA ALVAREZ DE MORENO quienes con su esfuerzo y apoyo incondicional desde el momento que decidí emprender esta meta de lograr ser ingeniero mecánico me dieron las fuerzas suficientes para superar todo obstáculo presente durante mi carrera, a ellos quienes con su buena orientación y su excelente crianza y su buen ejemplo me brindaron las herramientas suficientes para escoger siempre el mejor camino orientado a ser una persona de bien y un excelente profesional. A mis hermanos JORGE ISAAC MORENO ALVAREZ y DIANA MARCELA MORENO ALVAREZ con quienes compartí momentos de alegría y tristeza a lo largo de mi carrera y aprendimos juntos a superar cada problema.

A mi abuela **FIDELIA CELIS** quien siempre me encomendó a DIOS en sus oraciones para que fuera Él quien siempre me protegiera y brindara la fuerza suficiente para lograr cada una de mis metas, a ella que estuvo pendiente de mi cada día cuando llegaba a casa después de cada jornada de la universidad.

A cada una de las personas que han estado cerca de mí acompañándome con sus oraciones y sus valiosos consejos en días de angustia.

A mis tutores de la práctica que me brindaron su experiencia y conocimientos para afrontar bajo mi criterio las diferentes situaciones en la vida laboral.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVO GENERAL	17
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1 GENERALIDADES DE LA EMPRESA	19
1.1 NOMBRE DIRECCIÓN Y UBICACIÓN	19
1.2 RESEÑA HISTÓRICA	19
1.3 MISIÓN	20
1.4 VISIÓN	20
1.5 POLÍTICAS DE CALIDAD	20
1.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	21
2 MARCO TEÓRICO	22
2.1 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN PARA TRANSPORTE DE GAS	23
2.2 CONSTRUCCIÓN	23
2.3 PRUEBAS REALIZADAS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN.	25
2.3.1 Prueba Radiográfica	25
2.3.2 Prueba Hidrostática	26
2.3.3 Prueba Holyday	26
2.4 INTEGRIDAD DE DUCTOS	27

2.4.1	METODOLOGÍA RBI. INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO	28
2.4.2	SELECCIÓN DEL TIPO DE ANÁLISIS RBI	30
2.4.2.1	ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO.	31
2.4.2.2	ANÁLISIS DE RIESGO SEMICUANTITATIVO	31
2.4.2.3	ANÁLISIS DE RIESGO CUANTITATIVO	32
3.	INTERVENTORÍA DE CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTO	34
3.1	ESTUDIO DE NORMATIVIDAD Y CONDICIONES CONTRACTUALES	34
3.2	CONSTRUCCIÓN DE REGISTROS PARA CONTROL DE ACTIVIDADES	35
3.2.1	FORMATO DE REGISTRO DE ACTIVIDADES DIARIAS	35
3.2.2	FORMATO DE OBRA CIVIL	35
3.2.3	FORMATO CONTROL DE TUBERÍA INSTALADA.	36
3.2.3	FORMATO CONTROL DE PRUEBA HIDROSTÁTICA	37
3.3	APLICACIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS E INTERNACIONALES	38
3.3.1	Profundidad De Tubería.	38
3.3.2	Doblado De Tubería.	40
3.3.3	Cruces Especiales.	44
3.3.4	Soldadura De Tubería	46
3.3.5	Pruebas Realizadas	49
3.3.6	Otras actividades realizadas	53
3.3.7	ENTREGABLES	55

4.	ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LA ESTACIÓN RECEPTORA CITY GATE	58
4.1.	IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA RBI ESTACIÓN RECEPTORA CITY GATE.	60
4.2.	APLICANDO LAS NORMAS INTERNACIONALES API 580, 581	60
4.2.1	Análisis de Consecuencia.	60
4.2.2	Análisis De Probabilidad	64
4.2.2.1	Procedimiento para la determinación del TMSF	65
5.	BASE DE DATOS	72
5.1	Construcción De Base De Datos	72
5.1.1	Diseño De Formularios	75
5.2.1	ENTREGABLES	77
6.	CONCLUSIONES	78
7.	BIBLIOGRAFÍA	80

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: Señalización para la identificación de la tubería.	25
FIGURA 2: Aplicación típica del método de Radiografía	26
FIGURA 3: Matriz de Riesgo	33
FIGURA 4: Protección del fondo de la zanja para ubicación de tubería.	39
FIGURA 5: Bayoneta a tubería para evasión de obstáculos.	40
FIGURA 6: Radios Mínimos para las curvas en tubería.	40
FIGURA 7: Boceto de curvas para tubería, con los respectivos radios.	41
FIGURA 8: Imagen de tubería con las curvas dadas.	42
FIGURA 9: Realización de curvas a la tubería.	42
FIGURA 10: Formato diligenciado del control de tubería instalada.	43
FIGURA 11: Perforación Horizontal Con Topo	44
FIGURA 12: Perforación Horizontal Dirigida	45
FIGURA 13: Cruce Aéreo Sobre Cercha	45
FIGURA 14: Verificación y alistamiento de perfiles para soldadura de juntas.	46
FIGURA 15: Alineamiento de juntas para soldadura	47
FIGURA 16: Electrodo para paso de raíz o fondeo.	47
FIGURA 17: Limpieza con disco abrasivo después del primer pase.	48
FIGURA 18: Electrodos para paso de raíz y pasos de relleno.	48

FIGURA 19: Pases de relleno.	48
FIGURA 20: Presentacion de empalme de junta.	49
FIGURA 21: Proteccion de los empalmes realizados.	51
FIGURA 22: Reparacion de capa protectora contra la corrosion a la tuberia de acero.	52
FIGURA 23: Punto de medicion de presion de prueba hidrostatica.	53
FIGURA 24: estación receptora City Gate en SOLID EDGE	58
FIGURA 25: Etapas de la estación CITY GATE.	59
FIGURA 26: Imagen de hoja de calculo de EXCEL para analisis RBI. Selección de mecanismos de daño.	67
FIGURA 27: Velocidad de Corrosion según De Waard and Williams.	69
FIGURA 28: Imagen de hoja de calculo de EXCEL para analisis RBI. Calculo de velocidad de corrosion por CO2.	70
FIGURA 29: Tabla para determinar la categoria de probabilidad despues de determianar el Sub Factor modulo Tecnico. Tomado de la Norma API 581	71
FIGURA 30: Matriz de riesgo . Tomado de API 581	71
FIGURA 31. Presentación base de datos.	73
FIGURA 32. Vinculo al análisis de Criticidad y base de datos visual.	74
FIGURA 33. Formulario para selección de equipos del sistema de alta presión.	75
FIGURA 34. Formulario control de equipos del sistemas de alta presión.	76
FIGURA 35. Formulario control de equipos de inspección.	77

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: Formato de Registro de Actividades Diarias.	82
ANEXO B: Formato de Obra Civil.	83
ANEXO C: Formato Control de Tubería Instalada	84
ANEXO D: Formato Control de Prueba hidrostática.	85
ANEXO E: Formato de calificación al soldador Según Norma API 581 Numeral 5	86
ANEXO F: Informe de Prueba Radiográfica Aprobada.	87
ANEXO G: Pago de Avance de Obra.	88
ANEXO H: Recibido de Entrega de Informe.	89
ANEXO I: Imagen De Muestra De La Base Visual.	90
ANEXO J: Muestra De Formulario APPENDIX A PARTE B API 581	91

GLOSARIO

- **BAYONETA:** Curva dada a la tubería de acero al carbón para evadir obstáculos presentados en el terreno trazado para la ubicación del gasoducto.
- **CENTRO DE MEDICIÓN:** Centro conformado por lo equipos y lo elementos requeridos para efectuar la regulación, control y medición del suministro del servicio de gas.
- **CITY GATE:** Es una instalación destinada a recibir el gas y realizar un tratamiento al mismo que consiste en filtrado, regulación, medición y odorización.
- **DERECHO DE VÍA:** Franja de terreno destinado a alojar la tubería para la distribución de gas.
- **FACTOR DE DAÑO:** es el tipo de daño presentado en el equipo en análisis y que se encuentra sometido a ciertas condiciones de operación.
- **GASODUCTO:** Sistema de tubería de conducción de gas y que puede operar a diferentes presiones.
- **PRUEBA HIDROSTÁTICA:** Control realizado sobre los envases o tuberías a intervalos definidos, para determinar las condiciones de resistencia, a través de la expansión elástica. La finalidad de la prueba es verificar la seguridad del envase o tubería para su uso continuo.
- **PRUEBA HOLYDAY:** técnica de alto voltaje con la que se identifican zonas en las que el sustrato de protección de corrosión de la tuberías no está cubierto, es decir, cisuras, cráteres, micro orificios, y algunos tipos de imperfecciones por exceso o falta de revestimiento.

- **PRUEBA RADIOGRÁFICA:** Es una prueba de inspección realizada a la soldadura las cuales producen indicaciones de imperfección que pueden ser exactamente interpretadas y evaluadas.
- **RIESGO:** Al riesgo se lo interpreta como la combinación entre la probabilidad (o frecuencia de ocurrencia) y las consecuencias (o severidad) de un peligro. Limitándose su alcance a un ambiente específico y durante un período de tiempo determinado.
- **RBI:** Risk Base Inspection (Inspección basada en el Riesgo).
- **SOLID EDGE:** Software de dibujo asistido por computador.
- **TMSF:** SUB FACTOR MODULO TÉCNICO, permite la categorización de la probabilidad de ocurrencia falla por cada factor de daño.
- **VELOCIDAD DE CORROSIÓN:** Es la variación uniforme o pérdida de material que disminuye los espesores de las tuberías o recipientes sometidos a condiciones corrosivas según el fluido que manejan.

RESUMEN GENERAL DE PRÁCTICA EMPRESARIAL

TITULO: Apoyo técnico a la interventoría de pruebas industriales aplicadas en la construcción de gasoducto.

AUTOR: Holguer Yesid Moreno Alvarez

FACULTAD: Facultad De Ingeniería Mecánica

DIRECTOR: Gilberto Carlos Fontecha Dulcey

RESUMEN

Las actividades realizadas por el estudiante en práctica durante los seis meses en METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP., se ejecutaron durante la interventoría de la construcción de gasoducto en tubería de acero al carbón de 4" y 6" basado en las normas nacionales e internacionales debido a la necesidad de ampliar y mejorar la cobertura de la empresa. Se supervisó y aprobó las labores de transporte y tendido de tubería, doblado y soldadura de tubería, control radiográfico, protección contra la corrosión, bajado de tubería, prueba hidrostática y secado, cruces especiales, empalme red existente, reposición de zonas afectadas y llenado de línea con gas natural, entre otras actividades propias de la interventor como avances de pagos de contrato y el trámite de permisos ante los diferentes entidades públicas. Se obtiene exitosamente la construcción del gasoducto y se permite mejorar y ampliar el suministro de gas natural a diferentes poblaciones. Adicionalmente a la interventoría se empleó la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI), para el análisis de la criticidad y nivel de riesgo de la estación receptora (City Gate) donde se determinaron los mecanismos de daño de los diferentes elementos sometidos a presión y así mismo la velocidad de corrosión y desgaste y por tanto el nivel de riesgo de la estación, analizando las consecuencias y la probabilidad de falla de los equipos. Para integrar y controlar el mantenimiento de los equipos de la estación City Gate se desarrolla una base de datos en Microsoft Office Access 2007 donde se mantiene todos los datos necesarios de los equipos, incluyendo las fechas de mantenimiento, calibración y la descripción del mantenimiento realizado; A esta base de datos se incorpora el diagrama visual de la estación receptora realizada en Excel y el análisis de criticidad de la estación.

PALABRAS CLAVES: Gasoducto, City Gate, Prueba Radiográfica, Prueba Hidrostática, Corrosión, Consecuencia, Probabilidad

INTERNSHIP'S GENERAL SUMMARY

TITLE: Technical support to the commissioning of industrial tests applied in the construction of gas pipelines.

AUTHOR: Holguer Yesid Moreno Alvarez

FACULTY: Faculty of Mechanical Engineering

DIRECTOR: Gilberto Carlos Fontecha Dulcey

SUMMARY

The activities realized by the student in the internship during the six months in METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP., were executed during commissioning of the construction of gas pipeline in the 4" and 6" coated steel pipe based on the national and international standards due to the necessity to extend and to improve the cover of the company. Pipe transporting were supervised and approved as well as laying dubbing and welding, x-ray control, protection against the corrosion, lowering, hydrostatic testing and special drying, crossings, joining to existing networks, replacement of affected zones and filling of line with natural gas, among other activities associated, such as advances of contract payments and the proceedings of permissions before the different public organizations. The construction of the gas pipeline is successfully obtained and it allowed the improvement and to extend the natural gas provision to different populations. In addition it was used the methodology of inspection based on the risk (RBI), for the analysis of the criticality and risk level of the receiving station (City Gate) where they also determined the mechanisms of damage of the different elements under pressure and the rate of corrosion, then finding the risk level of the station, analyzing the consequences and the probability of fault of the equipment. In order to integrate and to control the maintenance of the equipment of the City Gate station, it is developed a data base in Microsoft Office Access 2007 where necessary data of the equipment are kept, including the dates of maintenance, calibration and the description of the realized maintenance; To this data base, visual diagram of the receiving station, done in Excel was added and the analysis of criticality of the station.

KEY WORDS: Gas pipeline, City Gate, X-ray Test, Hydrostatic Test, Corrosion, Consequence, Probability

INTRODUCCIÓN

En la práctica industrial desarrollada en METROGAS S.A. durante seis meses se alcanzaron tres objetivos diferentes, y cada uno desarrollado en tiempos y duraciones diferentes.

Primero, la interventoría de la construcción de gasoducto que se desarrollo durante los seis meses de la práctica, donde la primera fase de esta interventoría se dio en la recopilación de datos y normas necesarias para aplicar durante la construcción del mismo, de igual forma conocer los términos del contrato entre las partes con el fin de poder exigir los acuerdos planteados en el contrato primigenio.

La segunda fase de la interventoría se ejecuto en campo con la verificación y aprobación de los procedimientos descritos en la normas, llevando lo reportes diarios del avance de obra en formatos realizados por el estudiante en práctica.

Finalmente la tercera fase consiste en la liquidación del contrato de la construcción de gasoducto, donde se realiza el acta de finalización y liquidación del mismo, cancelando la totalidad del costo de la obra.

El Segundo objetivo, fue el análisis de criticidad y riesgo de la estación receptora City Gate, empleando el estudio de inspección basada en el riesgo (RBI), este objetivo se realizó alternadamente con la interventoría del gasoducto durante dos meses. La primera parte de este objetivo consistió en la recopilación de datos de la estación y de cada uno de los equipos que la conforman junto con las condiciones en las que trabaja, así mismo información sobre la metodología RBI donde se toma como guía la norma **API 581**.

El siguiente paso después de recopilar toda la información necesaria es aplicar la norma según cada situación encontrada en la estación receptora, en este paso se determina los mecanismos de daño de los equipos de la misma, se calcula las

velocidades de corrosión con el fin de encontrar la probabilidad de falla y el nivel de las consecuencias. Una vez categorizada la probabilidad de falla y las consecuencias, empleado la matriz de la criticidad de la norma se fija el nivel de criticidad de la estación receptora City Gate.

Como complemento a este análisis, se realiza un diagrama visual de la estación City Gate con ayuda de software de dibujo asistido por computador SOLID EDGE y una hoja de cálculo de EXCEL donde se indica la presión a la que se encuentra sometida cada etapa de la estación y la edad de la tubería.

El Tercer objetivo es la creación de una base de datos en Microsoft Office Access 2007, donde se lleva el registro de cada uno de los equipos de las estaciones y el control del mantenimiento y calibración realizada a cada uno de ellos, con el fin de mantener un histórico de cada equipo brindando una herramienta adecuada para la programación futura del mantenimiento y del mejoramiento del análisis de la criticidad de las estaciones.

En ésta base de datos se incorpora de igual forma el análisis de criticidad de la estación City Gate soportada en la metodología RBI, así como el diagrama visual de la estación.

OBJETIVO GENERAL

Apoyar al departamento técnico en la interventoría o supervisión de la construcción de gasoducto, con base en la Norma Técnica Colombiana y consideraciones especiales de la empresa, aplicando los conocimientos adquiridos durante mi formación profesional; para asegurar el cumplimiento detallado y calidad del desarrollo del objeto del contrato entre las partes.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comprobar el cumplimiento de las descripciones hechas con el contratista en el desarrollo de las obras de instalación del gasoducto basado en las **Normas Técnicas Colombianas**, en especial la **NTC 3728** y las **Normas internacionales** tanto del **API** como de la **ANSI/ASME**, especialmente la **API 1104, API 1105, API 1110, ANSI/ASME B 31.8**
- Elaborar la documentación y formatos necesarios para el control de obra especificando cada detalle necesario que permita tener un registro de la forma como se realiza y el estado final de la instalación de la tubería.(fecha, lugar, tramo, tipo de tubería, diámetro, longitud, numero de tubo, doblado de tubería, Radiaje de juntas, observaciones)
- Elaborar el informe técnico al finalizar la instalación del gasoducto basado en las condiciones finales de la tubería a partir de la fecha que el practicante ingresa al campo donde se llevan a cabo las obras respectivas, en cuanto a posiciones de ángulos y curvas dadas a la misma, datos de las pruebas realizadas: (**control radiográfico, reposición de las zonas afectadas al revestimiento protector de corrosión mediante la prueba de Holyday, pruebas hidrostáticas y procedimientos de soldadura**), y planos AS BUILD donde se detallará todos los cruces especiales y todos los puntos de referencia que puedan orientar la correcta ubicación de la tubería.
- Crear una base de datos virtual con las especificaciones técnicas de manejo control y mantenimiento de cada una de las estaciones reguladoras y la estación receptora, basado en históricos de mantenimiento de las mismas.
- Elaborar el informe general del desarrollo de la práctica, siguiendo cada detalle basado en las normas antes descritas.

1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

1.1 NOMBRE DIRECCIÓN Y UBICACIÓN

NOMBRE: METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP.

DIRECCIÓN: Calle 31 A No 26 -16 Of. 803 Centro Empresarial La Florida,
Cañaveral- Floridablanca – Santander.

CONMUTADOR: (05) (7) 6384935

TELE FAX: (05) (7) 6389374

E-mail: Metrogas@metrogasesp.com

FLORIDABLANCA - COLOMBIA

1.2 RESEÑA HISTÓRICA

Constituida en 1981 como Empresa Metropolitana de Distribución de Gas Natural para Floridablanca y demás Municipios de Santander. Mediante escritura pública número 2495 del 5 de octubre de 1987 se modificó su nombre por el de METROGAS DE COLOMBIA S.A. Los trabajos de construcción se iniciaron en julio de 1984 y terminaron en agosto de 1985 habiendo construido 5,3 Km. de red de acero con diámetro de 4" y 6", una estación medidora, dos estaciones de regulación y cerca de 60 Km. de redes de polietileno dando al servicio el plan piloto para los barrios Lagos I, II, III y la urbanización Bucarica, para un cubrimiento de 6.500 viviendas. El 19 de mayo de 1988 se firmó con el Gobierno Nacional el contrato de concesión para Floridablanca por 50 años prorrogable por un lapso de 20 años.

Es una empresa que se encuentra acreditada como organismo de inspección tipo C por la Superintendencia de Industria y Comercio, a través de las resoluciones 19360 y 31490 del 2003.

Metrogas de Colombia S.A.E.S.P. el 29 de enero de 2004, recibió el concepto favorable por parte del auditor de otorgamiento del Sistema de Gestión de Calidad NTC ISO 9001: 2000, con alcance en las ventas de acometidas e instalaciones, inspección y puesta en servicio de internas para suministro de gas, hecho que será ratificado por el Comité de Certificación del Sistema de Calidad de ICONTEC, y posteriormente confirmado por el concejo directivo de dicha entidad.

1.3 MISIÓN

La misión de METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP. es prestar un excelente servicio de distribución y comercialización de gas natural, así mismo la inspección y certificación de instalaciones para suministro del servicio público de gas combustible en edificaciones residenciales y comerciales como organismo de inspección acreditado; brindando respaldo, seguridad y calidad de vida a todos nuestros usuarios.

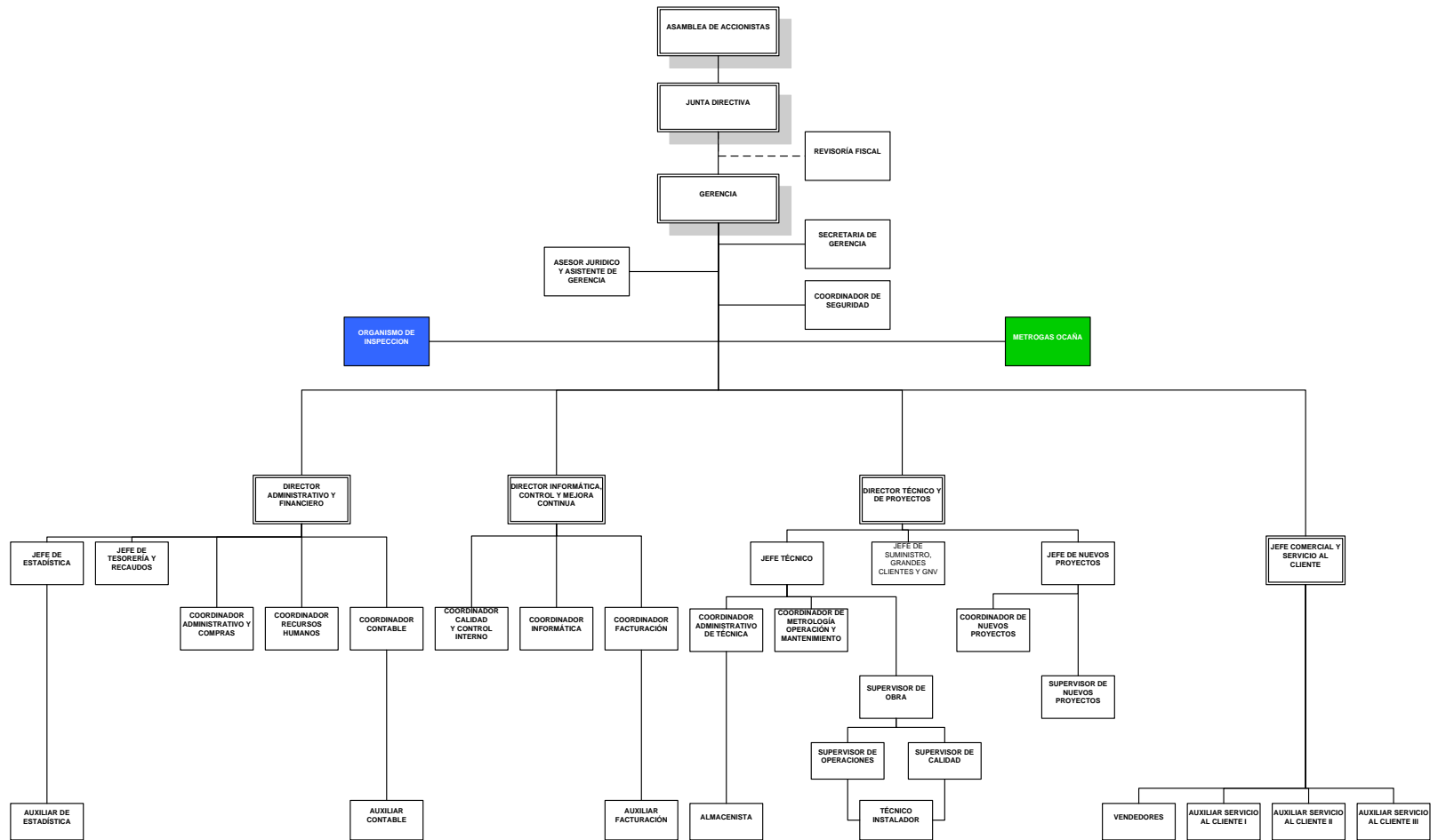
1.4 VISIÓN

En el año 2011 seremos una empresa internacional de distribución y comercialización de gas natural con responsabilidad social.

1.5 POLÍTICAS DE CALIDAD

Es política de METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. satisfacer de manera plena y oportuna las necesidades de nuestros clientes, cumpliendo requisitos de calidad, reglamentarios, ambientales y de seguridad, para ello contamos con personal competente, identificado con los valores de la organización, y comprometidos con el mejoramiento continuo del Sistema de Gestión de la Calidad.

1.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



(Las generalidades de la empresa fueron suministradas por el departamento de calidad)

2 MARCO TEÓRICO

El contenido y desarrollo de esta práctica se encuentra enfocada en la interventoría de la construcción de un gasoducto en tubería de acero al carbón, en donde se aplica las normas nacionales e internacionales para la implementación de este tipo de líneas sometidas a alta presión para el transporte de gas natural.

Adicionalmente para poder realizar la distribución de gas natural a través de líneas de acero se requiere de una estación receptora donde se lleva a cabo ciertos procesos tales como filtrado, regulación de presión, medición y odorización; para efectuar dichos procesos es necesario el empleo de diferentes y determinados equipos los cuales estarán igualmente sometidos a las presiones de trabajo de dicha estación, sin embargo el empleo de estos equipos significa tener un plan de mantenimiento apropiado para disminuir el nivel de riesgo que genera el funcionamiento de una estación donde se maneja gases inflamables sometidos a alta presión y con un alto flujo volumétrico a través de la tubería y de los diferentes componentes.

Para determinar el grado de criticidad de una estación donde se encuentran diferentes recipientes sometidos a presión, existe variadas metodologías que permiten encontrar un nivel de riesgo para este tipo de infraestructura. A lo largo de este informe se trabajará con una metodología que consiste en la inspección basada en el riesgo (RBI), metodología que permitirá encontrar el nivel actual de riesgo en la estación City Gate, con el fin de dejar una base de datos que permita desarrollar próximamente un plan adecuado de mantenimiento de la misma.

2.1 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN PARA TRANSPORTE DE GAS (GASODUCTOS)

Un gasoducto es un sistema de conducción que permite el transporte de gases combustibles a gran magnitud, este movimiento de gas se hace a través de tuberías de acero y a una alta presión desde un lugar de origen hasta el punto de regulación.

Los gasoductos generalmente se construyen enterrados en zanjas a una profundidad mínima de 1.2 m según las especificaciones de Normas Nacionales e Internacionales. A lo largo de un gasoducto es necesaria la ubicación de elementos tales como válvulas, manómetros y desfuegos que permitan el control del flujo en caso de incidentes.

2.2 CONSTRUCCIÓN

Un gasoducto puede iniciar tanto en el yacimiento o en una planta de regulación donde se disminuye o aumenta la presión para ser transportado a lo largo de otra tubería.

El proceso de construcción de un gasoducto está regulado por una serie de normas tanto nacionales como internacionales donde se describe todas las técnicas, métodos y condiciones en las que se debe construir para brindar la seguridad necesaria para el transporte de gases combustibles a alta presión.

Según el diseño y el trazado de la tubería, se realiza una zanja con una profundidad y ancho determinado manteniendo libre el fondo de la zanja de cualquier obstáculo que pueda causar un daño mecánico a la tubería, si el terreno presenta demasiado irregularidad en el fondo donde se apoyara la tubería es necesario crear un colchón de arena para crear una superficie uniforme donde se pueda soportar la tubería.

Una vez realizada la zanja, se tiende la tubería a lo largo de la misma en su parte superior sobre bloques de madera para ser unido cada tramo a través de soldadura eléctrica. El proceso de soldadura igualmente es regulado por normas internacionales en especial por la API 1104. Las uniones de la tubería son protegidas con un polímero adherido a través de calor con el fin de aislar esta zona de la corrosión, no obstante la tubería utilizada para este tipo de construcción posee una capa aislante generalmente de polietileno de hasta 10 mm que protege el metal de la corrosión, sin embargo es necesario emplear técnicas que brinden una mayor seguridad contra la corrosión y para esto habitualmente se aplica una protección catódica utilizando ánodos de sacrificio o corriente impresa.

Durante la construcción del gasoducto y según el trazado se hace necesario realizar giros por lo que se emplea una dobladora de tubería para dar los grados necesarios y formar una curva suave siguiendo las indicaciones de la norma.

Para el paso a través de fuentes hídricas o el cruce de vías se emplea técnicas especiales de perforación horizontal o perforación dirigida donde no se realiza zanja, simplemente se hace pasar la tubería por la perforación ejecutada. En otras ocasiones es posible realizar cruces aéreos, donde se monta una estructura que soporta la tubería para el paso de quebradas o ríos.

Una vez la tubería es ubicada en el fondo de la zanja y se han practicado las pruebas mecánicas correspondientes, se hace un tapado inicial con tierra escogida libre de partículas solidas que causen daño a la capa protectora de polietileno, ésta primera capa tiene un espesor mínimo de 20 cm y es apisonada de forma manual; seguidamente se aplica otra capa de igual espesor y es apisonada empleando equipos mecánicos, igualmente una vez realizada la segunda compactación, se ubica a lo largo de la zanja una cinta de color rojo con los logos representativos de la empresa a la cual pertenece la tubería, para indicar la presencia de los ductos de transporte de gas, adicionalmente los teléfonos en caso de presentarse alguna emergencia.



FIGURA 1: Señalización para la identificación de la tubería.

2.3 PRUEBAS REALIZADAS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN.

2.3.1 Prueba Radiográfica

La inspección de la soldadura puede ser hecha durante el proceso de soldado o después que se haya completado, por medio de pruebas no destructivas. Dichas pruebas pueden consistir en inspecciones radiográficas, las cuales producen indicaciones de imperfección que logran ser exactamente interpretadas y evaluadas.

La radiografía como método de prueba no destructivo, se basa en la capacidad de penetración que caracteriza principalmente a los Rayos X (fuentes electrónicas) y a los Rayos Gama (fuentes isotópicas). Con este tipo de radiación es posible irradiar un material y, si internamente, este material presenta cambios internos considerables como para dejar pasar, o bien, retener dicha radiación, entonces es posible determinar la presencia de dichas irregularidades internas, simplemente midiendo o caracterizando la radiación incidente contra la radiación retenida o liberada por el material.

Comúnmente, una forma de determinar la radiación que pasa a través de un material, consiste en colocar una película radiográfica, cuya función es cambiar de Tonalidad en el área que recibe radiación.

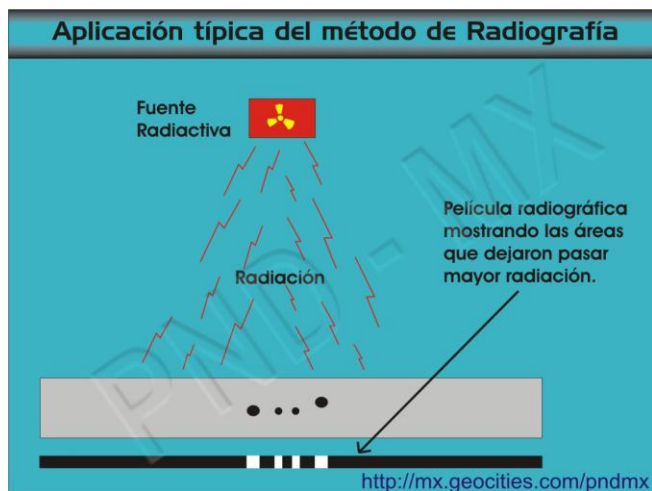


FIGURA 2: Aplicación típica del metodo de Radiografia.

Tomado de: <http://mx.geocities.com/pndmx/>

2.3.2 Prueba Hidrostática

Todas las líneas de transporte de gas deben ser sometidas a pruebas hidrostáticas con el fin de verificar la resistencia mecánica durante un periodo de tiempo, debido a que la presión de operación puede generar esfuerzos circunferenciales mayores o iguales al 30% del límite de fluencia mínimo especificado para el material.

La prueba hidrostática se realizará en un periodo de 24 horas, utilizando agua como medio de prueba. Durante la realización de la prueba hidrostática se contará con documentos y formatos necesarios para el registro de las variables propias

2.3.3 Prueba Holyday

Después de unir una serie de tubos y de instaladas las mangas de protección, es necesario realizar la prueba de detección de Holiday o técnica de alto voltaje.

Con esta técnica se identifican zonas en las que el sustrato no está cubierto, es decir, cisuras, cráteres, micro orificios, y algunos tipos de imperfecciones por exceso o falta de revestimiento.

Localiza todas las imperfecciones de un revestimiento aislante en sustratos conductores. La técnica de alto voltaje puede utilizarse para pruebas en revestimientos de más de 7mm (275 milipulg.) de espesor. Este método es ideal para inspeccionar tuberías y otros revestimientos protectores.

Una fuente eléctrica genera un alto voltaje de C.C. que está conectado a una sonda con retorno a tierra conectado al sustrato. Al pasar la sonda por el sustrato revestido, una chispa indicará la imperfección en el punto de contacto que enciende la alarma.

2.4 INTEGRIDAD DE DUCTOS

Con el propósito de prevenir la ocurrencia de daños y fallas durante el ciclo de vida útil de los equipos y ductos sometidos a presión para el transporte de gas, y en particular evitar fallas que produzcan tragedias que involucren pérdidas humanas, daños irreparables al ambiente y grandes afectaciones al nombre y al sistema económico de las compañías, se plantea metodologías que permiten realizar un análisis de riesgo tomando como base la integridad de las estructuras sometidas a presión.

Las metodologías que se involucran en la integridad de la estructuras se basan en la inspección donde implica la planificación y evaluación de exámenes para indicar las condiciones metalúrgicas y físicas de los equipos y estructuras donde se demuestra aptitud para desarrollar su función.

2.4.1 METODOLOGÍA RBI. INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO

"... API (American Petroleum Institute) presentó en 1996 su enfoque de la inspección basada en el riesgo (Risk-Base Inspection- RBI) como desarrollo de los trabajos de investigación y desarrollo realizados; desarrolló una metodología que utiliza el análisis de riesgos para priorizar y gerenciar los programas de inspección de los equipos en servicio. El proyecto RBI fue iniciado en 1993 trabajando junto con Amoco, ARCO, ASHLAND, BP, Chevron, CITGO, Conoco, Dow Chemical, DNO, DSM Services, Equistar EXXON, Fina, Koch, Marathon, MOBIL, Petro-Canada, Philips, Saudi Aramco, SHELL, Sun, TEXACO Y UNOCAL..."¹

RBI permite evaluar cualquier combinación de los siguientes riesgos para tomar decisiones concernientes a cuando, donde y como inspeccionar una planta de procesos:

- Riesgo para los empleados que trabajan en la planta.
- Riesgo para la comunidad
- Riesgo a la interrupción del negocio
- Riesgo de daño al ambiente

Esta metodología combina la probabilidad de ocurrencia de las fallas con sus consecuencias. Como resultado se puede elaborar un programa de inspección destinado a definir, cuantificar y controlar los riesgos a las fallas en los equipos, fijando prioridades y frecuencias de inspección.

Es necesario aclarar que el riesgo no puede reducirse a cero solo por esfuerzos de inspección y mitigación. Existe otros factores que generan riesgo sin importar la metodología que se aplique para mitigar el mismo, algunos de estos factores pueden ser:

¹ TOMADO DE: CTI ASME IBR SOLARI VENEZUELA 2007 color.pdf

- Errores humanos
- Desastres naturales
- Sabotajes
- Errores de diseño
- Mecanismos de degradación desconocidos

Todo programa RBI debe incluir los siguientes métodos:

- ✓ Sistema de Gestión para mantener la documentación, calificaciones de personal, datos requeridos y actualización de los análisis.
- ✓ Método documentado para la determinación de las consecuencias de falla.
- ✓ Método documentado para la determinación de la probabilidad de falla.
- ✓ Metodología para la gestión de riesgos a través de las actividades de inspección y mitigación.

Los beneficios de la metodología RBI son:

- Reducción de riesgos de instalaciones y equipos.
- Aceptación/ comprensión del riesgo.
- Reducción de costos.

Equipos cubiertos por la metodología RBI son:

- ✚ Recipientes a presión
- ✚ Cañerías de proceso
- ✚ Tanques de almacenaje
- ✚ Calentadores y calderas

- ✚ Intercambiadores de calor
- ✚ Dispositivos de alivio de presión

2.4.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE ANÁLISIS RBI

Existen tres diferentes tipos de análisis RBI, CUALITATIVO, SEMI CUANTITATIVO Y CUANTITATIVO, los cuales su implementación depende de:

- Objetivo del estudio
- Número de instalaciones y equipos
- Recursos disponibles
- Tiempo disponible para realizar el trabajo
- Complejidad de instalaciones y procesos
- Naturaleza y calidad de los datos disponibles

Como se menciona anteriormente la determinación de la criticidad de los equipos se realiza combinando la probabilidad de falla y sus consecuencias. Cada análisis mencionado anteriormente emplea su propio método para determinar las consecuencias y la probabilidad de falla.

2.4.2.1 ANÁLISIS DE RIESGO CUALITATIVO.

Se emplea un cuestionario para evaluar la probabilidad y consecuencias asociadas a un conjunto de equipos, y poder así determinar una criticidad preliminar.

Para la evaluación de la probabilidad se valoran seis factores que influyen en la posibilidad de una pérdida importante. El formulario para esta evaluación se encuentra en el APPENDIX A PARTE A de la norma API 581.

Igualmente para el análisis de las consecuencias se evalúan en:

- ⊕ Inflamables y toxicas
- ⊕ Ambientales
- ⊕ Interrupción de negocio

Un análisis de consecuencia se determina según el APPENDIX A PARTE B

2.4.2.2 ANÁLISIS DE RIESGO SEMICUANTITATIVO

Este análisis encuentra la probabilidad de falla directamente a partir del **Sub Factor Modulo Técnico (TMSF)** considera las consecuencias sin tener en cuenta todos los riesgos, excluye riesgos ambientales y de interrupción de negocio.

El análisis de consecuencia puede ser cualitativo, semi cuantitativo o cuantitativo.

Una vez encontrado el TMSF y analizado el equipo es posible convertirlo en categoría de probabilidad y si ya se ha determinado la categoría de consecuencia por cualquiera de los métodos, es posible determinar el nivel de riesgo del equipo.

Pasos para determinar el TMSF:

- Identificar el mecanismo de daño empleando los módulos técnicos API 581
- Determinar la velocidad / Susceptibilidad de Daño para cada mecanismo de daño.
- Determinar el TMSF (Sub Factor Modulo Técnico), para cada mecanismo de daño.
- Sumatoria de todos los TMSF que correspondan al mismo equipo.
- Determinar la categoría de probabilidad de la tabla de conversión.

2.4.2.3 ANÁLISIS DE RIESGO CUANTITATIVO

Como los anteriores análisis, este se emplea para determinar el riesgo de un equipo.


Se evalúa la probabilidad a partir de una probabilidad genérica corregida por factores propios de la instalación, del equipo y de la gestión, entre los que se emplea el Sub Factor Modulo Técnico TMSF y el factor obtenido evaluando la gestión de riesgos.

Las consecuencias se determinan de forma muy detallada.







Este análisis se encuentra en la norma internacional **API 581** en su capítulo 6.

Independientemente de la metodología empleada la probabilidad de falla se determina en el RBI a partir de dos consideraciones.

- 📄 Mecanismo de daño y velocidades de daño de los materiales del equipo, resultantes de su servicio en el ambiente operativo.

-  Efectividad del programa de inspección para identificar y monitorear los mecanismos de daño de manera que el equipo pueda ser reparado o reemplazado antes que falle.

Igualmente para la consecuencia de falla, independientemente del análisis empleado, se determinan en RBI a partir de los siguientes factores.

-  Eventos inflamables
-  Liberación de sustancias tóxicas
-  Liberación de otros fluidos peligrosos (vapor, ácidos, agua caliente)
-  Consecuencias ambientales
-  Consecuencias a la producción
-  Impacto del mantenimiento y reconstrucción

Una vez se tiene los resultados del análisis de probabilidad y de consecuencia de cada equipo, se emplea la matriz de análisis de riesgo para determinar la criticidad del equipo o de la unidad.

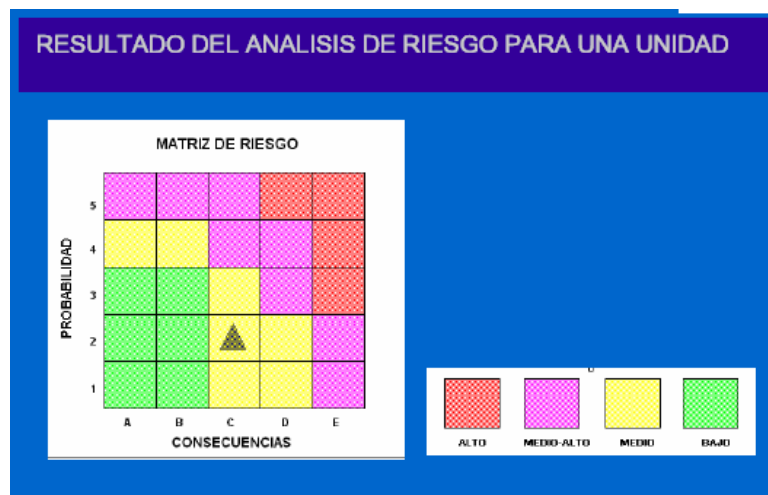


FIGURA 3: Matriz de Riesgo

Tomado de: CTI ASME IBR SOLARI VENEZUELA 2007 color.pdf

3. INTERVENTORÍA DE CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTO

Antes de iniciar la interventoría de construcción de gasoducto fue necesario conocer la normatividad nacional e internacional que aplica para la construcción de mismo, al igual que las condiciones de la contratación de la empresa encargada de desarrollar la obra.

3.1 ESTUDIO DE NORMATIVIDAD Y CONDICIONES CONTRACTUALES

Se estudia las características técnicas del proyecto, donde se logra conocer y entender cuál es el proceso para la construcción de un gasoducto, el tipo de obras que se deben realizar y que normatividad rige la construcción de un gasoducto. Se dedico un tiempo para el estudio de la Norma Técnica Colombiana **NTC 3728**, y Las Normas Técnicas Internacionales **ASME B31.8** y **API 1104**. De igual forma se estudio el contrato pactado con el ejecutor de la obra. Contrato de obra para la construcción de gasoducto desde Floridablanca- hasta la estación de servicio San Pedro, cuya empresa encargada es TK ASME API INGENIERÍA. Especializada en la construcción e instalación de recipientes a presión y tubería para trasporte de fluidos a alta presión.

Se hace un reconocimiento en campo donde se desarrollaban las obras, para conocer el punto en que se encuentra la construcción, y se recibe un entrenamiento de 20 días por parte del ingeniero Miller Acosta quien se encontraba en esos instantes a cargo de la interventoría del proyecto.

Entrenamiento que consistió en conocer los detalles del gasoducto y que consideraciones se deben tener durante la ejecución del mismo, que tipo de pruebas se realizan durante y después de la construcción, Además de las acciones de administración que se deben tener durante el desarrollo de la obras.

3.2 CONSTRUCCIÓN DE REGISTROS PARA CONTROL DE ACTIVIDADES

Los registros son formatos desarrollados para llevar el control de las actividades diarias durante la construcción del gasoducto, fueron definidos basados en las normas nacionales e internacionales y tras la inexistencia de estos formatos para el control de actividades diarias, control de la tubería instalada, control de obra civil, ni registro de datos tomados en campo de las pruebas realizadas a la tubería.

3.2.1 FORMATO DE REGISTRO DE ACTIVIDADES DIARIAS. Se consignaron en este formato cada labor desarrollada durante cada día en los diferentes frentes de trabajo, donde se especifica cuáles fueron los avances y los obstáculos presentados². Este formato lo conforma:

- Fecha
- Lugar o frente de trabajo
- Descripción del trabajo
- Observaciones
- Registro fotográfico.

3.2.2 FORMATO DE OBRA CIVIL. en este formato se incluyo las diferentes actividades civiles propias para la ubicación de tubería para el transporte de gas. Adicionalmente se especifica la fecha y el lugar donde se realiza la actividad³. Este formato lo conforma.

- Proyecto
- Fecha
- Hora

² Véase Anexo A: Formato de Registro de Actividades Diarias.

³ Véase Anexo B: Formato de Obra Civil.

- Lugar o frente de trabajo
- Tramo (el gasoducto fue distribuido en diferentes tramos a lo largo del mismo)
- Corte y rotura de concreto en andenes
- Corte y rotura de concreto en vías
- Corte y rotura de pavimento en vías
- Reposición de concreto en andenes
- Reposición de pavimento en vías
- Excavación de zanja
- Perforación
- Otros

Para cada uno de los ítems anteriores se tiene una casilla donde plasma la longitud o profundidad según corresponda de la actividad desarrollada en cada jornada.

3.2.3 FORMATO CONTROL DE TUBERÍA INSTALADA. Este registro se realizó con el fin de mantener un control detallado de la tubería instalada, de modo que se pueda identificar la longitud de la tubería, el número de tubo, número de junta, profundidad y ubicación⁴. Este formato lo conforma.

- Proyecto
- Fecha

⁴ Véase Anexo C: Formato Control de Tubería Instalada

- Lugar
- Tramo
- Obra
- Tipo de tubería
- Diámetro de tubo
- Profundidad
- Doblado de tubería (si – no)
- Grados de las curvas
- Radiaje de juntas
- Protección de juntas
- Observaciones (nombre del soldador, entre otras)
- Registro fotográfico

3.2.4 FORMATO CONTROL DE PRUEBA HIDROSTÁTICA. Una vez que es construido un tramo de tubería se realizan las pruebas necesarias según las normas técnicas colombianas e internacionales, entre ellas las pruebas hidrostáticas, para llevar el control y registro de dicha prueba se realizó el formato que contiene⁵:

- Proveedor del servicio
- Tubería o circuito a probar

⁵ Véase Anexo D: Formato Control de Prueba hidrostática.

- Presión y duración de la prueba
- Rango de toma de lecturas de la prueba
- Método de limpieza una vez finalizada la prueba
- Fecha y hora de inicio de la prueba
- Datos tomados durante la prueba
 - ✓ Hora
 - ✓ Temperatura (c)
 - ✓ Presión (Bar-psi)
- Registro fotográfico

3.3 APLICACIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS NACIONALES E INTERNACIONALES

Durante la interventoría de la construcción de gasoducto es necesario tomar decisiones frecuentes, debido a los diferentes obstáculos que se presentan a lo largo del mismo, decisiones que es preciso tomar basado en las normas técnicas nacionales e internacionales de la construcción de gasoductos y tuberías sometidas a presión.

3.3.1 Profundidad De Tubería.

Cuando no es posible dar la profundidad mínima exigida por las Normas, debido a condiciones del terreno u otros factores es necesario decidir la profundidad y la forma de cómo superar los obstáculos presentados.

Los principales obstáculos encontrados fue la dureza del terreno donde a pesar del empleo de maquinaria para demoler las grandes rocas halladas y realizar el trazado de la zanja fue insuficiente para dar las condiciones indicadas a la franja por lo que es necesario realizar bayonetas a la tubería para evadir estos obstáculos.

En base a la norma **NTC 3728** en su numeral **5.1.1.1** se decide hacer una protección en lozas de hormigón para proteger la tubería de las cargas externas a las que se pueda ver sometida; igualmente cuando el fondo de la zanja no es suficientemente uniforme para ubicar la tubería sin ocasionar daños en la misma, se siguen las recomendaciones de la **Norma Técnica Colombiana NTC 3728** en el numeral **5.1.3** donde se aplica un colchón en arena de aproximadamente 10 cm, para poder asentar la tubería y evitar daños a la misma.



FIGURA 4: Protección del fondo de la zanja para ubicación de tubería.



FIGURA 5: Bayoneta a tubería para evasión de obstáculos.

Cada una de estas indicaciones son dadas por el interventor de la obra basado en las Normas Técnicas toda vez que es el responsable que la construcción se haga cumpliendo con todos los estándares que rigen estas construcciones.

3.3.2 Doblado De Tubería.

Es necesario Revisar y corroborar que las curvas dadas a la tubería, cumplan con los radios mínimos que indica la norma **ASME B31. 8** en el numeral **841.231**.

Nominal Pipe Size	Deflection of Longitudinal Axis, deg	Minimum Radius of Bend in Pipe Diameters [see 841.231(c)]
Smaller than 12	841.231(d)	18D
12	3.2	18D
14	2.7	21D
16	2.4	24D
18	2.1	27D
20 and larger	1.9	30D

FIGURA 6: Radios Mínimos para las curvas en tubería.

Tomado de la Norma ASME B31.8

Las curvas previstas, consideradas por la **interventoría** como críticas, antes del doblado eran verificadas empleando el software de dibujo asistido por computador “Solid Edge” en donde se hace un dibujo previo donde se puede apreciar la dimensión del radio de curvatura.

Las unidades de los radios que se aprecian en la imagen tomada del software están en milímetros.

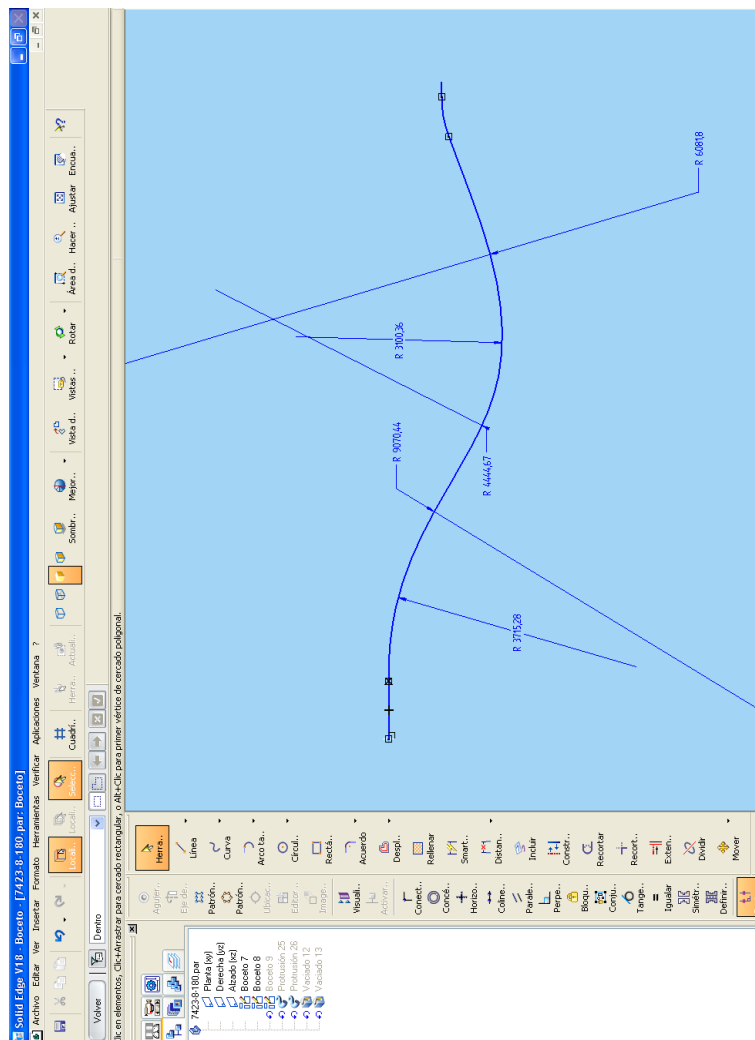


FIGURA 7: Boceto de curvas para tubería, con los respectivos radios.

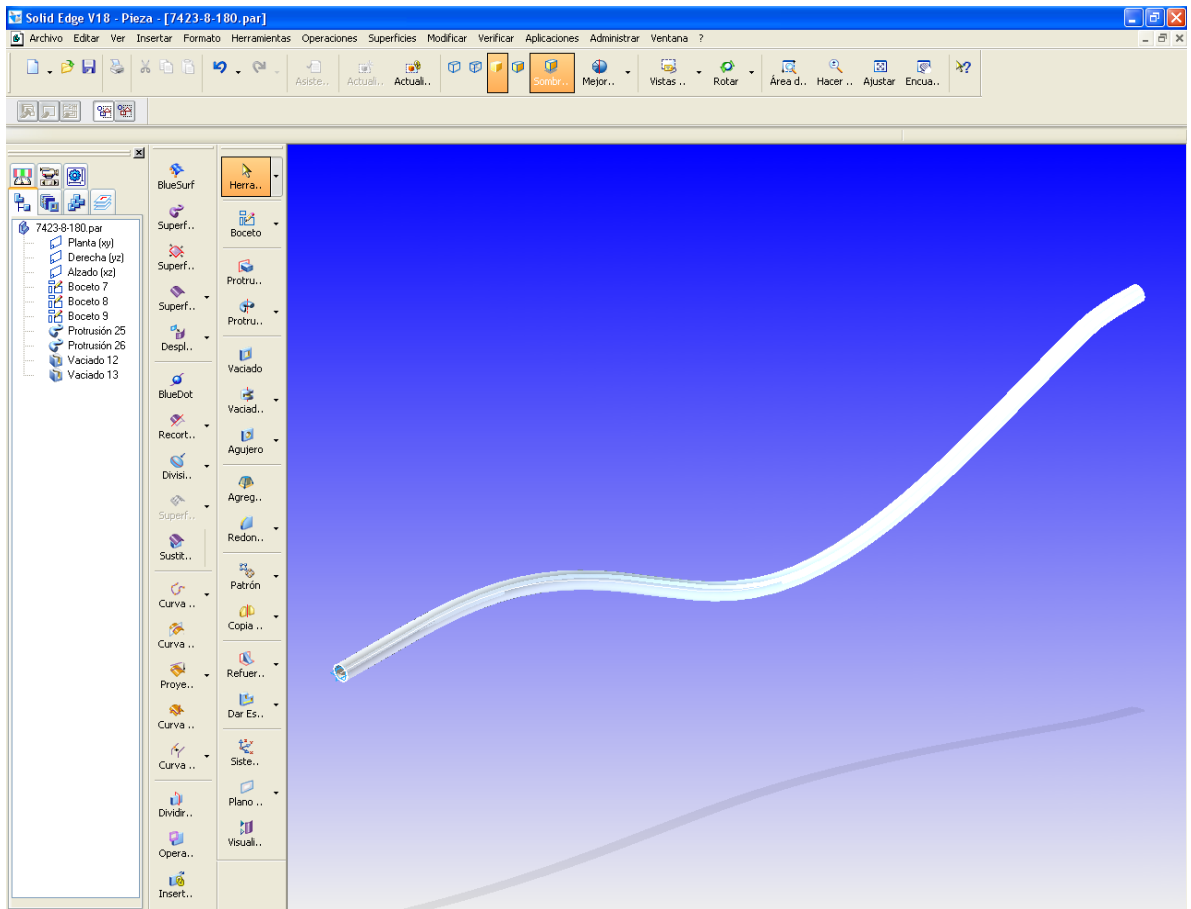


FIGURA 8: Imagen de tubería con las curvas dadas.

Una vez verificados los radios de curvatura y que están en los rangos que permite la norma, se procede a realizar las curvas en la tubería.



FIGURA 9: Realización de curvas a la tubería.

Durante la construcción del gasoducto se llevo un control detallado de la tubería instalada donde se registra el tipo de tubería, el número de identificación, el lugar y fecha de instalación, proyecto donde se instala la tubería, tramo correspondiente, diámetro de la tubería, longitud del tubo, doblado de tubería, grados de la curva, protección de juntas, observaciones y registro fotográfico.

METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. Centro Empresarial la Florida Floridablanca, Cañaveral, Sant. Tel: 6 384526		INTERVENTORIA PROYECTO GASODUCTO, METROGAS FLORIDABLANCA, SANTANDER		DTO. TECNICO METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. Formato CONTROL DE TUBERIA INSTALADA	
				Elaboró:	HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ
				Revisó:	Fecha: 15/6/08
TUBERIA INSTALADA				REGISTRO FOTOGRAFICO	
FECHA	07/07/2008	LUGAR	EL MANANTIAL	TRAMO	1
HORA		PROYECTO	LOOP 6"		
TIPO DE TUBERIA	ACERO AL CARBONO		DIAMETRO 6"	LONGITUD	39,6
NUMERO DE TUBO	7423-8-179		PROFUNDIDAD		
DOBLADO DE TUBERIA	SI	X	GRADOS DE LA CURVA	CHD 43	RADIAJE DE JUNTAS
	NO		V= 9,10 m		
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES	fin del tramo 1 el Manantial				
FECHA	09/07/2008	LUGAR	VILLA PIEDRA DEL SOL	TRAMO	2
HORA		PROYECTO	LOOP 6"		
TIPO DE TUBERIA	ACERO AL CARBONO		DIAMETRO 6"	LONGITUD	40,1
NUMERO DE TUBO	7423-1-21		PROFUNDIDAD		
DOBLADO DE TUBERIA	SI		GRADOS DE LA CURVA		RADIAJE DE JUNTAS
	NO	x			junta 4
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES	Al lado de la quebrada rio de oro				
FECHA	08/07/2008	LUGAR	VILLA PIEDRA DEL SOL	TRAMO	2
HORA		PROYECTO	LOOP 6"		
TIPO DE TUBERIA	ACERO AL CARBONO		DIAMETRO 6"	LONGITUD	39,6
NUMERO DE TUBO	7423-1-13		PROFUNDIDAD		
DOBLADO DE TUBERIA	SI	X	GRADOS DE LA CURVA	CHD 43	RADIAJE DE JUNTAS
	NO		V= 9,10 m		
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES	Al lado de la quebrada rio de oro				
FECHA	08/07/2008	LUGAR	VILLA PIEDRA DEL SOL	TRAMO	2
HORA		PROYECTO	LOOP 6"		
TIPO DE TUBERIA	ACERO AL CARBONO		DIAMETRO 6"	LONGITUD	39,6
NUMERO DE TUBO	7423-1-23		PROFUNDIDAD		
DOBLADO DE TUBERIA	SI	X	GRADOS DE LA CURVA	CHD 43	RADIAJE DE JUNTAS
	NO		V= 9,10 m		
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES	Al lado de la quebrada rio de oro				

FIGURA 10: Formato diligenciado del control de tubería instalada.

3.3.3 Cruces Especiales.

Basado en la norma **NTC 3728** en la **sección 5 numeral 5.4.2** donde se consideran cruces especiales a los cruces de carretera, cruces de líneas en operación, cruces de zonas pantanosas y cruces aéreo, entre otros, los cuales pueden construirse encamisados o no.

Debido a las condiciones de terreno y a la ubicación en la que había la necesidad de realizar un cruce especial, el interventor de obra junto con la dirección técnica decide la técnica que se debe emplear para ejecutar el paso especial.

En la construcción de este gasoducto se presentó diferentes cruces especiales entre ellos cruces subterráneos y cruces aéreos los cuales se emplearon diferente técnicas de la siguiente forma:

- ✘ Cruces Subterráneos: Se empleó técnicas de perforación horizontal o topo, perforación horizontal dirigida, perforación combinada topo y Ramming.



FIGURA 11: Perforacion Horizontal Con Topo



FIGURA 12: Perforacion Horizontal Dirigida

- ✘ Cruces Aéreos: para este tipo de cruces se decidió cruces sobre cerchas cuando la longitud lo permite, entre 8 y 25 metros y para cruces de mayor longitud se realiza sobre marco H y guayas colgantes. De igual forma cuando los cruces son de longitud corta se realizan encamisados apoyados en los extremos sobre bases de concreto.



FIGURA 13 Cruce Aéreo Sobre Cercha

- ✘ Otros Cruces Especiales: En algunos puntos fue necesario realizar cruces con un tratamiento especial como fue el paso por una quebrada donde fue imperioso realizar un lastrado de tubería y un trabajo especial para la ubicación de la misma.

3.3.4 Soldadura De Tubería.

El estudiante en práctica en calidad de interventor de obra revisa el proceso de soldadura de cada una de las pegas realizadas y lleva el control de las mismas en los formatos realizados.

El proceso de soldado durante la construcción del gasoducto estuvo basado en las normas **NTC 3728 del numeral 5.2.1.4.1**, y los procesos e indicaciones dados en la norma **API STANDAR 1104 Capítulo 7** la cual reglamenta todo lo relacionado con el proceso de soldadura en tubería para gasoductos.

Los procesos a los cuales realizó seguimiento el estudiante en práctica fueron:

- ⊕ Alineación y soldadura: involucra la verificación de perfiles o diseños de las juntas a soldar con el fin de corroborar ángulos de bisel y grosor del talón.



FIGURA 14: Verificación y alistamiento de perfiles para soldadura de juntas.

Una vez realizado el bisel se realiza la alineación de la tubería empleando una grapa externa para enfrentar las caras manteniendo la tolerancia para iniciar la soldadura.



FIGURA 15: Alineamiento de juntas para soldadura

- ⊕ Unión De Tubería: inicia con paso de raíz o fondeo que es realizado con un electrodo de material de aporte E 6010 ZIP 10T, material que se encuentra en la tabla de clasificación de grupos de metal de aporte de la **Norma NTC 3728** en el numeral **4.2.1.1**.



FIGURA 16: Electrodo para paso de raíz o fondeo.

Realizado el paso de fondeo o raíz, éste es limpiado con un disco abrasivo de 1/8" quitando la escoria y los picos más altos formados durante el inicio del pase.



FIGURA 17: Limpieza con disco abrasivo despues del primer pase.

Realizada la limpieza del fondeo, y sin haberse enfriado totalmente el pase de raíz, es aplicado el paso en caliente con un material de aporte E 7010 A1 de 5/32", este pase es limpiado con grata eléctrica, la cual retira la escoria generada para permitir los pases de relleno.



FIGURA 18: Electrodos para paso de raiz y pases de relleno.



FIGURA 19: Pases de relleno.

Los pases de relleno, que varían de acuerdo al espesor de la tubería oscilan entre tres y cuatro los cuales son aplicados con un material de aporte E 7010 A1 de 5/32" y limpiados con grata eléctrica.

Terminado el proceso de relleno, se realiza el paso de presentación, el cual tiene una forma convexa y es uniforme y continuo en todo el recorrido. Es inspeccionado visualmente con el fin de corroborar su uniformidad.



FIGURA 20: Presentacion de empalme de junta.

Adicional a la revisión del proceso de soldadura el interventor realiza el reporte de soldadura aplicado al soldador calificado donde se corrobora el proceso de la misma, este reporte es tomado de la norma **API 1104 en el Numeral 5, figura 2.**⁶

3.3.5 Pruebas Realizadas

Durante la construcción de gasoducto y al finalizar cada tramo del mismo es necesario realizar determinadas pruebas que garanticen el correcto funcionamiento del mismo.

Cada prueba realizada fue supervisada por el estudiante en práctica en calidad de interventor con el fin de corroborar que las pruebas se hicieron de acuerdo a los

⁶ Véase Anexo E: Formato de calificación al soldador Según Norma API 581 Numeral 5

procedimientos de la norma y que los resultados arrojados garantizaban la puesta en funcionamiento del mismo.

Las pruebas que se realizaron fueron:

 Control Radiografico:

Después de efectuada la soldadura de las juntas, se realiza la prueba radiográfica, con el fin de verificar que no exista ninguna imperfección en el cordón de soldadura.

Para la realización de la prueba radiográfica se toma como base los pasos indicados en la Section XI de la **Norma API 1104**.

Se verifico el tipo de fuente empleado para las pruebas, posición de la fuente, distancia fuente-película, técnica radiográfica, tipo de película radiográfica.

Cada junta radiada es registrada en el formato de instalación de tubería.

El informe Radiografico es analizado junto con la dirección técnica para su aprobación y aparecen los siguientes datos:

Contratante o sigla.

Empresa que ejecuta la inspección.

Identificación del operador.

Nivel del inspector que interpreto y firma.

Tipo de junta.

Espesor y material

Número de junta

Número de identificación de las películas.

Técnica radiográfica

Tipo de fuente tamaño y actividad.

Tiempo de exposición

Norma de calificación

Firma de aceptación o rechazo.

Seguidamente al análisis del informe Radiografico se aprueba o rechaza la junta soldada; al final del informe el estudiante en práctica en calidad de interventor da igualmente visto bueno para la aprobación del mismo⁷.

✚ Reparcho de pegas.

Realizada la unión de la tubería, se procede a colocar la manga de protección de la junta, ésta es de material polipropileno, que por medio de calor es adhería al acero en el lugar donde se realizó la soldadura.



FIGURA 21: Protección de los empalmes realizados.

Cada vez que es puesta una manga a la junta, es registrada en el formato de control de tubería y verificada visualmente que este protegiendo totalmente la superficie de la junta.

- Verificación capa protectora de contra la corrosión.

La Tubería está protegida por un recubrimiento en polipropileno, con el fin de evitar la corrosión de la misma; durante el proceso de traslado, tendido

⁷ Véase Anexo F: Informe de Prueba Radiográfica Aprobada.

empalme y ubicación en la zanja esta puede resultar averiada razón por la cual es necesario identificar qué puntos se encuentran sin protección por lo que se exige la prueba de Holiday para identificar los puntos y poder ser reparados.

Antes de ser tapada la tubería el interventor (estudiante en práctica) exige ser realizada esta prueba y verifica que se haya reparado completamente la capa protectora.



FIGURA 22: Reparación de capa protectora contra la corrosión a la tubería de acero .

✚ Pruebas hidrostáticas.

Las pruebas hidrostáticas realizadas durante la construcción del gasoducto siguieron la norma **NTC 3728 sección 6**.

Se sigue todos los procedimientos de la norma para realizar la prueba hidrostática en cada tramo.

De acuerdo a la presión de trabajo se determina la presión de cada prueba y se somete la tubería a la misma durante 24 horas, donde se toman lecturas cada 15 minutos para verificar la estabilidad de la presión.

La prueba es ejecutada por un organismo certificado y competente la cual realiza la toma de lecturas durante las 24 horas y emite el informe final de

la prueba. El departamento técnico aprueba o rechaza la prueba basado en las normas técnicas y da el aval para continuar con el empalme de tubería.

Durante el desarrollo de la prueba la interventoría llena el formato de la prueba hidrostática y luego es comparado con el informe emitido por la entidad encargada de realizar la prueba.



FIGURA 23: Punto de medición de presión de prueba hidrostática.

3.3.6 Otras actividades realizadas

- ✚ Construcción de zanja para el tendido de tubería: La zanja para la ubicación de tubería de acero debe cumplir con unos parámetros reglamentados por la norma **NTC 3128**, parámetros que son verificados por el interventor (estudiante en práctica).

En diferentes ocasiones las condiciones del terreno no permitían dar la profundidad recomendada la norma **NTC 3728 sección 5**, por lo que se hace necesario dar curvas a la tubería y protegerla con una placa de concreto para evitar adicionar esfuerzos externos a la misma.

Cuando el fondo de la zanja no es totalmente uniforme para asentar la tubería se realiza un colchón de arena para dar uniformidad y evitar dañar la capa protectora de la tubería tal como lo indica la **Norma Técnica Colombiana NTC 3728** en el numeral **5.1.3**.

- ✚ Tapado de la zanja y reposición de terreno: el relleno de la zanja se realiza con el material que se extrajo de la misma que puede ser reutilizado sin ocasionar daños a la tubería, de lo contrario se utiliza material de reposición para la primera capa.

Todos estos procesos son supervisados por el interventor (estudiante en práctica) siguiendo las recomendaciones de las **NORMAS TÉCNICAS** y de los **Decretos Municipales** para la reposición de los espacios públicos intervenidos.

- ✚ **Tramites De Permisos.** El interventor (estudiante en práctica) realiza la gestión para la obtención de la licencia de intervención de espacio público ante la oficina de planeación e infraestructura del municipio de Floridablanca; tramites propios de la interventoría y que para tal fin fue necesario desarrollar y presentar ante dicha institución los siguientes documentos:

- ⊕ información técnica del proyecto
- ⊕ planos de ubicación de las obras
- ⊕ planos con áreas intervenir y a reponer.
- ⊕ cuadro de áreas de rotura y reposición.
- ⊕ cronograma de ejecución de obras

- ⊕ presupuesto disponible para las obras
- ⊕ pólizas de garantía a favor del municipio que amparen los conceptos establecidos en la ley tales como: cumplimiento, calidad de los materiales, estabilidad de la obra y responsabilidad civil extracontractual cuyos porcentajes y condiciones deberán ser establecidos por la secretaria de infraestructura del municipio.
- ⊕ plan de manejo de tráfico.

✚ Pagos Avances De Obra: Como actividad propia de la interventoría del proyecto es cumplir con los pagos o avances realizados al contratista. Para tal fin el interventor (estudiante en práctica) debe dar visto bueno a los cobros realizados por el contratista y comparar las cantidades de obra reflejadas en el cobro con las cantidades registradas en cada uno de los formatos⁸.

Adicionalmente todo cobro de avance de las obras realizadas son comparados con los precios unitarios ofrecidos por el contratista en el inicio del contrato, y de esta forma verificar y aprobar que lo cobrado por el contratista es lo correcto.

Cualquier discrepancia en las cuentas de cobro, el contratista es avisado para su corrección.

3.3.7 ENTREGABLES

Al finalizar la etapa de construcción de gasoducto se realizó un informe técnico detallado de cada uno de los procesos de construcción de gasoducto, basado en las Normas Técnicas Colombianas e Internacionales. Mostrando los inconvenientes presentados durante la construcción del mismo⁹.

⁸ Véase Anexo G: Pago de Avance de Obra.

⁹ Véase Anexo H: Recibido de Entrega de Informe.

El informe contiene los siguientes ítems:

1. INTRODUCCIÓN
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
3. UBICACIÓN DE LAS OBRAS REALIZADAS A PARTIR DEL 10 DE JUNIO DE 2008.
4. NORMATIVIDAD CORRESPONDIENTE EN LA CONSTRUCCIÓN DE GASODUCTO.
5. MARCO TEÓRICO.
 - 5.1 PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA
 - 5.2 PRUEBA RADIOGRÁFICA
 - 5.3 PRUEBA HIDROSTÁTICA
 - 5.4 VERIFICACIÓN DE LA CAPA PROTECTORA CONTRA CORROSIÓN MEDIANTE EL EMPLEO DE HOLIDAY.
6. GASODUCTO FLORIDA- ESTACIÓN REGULADORA RUITOQUE GOLF Y GASODUCTO ESTACIÓN REGULADORA FLORIDA- CRUCE BUCARICA CARRETERA ANTIGUA.
 - 6.1 TRANSPORTE Y TENDIDO DE TUBERÍA.
 - 6.2 EXCAVACIÓN
 - 6.3 TUBERÍA
 - 6.4 DOBLADO DE TUBERÍA
 - 6.5 SOLDADURA DE TUBERÍA
 - 6.6 CONTROL RADIOGRAFICO

- 6.7 PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN
- 6.8 BAJADO DE TUBERÍA
- 6.9 PRUEBA HIDROSTÁTICA Y SECADO
- 6.10 CRUCES ESPECIALES
- 6.11 EMPALME RED EXISTENTE
- 6.12 REPOSICIÓN DE ZONAS AFECTADAS
- 6.13 LLENADO DE LÍNEA CON GAS NATURAL

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

8. RELACIÓN DE ANEXOS

4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LA ESTACIÓN RECEPTORA CITY GATE

Antes de iniciar con el análisis de criticidad de la estación reguladora City Gate empleando la metodología RBI, fue necesario realizar un diagrama de la estación de regulación empleando el Software de dibujo asistido SOLID EDGE, con el fin de diferenciar los procesos de que se presentan en la misma, al igual que presiones que se manejan en cada una de la etapas de la estación reguladora y de medición.

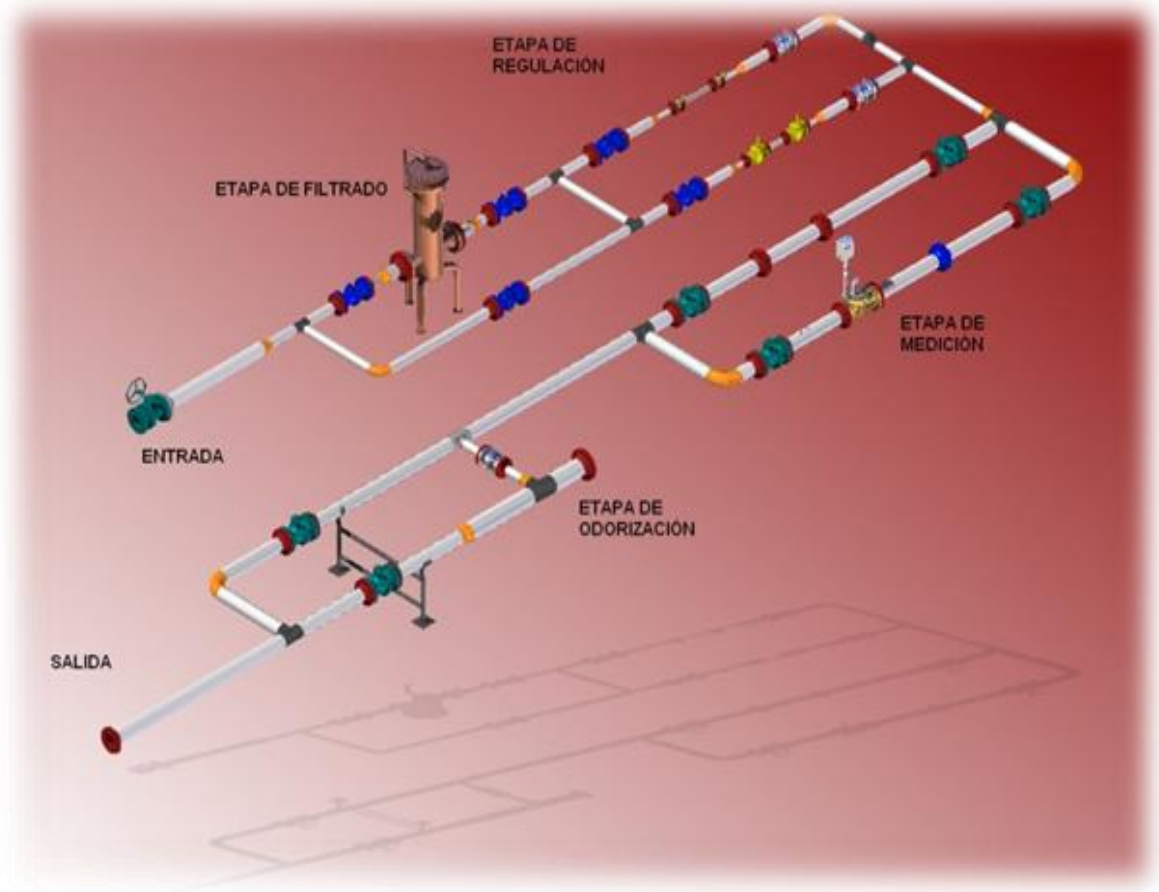


FIGURA 24: estación receptora City Gate en SOLID EDGE

Cada etapa de la estación receptora fue distinguida con un color diferente de acuerdo a la presión manejada en cada una de ellas.

ROJO ALTA PRESIÓN
NARANJA MEDIA PRESIÓN

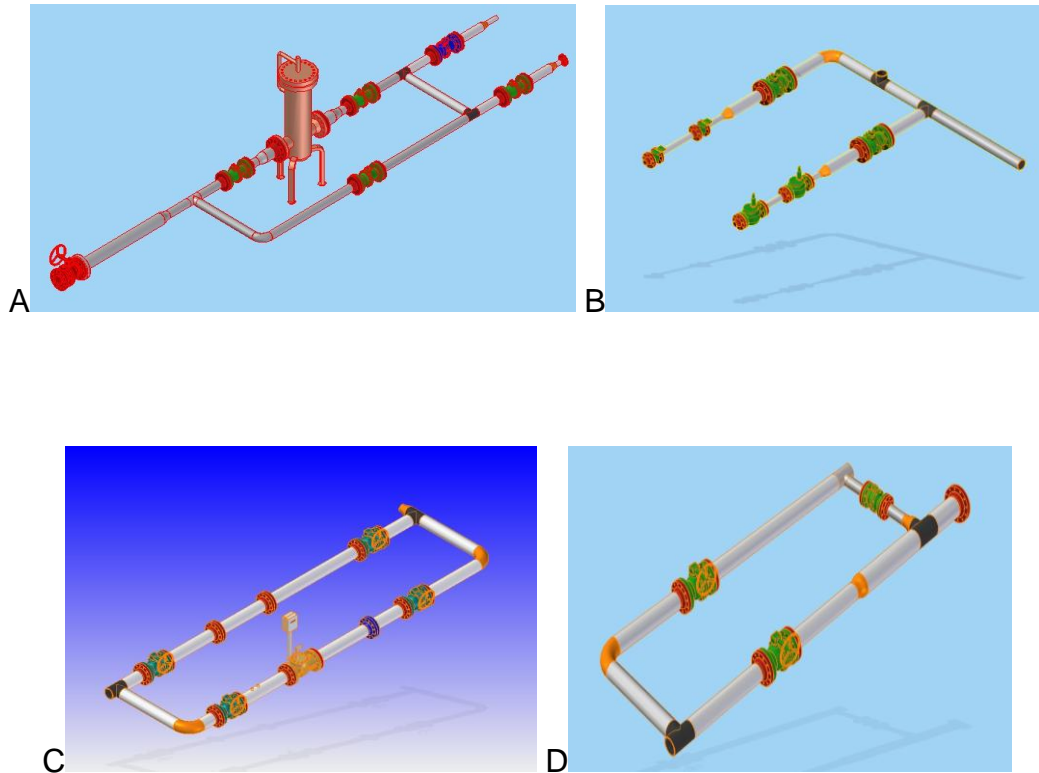


FIGURA 25: Etapas de la estación CITY GATE . A)Filtración, B)Regulación, C)Medición, D)Odorización.

Con el fin de iniciar la distinción de las condiciones de operación de los equipos que conforman se crea una base visual de cada una de las etapas de la estación de regulación donde se aprecia el rango de presión a la que está sometido cada elemento, y la edad de los mismos en tiempo real.

Este diagrama visual fue realizado en una hoja de cálculo de Excel y hace parte de los entregables al departamento técnico de METROGAS S.A. ESP.¹⁰.

4.1. IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA RBI ESTACIÓN RECEPTORA CITY GATE.

La primera fase para la implementación de la metodología RBI inicia recolectando la mayor información posible, sobre la misma.

A través del Instituto Colombiano de Petróleo ICP fue posible obtener las normas que describen el proceso de esta metodología y la forma de aplicarla, estas normas fueron la **API 580 y API 581**, entre otra bibliografía como presentaciones en PowerPoint sobre la forma de manejar estas normas e indicaciones para la aplicación de las mismas en diferentes sectores.

Fue necesario antes de iniciar la implementación de esta metodología, estudiar y analizar la bibliografía obtenida con el fin de conocer la forma de aplicar RBI en la estación receptora City Gate, una vez con las bases para iniciar el proceso se procede con los pasos descritos en las normas.

4.2 APLICANDO LAS NORMAS INTERNACIONALES API 580, 581

4.2.1 Análisis de Consecuencia.

Un programa de inspección está basado en riesgo (RBI) cuando se emplea una metodología capaz de sustentar la toma de decisiones aún cuando se cuente con datos inciertos o incompletos. El proceso RBI permite comprender los riesgos

¹⁰ Véase Anexo I: Imagen De Muestra De La Base Visual; Anexo H: Recibido de entrega de Base Visual.

asociados con la operación de la planta y los efectos que tienen las acciones de inspección, mantenimiento y mitigación sobre dichos riesgos.¹¹

El propósito de un Programa de Inspección es definir y realizar aquellas actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes que se produzcan las fallas.

RBI-IBR involucra la planificación de una inspección basada en la información obtenida a través de un análisis de riesgo de los equipos.

El propósito de este análisis de riesgo a la estación receptora es identificar los mecanismos de degradación con potencial de causar fallas, así como evaluar la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de dichas fallas.

Según lo mostrado en el marco teórico, y teniendo en cuenta que el tiempo disponible para la implementación de la metodología RBI fue reducida debido a que aun se permanecía en la construcción del gasoducto y por tanto la interventoría del mismo, además los recursos disponible para la implementación de esta metodología son pocos pues no existe un espacio o un equipo de personas para trabajar y compartir experiencias, no existe ningún tipo de datos históricos de inspección que permitan dar un aporte al tipo de falla que se presenta en la planta y poder determinar la velocidades de corrosión y siendo esta la primera vez que se implementa un análisis de riesgo, se selecciona un análisis mixto, es decir, análisis cualitativo para las consecuencias y análisis semi-cuantitativo para análisis de probabilidad.

El análisis cualitativo emplea un cuestionario para evaluar consecuencias asociadas con un conjunto de equipos, este cuestionario se muestra en la norma **API 581 EN EL APPENDIX A.**

¹¹ Tomado CTI ASME IBR SOLARY VENEZUELA 2007

Para el caso del presente análisis de determinación de la categoría de la consecuencia del daño se emplea el documento del APPENDIX A parte B, ya que se maneja gases inflamables¹².

El diligenciamiento de este formulario se hace en base a los siguientes parámetros:

- características físicas y químicas del material que se maneja o que se transporta en las tuberías.
- De la capacidad de expansión en una posible fuga.
- De la capacidad de auto encendido.
- Del diseño de ingeniería desarrollado para el control y manejo para el transporte de este gas.
- De las condiciones atmosféricas en la que se encuentra la planta.
- De los sistemas de ingeniería implementados para el control de una fuga

Como toda la información necesaria para este análisis no se encontraba archivada ni se tenía una base de datos con todos los datos técnicos de gas natural, el estudiante en práctica recopila de diferentes fuentes de consulta disponible los datos y la información requerida para este trabajo.

- ✓ Factor de salud: (http://www.rtklabeling.com/nfpa_diamond_blue.html) para expresar el factor de toxicidad se emplea la carta de NFPA 704 Diamond Information: Blue Segment, este segmento del diamante indica el peligro para la salud y puede contener un 0, 1, 2, 3 o 4. Estos números indican el nivel de riesgo de la exposición de la salud, y se pueden interpretar como sigue:

4 una exposición corta podría causar la muerte o mayor lesión residual (ej. Cianuro de hidrogeno).

¹² Véase Appendix A Parte B, NORMA API 581 COPIA MAGNÉTICA.

3 una exposición corta pueda causar serias lesiones temporales o residuales. (Ej. Gas clorina).

2 la exposición intensa o continua pero no crónica podría causar la incapacitación temporal o posible lesión residual (EJ. cloroformo).

1 exposición causaría la irritación con solamente lesión residual de menor importancia (ej. trementina).

0 no plantea ningún peligro para la salud, ningunas precauciones necesarias. (Ej. Lanolina)

Para el gas Metano o gas natural se tiene en el nivel de riesgo 1.

✓ Factor de reactividad:

http://www.rtklabeling.com/nfpa_diamond_yellow.html

Para el metano se tiene:

1 normalmente estable, pero puede llegar a ser inestable en las temperaturas y las presiones elevadas (ej. calcio).

✓ Factor de inflamabilidad:

http://www.rtklabeling.com/nfpa_diamond_red.html

Para el metano se tiene:

4 se vaporizara rápida o completamente a presión y temperatura atmosférica, o es fácilmente dispersado y quemado en aire. (Ej. Metano, propano)

Finalmente después del diligenciamiento de cada uno de los ítems del documento¹³ y de haber dado un valor a cada casilla se hace la sumatoria de los

¹³ Véase Anexo J: Muestra De Formulario APPENDIX A PARTE B API 581

mismos y se determina el grado de consecuencia de toda una unidad que para este análisis consiste en la planta receptora City Gate Chimitá.

Para que este documento pudiese ser diligenciado correctamente fue necesario realizar ciertas indagaciones sobre las composiciones físicas y químicas del gas, de los diseños base para la construcción de la estación y de las necesidades presentes en la estación; además se contó con la orientación del ingeniero Mecánico Jaime Ruiz Director Técnico y de Proyectos de la Empresa quien fue quien estuvo a cargo de la construcción y montaje de la estación City Gate.

Todo el desarrollo del análisis RBI aplicado a la estación receptora City Gate se plasma en un libro de cálculo de Excel y hace parte de los entregables a la empresa METROGAS S.A. ESP.

4.2.2 Análisis De Probabilidad

El Análisis Semi Cuantitativo empleado en este estudio, estima la probabilidad de falla directamente a partir del sub factor módulo técnico (TMSF) y considera las consecuencias sin tener en cuenta todos los riesgos, excluye riesgos ambientales y de interrupción del negocio.

Para este análisis de la estación receptora City Gate y según la norma API 581 los equipos sometidos a presión tenidos en cuenta para la realización de este estudio fueron:

- Válvulas de bola
- Filtro
- Tubería
- Accesorios de empalme (codos, bridas)

Para el equipo analizado y con el TMSF determinado es posible convertirlo en Categoría de Probabilidad, y en paralelo se determina en forma cualitativa la Categoría de Consecuencias es posible determinar el nivel de riesgo del equipo.

Para el análisis de esta metodología se diseñó en hojas de Excel los formatos que permitiesen tener de forma ordenada y secuencial la información obtenida y los cálculos realizados en la determinación de las velocidades de corrosión.

4.2.2.1. Procedimiento para la determinación del TMSF

Teniendo claro a que equipos de la estación se les aplicará la metodología RBI, se lleva a cabo el siguiente procedimiento para determinar el TMSF y por consiguiente el análisis de probabilidad de los equipos y del sistema de los que forma parte los mismos.

Como primer paso se busca información de los equipos mencionados anteriormente y que están sometidos a presión, dicha información hace referencia a los materiales de construcción, condiciones de montaje, de diseño y de operación, datos históricos del mantenimiento realizado a los mismos y sucesos fortuitos presentados durante el tiempo de operación.

El estudiante en práctica realiza la búsqueda de la información necesaria de cada uno de los equipos sometidos a presión y de objeto del análisis (válvulas de bola, filtro, tubería y accesorios de unión de tubería), esta información se obtiene con los proveedores de los mismos y de catálogos encontrados en internet, cada una de esta información es vinculada al libro de cálculo de Excel donde se agrupa todo el estudio.

Adicional a la información de cada equipo y siguiendo las indicaciones de la norma API 581 el estudiante en práctica debe conocer la composición del fluido que

transporta la tubería y que componentes y bajo qué condiciones son agentes destructores de la tubería. Según lo anterior se obtiene la cromatografía del gas que se transporta y a partir de esta se analiza los mecanismos de daño que se pueden presentar en los equipos que lo transportan.

También fue necesario conocer según la normatividad nacional y las regulaciones para el transporte de gas cuales son las cantidades permisibles de otros gases y partículas suspendidas en el Gas Natural, y de acuerdo a esto pronosticar mecanismos de daño que se pueden presentar.

Para cada uno de los equipos del análisis y de acuerdo a los datos obtenidos en cuanto a construcción, diseño, operación e información histórica de los equipos de las demás gaseras y en busca del sub factor modulo técnico TMSF y con la orientación de la Norma API 581 se determina para cada equipo los siguientes parámetros:

- ✚ Factor de daño
- ✚ Mecanismo de daño
- ✚ Tipo de daño
- ✚ Ubicación



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP						IMPLEMENTACIÓN METODOLOGIA RBI (API 581)				ELABORÓ:	HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ		
2	TEL. 6 38 49 35										SUPERVISÓ:	ING. GERMAN JAIR VILLAR		
3	CALLE 31 A Nº 16-										FECHA:	OCTUBRE DE 2008		
4														
5	DATOS PARA LA EVALUACION DE CRITICIDAD													
6														
7														
8	TIPO DE EQUIPO		EQUIPO DE TRANSPORTE									IMAGEN		
9														
10	NOMBRE DEL EQUIPO		TUBERIA API 5L/B Acero al carbono Grado X42											
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17	Nº	Factor de Daño	Mecanismo de Daño	Tipo de daño		Ubicación								
18	1	OPERACIÓN	DAÑO MECÁNICO (EROSION POR SOLIDO)	Perdida de espesor (adelgazamiento)		Localizacion general								
19														
20														
21	2	OPERACIÓN	CORROSIÓN POR CO2	Perdida de espesor		Localizacion general								
22														
23														
24														
25	3	OPERACIÓN	DAÑO MECÁNICO (DESGASTE POR DESLIZAMIENTO)	Perdida de espesor		Localizacion general en el cuerpo de la valvula								
26														
27														
28	4	OPERACIÓN	CORROSIÓN ATMOSFÉRICA	Perdida de espesor		localizacion general cerca a los empalmes								
29														
30														
31														
32	5	OPERACIÓN Y DISEÑO	FATIGA POR VIBRACIONES	fisuras conectadas con la superficie, fisuras subsuperficiales.		localizacion general, principalmente en la reducciones de diametro, y cambios grandes de presion								
33														
34														
35														
36														
37	ANÁLISIS DE LA FATIGA POR VIBRACIONES													
	MECANISMOS DE DAÑO FILTRO			MECANISMOS DE DAÑO TUBERIA			MECANISMOS DE DAÑO UNIONES			ANÁLISIS CATEGOR CONS				

FIGURA 26: Imagen de hoja de calculo de EXCEL para analisis RBI.
Selección de mecanismos de daño.

Para determinar el TMSF del equipo se debió encontrar primero el TMSF para cada mecanismo de daño presentado, la sumatoria de los TMSF individuales dan el resultado del Sub Factor Modulo Técnico del equipo analizado.

Cada mecanismo de daño indica un tipo de daño específico por lo que cada uno de estos tiene un proceso diferente para calcular el TMSF, como se menciona en el marco teórico esta metodología tiene gran sustento en los datos históricos y de las inspecciones realizadas a los equipos donde se pueden tomar medidas de espesores y localizar los puntos críticos. Sin embargo para el análisis de los equipos de la estación City Gate donde no se tiene datos históricos ni de inspección, se puede emplear mecanismos suplementarios descritos en la norma

API 581 donde se encuentran tablas predeterminadas que dependiendo de las condiciones de operación se selecciona y determina el sub factor modulo técnico TMSF.

Para cada mecanismo de daño y según el tipo de daño, existe un Apéndice en la norma API 581 que permite por medio de tablas encontrar el TMSF. Durante el estudio de la estación City Gate se aplicaron los siguientes apéndices:

Mecanismo de Daño	Tipo de Daño	Appendix Norma API 581
DANO MECÁNICO (EROSION POR SOLIDO)	Perdida de espesor (adelgazamiento)	
CORROSIÓN POR CO2	Perdida de espesor	BASADO API 581 APPENDIX G
DAÑO MECÁNICO (DESGASTE POR DESLIZAMIENTO)	Perdida de espesor	
CORROSIÓN ATMOSFÉRICA	Perdida de espesor	BASADO API 581 APPENDIX N
FATIGA POR VIBRACIONES	Fisuras conectadas con la superficie, fisuras subsuperficiales.	BASADO API 581 APPENDIX K
CORROSIÓN GALVANICA	Perdida de espesor	

Para la determinación del TMSF debido al mecanismo de daño de corrosión por CO2 fue indispensable que el estudiante en práctica indicara y empleara el método apropiado para calcular la velocidad de corrosión por este tipo de daño. Debido que la Norma API 581 no presenta un modulo técnico para la determinación de la misma para este mecanismo de daño.

Debido a esto fue necesario investigar nuevas bibliografías que brindaran soporte para el cálculo de la velocidad por CO2.

Para el cálculo de la velocidad de corrosión de CO2 se determino la presión parcial del CO2 en el gas, teniendo en cuenta el porcentaje en volumen de cada componente del mismo según la cromatografía de Octubre.

Una vez obtenida la presión parcial se aplica el método De Waard and Williams desarrollado para el cálculo de la velocidad de corrosión por CO₂ teniendo en cuenta la presión parcial del CO₂ y la velocidad del fluido.¹⁴

$$\text{Log}(V_{\text{corr}}) = 5.8 - \frac{1710}{273 + t} + 0.67 \text{Log}(P_{\text{CO}_2})$$

FIGURA 27: Velocidad de Corrosion según De Waard and Williams.

Calculada la velocidad de corrosión se continua el procedimiento del APPENDIX G **THINNING TECHNICAL MODULE** de la norma API 581.

El cálculo de las velocidades de corrosión fueron estimadas empleando los módulos técnicos de la norma API 581, ya que no se tenía ningún dato histórico de la disminución de espesor de los equipos analizados.

Todos los datos y cálculos anteriores se entregan en el informe final en hojas de cálculo de Excel.

A continuación se muestra el procedimiento y el cálculo realizado para la determinación del Sub Factor Modulo Técnico

¹⁴ Advances In Co2 Corrosion

CORROSION POR CO2					
Calculo de la velocidad de corrosion de CO2 según metodo De Waard and Williams					
Equacion: $Log(V_{corr}) = 5.8 - \frac{1710}{273+t} + 0.67 Log(P_{CO2})$		Donde:			
		Vcorr	velocidad de corrosion		
		t	temperatura en °C		
		Pco2	Presión parcial del CO2		
CALCULO DE LA PRESION PARCIAL DEL CO2					
Equacion: $P_{CO2} = P_{total} * X$		Donde:			
		Ptotal	Presion total del gas		
		X	Fraccion molar del Co2 en el gas		
Calculo fraccion molar del CO2 en el gas.					
Equacion: $X = \frac{m_{sto}}{m_{totales}}$		Donde:			
		m.sto	Moles del Solutio		
		m.totales	Moles totales		
Calculo de los moles totales					
Teniendo en cuenta los porcentajes de la cromatografia del mes de Octubre de 2008 (ver composicion del fluido)					
DENSIDADES			Equacion: $masa = \delta * volumen$		Donde:
SUSTANCIA	g/ml	g/L	SUSTANCIA	Volumen(ml)	Densidad
Hexano	0.6603		Hexano	0.033235	0.021945
Propano	0.5005		Propano	0.6097867	0.3051983
Butano	0.6012		i-Butano	0.0415012	0.0249505
Pentano	0.6262		n-Butano	0.0401594	0.0241438
Nitrogeno	0.0012506	1.2506	i-pentano	0.0143652	0.0089955
Metano	0.466		n-pentano	0.0094389	0.0059107
CO2	0.001977	1.977	nitrogeno	1.3247204	0.0016567
Etano	0.572		metano	95.397168	44.45508
			CO2	0.3469493	0.0006859
			etano	2.1830163	1.2486853
Peso molecular					
SUSTANCIA	Peso molecular (g)		moles de la sustancia	$m_{sustancia} = \frac{masa_{sustancia} * 1mol}{peso.molecular}$	
Hexano C6H14	86		0.000255175		
Propano C3H8	44		0.006936324		
i-Butano C4H10	58		0.000430182		
n-Butano C4H10	58		0.000416273		
i-pentano C5H12	72		0.000124937		
n-pentano C5H12	72		8.20925E-05		
nitrogeno N2	28		5.91677E-05		
metano CH4	16		2.778442515		
CO2 CO2	44		1.55891E-05		
etano C2H6	30		0.041622843		
Moles totales:	2,8283851				
Fraccion molar:	5,512E-06				
Presion parcial del CO2					
presion total del sistema (psi)		fraccion molar	Presion parcial del CO2		
			PSI	BAR	
250	5,512E-06		0,001377912	9,503E-05	
300	5,512E-06		0,001653494	0,000114	
600	5,512E-06		0,003306989	0,0002281	
800	5,512E-06		0,004409319	0,0003041	
Velocidad de corrosión					
$Log(V_{corr}) = 5.8 - \frac{1710}{273+t} + 0.67 Log(P_{CO2})$					
t 15 °C					
presion total del sistema (psi)		Vcorr (mm/year)	Vcorr (mpy)		
250		0,0014712	0,0579199		
300		0,0016623	0,0654455		
600		0,0026449	0,1041285		
800		0,0032071	0,1262637		
ACCESORIOS DE 4"					
PRESION DEL SISTEMA		250 PSI		ACCESORIOS DE 6"	
PRESION DEL SISTEMA		250 PSI		PRESION DEL SISTEMA	
Esesor de la pared al inicio de puesta en operación (in)		0,237008	6,02 mm	0,279921	7,112 mm
Tiempo de operación (años)		0,86		0,86	
Velocidad de corrosión (mpy)		5,79199E-05		5,792E-05	
AR/T		0,000210167		0,0001779	
TMSF (SEGUN TABLA G7 DE LA NORMA API 581)					
			1	1	

FIGURA 28: Imagen de hoja de calculo de EXCEL para analisis RBI. Calculo de velocidad de corrosion por CO2.

Una vez determinado el sub factor modulo técnico TMSF para cada mecanismo de daño de los diferentes equipos de análisis pertenecientes a la estación receptora City Gate, se realiza la sumatorias de los mismos de cada equipo para determinar la categoría de probabilidad.

Para convertir el Sub factor modulo técnico en categoría de probabilidad se tiene la ayuda de la tabla B5 de la norma API 581.

Table B-5—Technical Module Subfactor Conversion

Likelihood Category	Technical Module Subfactor
1	< 1
2	1 – 10
3	10 – 100
4	100 – 1,000
5	> 1,000

FIGURA 29: Tabla para determinar la categoria de probabilidad despues de determianar el Sub Factor modulo Tecnico. Tomado de la Norma **API 581**

Encontrada la categoria de consecuencia y de probabilidad de cada equipo analizado, se emplea la matriz de riesgo para cada uno de los equipos estudiados.

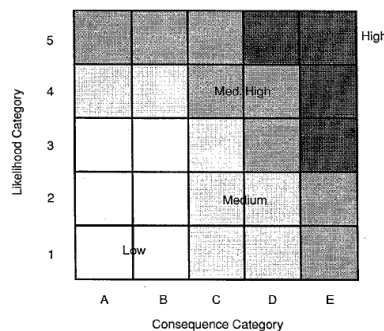


Figure B-2—Level II Qualitative Risk Matrix

FIGURA 30: Matriz de riesgo . Tomado de **API 581** .

Los resultados de este analisis son entregados a la direccion tecnica de METROGAS S.A. ESP. para la implementacion de un plan de inspeccion.

5. BASE DE DATOS

La base de datos es desarrollada por el estudiante en práctica en Microsoft Office Access 2007, y contiene el inventario de los equipos que conforman la City Gate, y detalles de los mismos tales como la criticidad de los equipos, marca, tipo, número de serie entre otros detalles.

Además esta base de datos es una herramienta que permite tener un control de los empleados y de las fechas de inspección para el respectivo mantenimiento de los equipos, asimismo cada vez que se introduce un nuevo equipo, se le asigna un único código que lo identifica en cada página de la base de datos.

La base de datos es una herramienta que permite al departamento técnico llevar de forma ordenada y controlada cada uno de los equipos de las diferentes estaciones de regulación desde la ficha técnica, las fechas y el tipo de mantenimiento y calibración, los repuestos utilizados y los datos que servirán para futuros análisis de criticidad de los equipos y de la unidad a la que pertenecen.

5.1 Construcción De Base De Datos

El primer paso para el desarrollo de esta base de datos fue la recolección de datos de los equipos existentes principalmente la estación receptora City Gate y el diseño de la estructura de la base de datos, es decir el tipo de información que se solicita en cada formulario, la forma de solicitarlo y la presentación del mismo al igual que la matriz de almacenamiento.

Al abrir la base de datos desarrollada en Microsoft Office Access 2007 se inicia con una página de presentación donde se muestran los diferentes bloques que compone la base de datos, cada uno de estos bloques permite abrir los diferentes formularios para la toma de información.



FIGURA 31. Presentación base de datos.

La base de datos contiene los siguientes formularios:

- ➔ Formulario de empleados
- ➔ Formulario de técnica
- ➔ Formulario de inspecciones
- ➔ Formulario condición operacional de rectificador (protección catódica)
- ➔ Formulario toma de potenciales (protección catódica)
- ➔ Formulario para ingresar de forma inmediata a los diferentes equipos (medidores, reguladores, filtros, válvulas, bridas, conectores, manómetros)

Los datos ingresados en cada uno de estos formularios son almacenados en la tabla matriz y pueden ser consultados de manera seleccionada empleando los informes desarrollados para cada formulario. Para ingresar a cada informe basta

con dar clic sobre el icono que contiene el mismo, y que se encuentran en la presentación de la base de datos y son los siguientes:

- ➔ Informe equipos de inspección
- ➔ Informe equipos de distribución de alta presión
- ➔ Informe condición operacional del rectificador
- ➔ Informe toma de potenciales

Adicional a los formularios e informes, en la presentación inicial de la base de datos se encuentra como vinculo la información del análisis de criticidad realizada a la estación City Gate y la base de datos visual y que se encuentra en hojas de cálculo Microsoft Office Excel 2007.



FIGURA 32. Vinculo al análisis de Criticidad y base de datos visual.

5.1.1 Diseño De Formularios

Dependiendo del requerimiento de datos y de la forma que se quiere almacenar los mismos de modo que se ordene los datos sin perder información histórica, se diseña el formulario para cada grupo de equipos que se encuentran en una estación receptora y manejadora.



FIGURA 33. Formulario para selección de equipos del sistema de alta presión.

TURBINA2

TURBINA

domingo, 11 de octubre de 2009 03:56 p.m.

IMAGEN: Ficha Técnica:

Sub Equipo

Id: Estado:

PROVEEDOR: Tipo de Equipo:

Precio de Compra: MARCA:

Fecha de Compra: CODIGO:

DEPARTAMENTO A CARGO: MODELO:

Persona Responsable: No de modelo:

Fabricante: No de serie:

ETAPA:

UBICACION:

CLASIFICACION:

TIPO:

CRITICIDAD:

Notas Para el Técnico: NOTAS DEL EQUIPO:

Id

FECHA DE MANTENIMIENTO

FECHA DE CALIBRACION

DESCRIPCION DE MANTENIMIENTO

[FECHA MANTENIMIENTO TURBINA]

EMPRESA QUE REALIZO EL SERVICIO

Se Empleo Repuestos?

NO SI Cuales?

FIGURA 34. Formulario control de equipos del sistemas de alta presión.

CONTROL DE EQUIPOS ORGANISMO DE INSPECCIÓN

domingo, 30 de agosto de 2009
11:50:33 a.m.

Id: 1 DEPARTAMENTO A CARGO: ORGANISMO DE INSPECCIONES EMPLEADO A CARGO DEL EQUIPO: Ninguno CODIGO DEL EMPLEADO: 000

TIPO DE EQUIPO: DETECTOR DE CH4

MARCA DEL EQUIPO: TECOM RANGO MANOMETROS: ESTADO: DADO DE BAJA

MODELO DEL EQUIPO: SERIAL DEL EQUIPO: V9476 CODIGO DEL EQUIPO: M-FD-GCT-01

FECHA DE CONTROL

FECHA DE ASIGNACION: 13/04/2009 FECHA DE DEVOLUCION: 12/05/2009 EMPLEADO: JULIO CESAR ANGARITA

FECHA CALIBRACION

domingo, 30 de agosto de 2009
11:50:33 a.m.

FECHA ULTIMA CALIBRACION: 20/02/2006

Registro: 1 de 89 Sin filtrar Buscar

FIGURA 35. Formulario control de equipos de inspección.

5.2 ENTREGABLES

- La base de datos es entregada por el estudiante en práctica al departamento técnico de METROGAS S.A. ESP. a cargo del Ing. JAIME RUIZ en un CD con su respectivo instructivo para el manejo y diligenciamiento de la misma.
- La base de datos queda operando en el computador principal del departamento técnico para ser aplicada tanto por el Director Técnico, como por el Coordinador de Mantenimiento.

6. CONCLUSIONES

1. La interventoría a la construcción del gasoducto permitió corregir al instante los errores y malos procedimientos que no cumplían con las normas técnicas colombianas y brindar la seguridad a la compañía que todos los trabajos y pruebas realizadas durante la construcción de la línea de transporte de gas cumplió con los estándares nacionales, internacionales y las exigencias hechas en la contratación para la construcción del mismo; finalizando la construcción del gasoducto con gran éxito y permitiendo mejorar y ampliar la cobertura del servicio de gas natural a nuevas poblaciones.
2. El diligenciamiento de los formatos de registro de actividades y de pruebas junto con el informe técnico elaborado al final de la interventoría le brinda al departamento técnico un soporte histórico donde se recopila toda la experiencia obtenida en la construcción de un gasoducto, sirviendo como base para futuras construcciones similares
3. la implementación de la City Gate en Solid Edge y la base de datos visual de la misma, permitió a la compañía tener una fácil identificación de cada uno de los puntos que la conforman para la programación de mantenimiento e indicaciones a los técnicos que ejecutan dichas labores.

Adicionalmente permitió dar a conocer la estación al personal administrativo de la compañía que no conocía el funcionamiento de la misma. De igual forma el tener cada punto de la estación en forma grafica permitió mejorar la presentación y fácil entendimiento de los datos obtenidos en el sistema SCADA que monitorea la estación City Gate.

4. El análisis de criticidad realizado a la estación City Gate empleando la metodología RBI permitió al departamento técnico tomar decisiones en el mejoramiento de la seguridad de mima por lo que de forman inmediata se inicio un proceso de automatización para el control de flujo y de alarmas para mejorar la respuesta frente a cualquier eventualidad, haciendo esto que el riesgo disminuya considerablemente.

5. La base de datos realizada en Microsoft Office Access 2007 se convierte en una herramienta para el departamento técnico toda vez que permite tener un control del mantenimiento e inventario de cada uno de los equipos que conforman las estaciones de regulación, el gasoducto y los equipos de medición del organismo de inspecciones.
De igual forma la planeación y programación de las actividades de mantenimiento se logran llevar de forma ordenada y controlada.

7. BIBLIOGRAFÍA

ADVANCES IN CO2 CORROSION; Volume 1: Proceedings of the CORROSION /83 Symposiums on CO2 Corrosion in the Oil and Gas Industry.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API 580): Risk-Based Inspection, first edition, May 2002

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API 581): Risk-Based Inspection, Base Resource Document; First Edition, May 2000

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API 1104): Welding of pipelines and related facilities; Nineteenth Edition, September 1999.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Specification for Line Pipe, API SPECIFICATION 5L, forty-second edition, January 2000.

American Society of Mechanical Engineers. Gas Transmission and Distribution Piping System. New York ASME B 31.8, 1995. 185 p.

DELVASTO JAIMES, GUSTAVO. Diseño, construcción, operación y mantenimiento de redes de distribución de gas. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de petróleos. Especialización en ingeniería de gas. Bucaramanga, septiembre 2003


MARIO SOLARI. Dr. Ing. **Curso ASME**; INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO; API RP – 580/581 Y API RP- 579.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA 3728, Gasoductos. Líneas de transporte y redes de distribución de gas. Edit. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), Editada 2001-12-18.

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA 3949 Gasoductos, Estaciones de regulación de presión para redes de transporten y distribución de gas combustible. Edit. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), Editada 1996-09-18

SAFETYPRO RTK DE ETIQUETADO. Custom NFPA derecho a las etiquetas conocidas para el SafetyPro [Online]. Revisado en Octubre, 2008. Disponible en: <http://www.rtklabeling.com/index.html>

ANEXO A: Formato de Registro de Actividades Diarias.

METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. Centro Empresarial la Florida Floridablanca, Cañaveral, Sant. Tel: 6 384526		INTERRUPTORIA PROYECTO GASODUCTO, METROGAS FLORIDABLANCA, SANTANDER		DTO. TECNICO METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P Formato ACTIVIDADES REALIZADAS	
				Elaboró: HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ Fecha: 15/06/08	Revisó: Fecha:
ACTIVIDADES SEMANALES					
FECHA	LUGAR	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	REGISTRO FOTOGRAFICO	

ANEXO C: Formato Control de Tubería Instalada

METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. Centro Empresarial la Florida Floridablanca, Cañaveral, Sant. Tel: 6 384526		INTERVENTORIA PROYECTO GASODUCTO, METROGAS FLORIDABLANCA, SANTANDER		DTO. TECNICO METROGAS DE COLOMBIA S.A. E.S.P. Formato CONTROL DE TUBERIA INSTALADA	
Elaboró:		HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ		Fecha: 15/6/08	
Revisó:				Fecha:	
TUBERIA INSTALADA					
REGISTRO FOTOGRAFICO					
FECHA		LUGAR		TRAMO	
HORA		PROYECTO			
TIPO DE TUBERIA				DIAMETRO	LONGITUD
NUMERO DE TUBO				PROFUNDIDAD	
DOBLADO DE TUBERIA	SI	GRADOS DE LA CURVA		RADIAE DE JUNTAS	
	NO				
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES					
FECHA		LUGAR		TRAMO	
HORA		PROYECTO			
TIPO DE TUBERIA				DIAMETRO	LONGITUD
NUMERO DE TUBO				PROFUNDIDAD	
DOBLADO DE TUBERIA	SI	GRADOS DE LA CURVA		RADIAE DE JUNTAS	
	NO				
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES					
FECHA		LUGAR		TRAMO	
HORA		PROYECTO			
TIPO DE TUBERIA				DIAMETRO	LONGITUD
NUMERO DE TUBO				PROFUNDIDAD	
DOBLADO DE TUBERIA	SI	GRADOS DE LA CURVA		RADIAE DE JUNTAS	
	NO				
PROTECCION DE JUNTAS					
OBSERVACIONES					

ANEXO E: Formato de calificación al soldador Según Norma API 581 Numeral 5

4

API STANDARD 1104

Reference: API Standard 1104, 5.2

PROCEDURE SPECIFICATION NO. _____

For _____ Welding of _____ Pipe and fittings

Process _____

Material _____

Pipe outside diameter and wall thickness _____

Joint design _____

Filler metal and no. of beads _____

Electrical or flame characteristics _____

Position _____

Direction of welding _____

No. of welders _____

Time lapse between passes _____

Type and removal of lineup clamp _____

Cleaning and/or grinding _____

Preheat/stress relief _____

Shielding gas and flow rate _____

Shielding flux _____

Speed of travel _____

Plasma gas composition _____ Plasma gas flow rate _____

Plasma gas orifice size _____

Sketches and tabulations attached _____

Tested _____ Welder _____

Approved _____ Welding supervisor _____

Adopted _____ Chief engineer _____

Standard V-Bevel Butt Joint

Sequence of Beads

Note: Dimensions are for example only.

ELECTRODE SIZE AND NUMBER OF BEADS				
Bead Number	Electrode Size and Type	Voltage	Amperage and Polarity	Speed

Figure 1—Sample Procedure Specification Form

ANEXO H: Recibido de Entrega de Informe.

ACTA DE ENTREGA RESULTADOS DE PRÁCTICA EMPRESARIAL

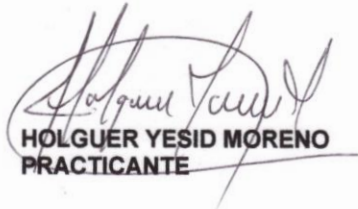
Por medio de la presente se hace entrega de los resultados de la práctica empresarial realizada a partir del 10 de junio de 2008 al 9 de diciembre de 2008 en METROGAS DE COLOMBIA S.A. ESP.

La práctica tuvo como principal objetivo, "Apoyar al departamento técnico en la inventoria o supervisión de la construcción de gasoducto, con base en la Norma Técnica Colombiana y consideraciones especiales de la empresa, aplicando los conocimientos adquiridos durante la formación profesional; para asegurar el cumplimiento detallado y calidad del desarrollo del objeto del contrato entre las partes."

Los documentos que se entregan son los siguientes:


- **INFORME TÉCNICO** de la interventoria realizada durante la construcción de gasoducto Florida – Estación de regulación de Ruitoque. (impreso y en CD).
- Resultados del análisis de criticidad realizado a la estación receptora City Gate, empleando la metodología RBI (INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO) apoyado en la Norma API 581.
- Base de datos visual de la estación receptora City Gate con ayuda de diagramas realizados en Software asistido por computador SOLID EDGE.
- Base de datos para el control y mantenimiento del sistema de distribución de alta presión y de los equipos de medición empleados en el departamento de inspecciones.

ENTREGA



HOLGUER YESID MORENO
PRÁCTICANTE

RECIBE



ING. JAIME RUIZ
DIRECTOR TÉCNICO

ANEXO I: Imagen De Muestra De La Base Visual.

METROGAS DE COLOMBIA S.A. Florida:blanca: C. Empresarial La Florida Oficina 803 PBX: 6384526 TEL: 6384935		LUGAR: ESTACION REGULADORA MEDIDORA CITY GATE UBICACION: ZONA INDUSTRIAL CHIMITA Contenido: Distribución y Características de La Estación City Gate	ELABORÓ: HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ FECHA: NOVIEMBRE DE 2008																													
ESTACION REGULADORA MANEJADORA CITY GATE																																
Fecha inicio de funcionamiento:	4 de mayo de 2008	Fecha actual:	6 de septiembre de 2009	Días de operación:	490,02	1,34																										
DESCRIPCION TECNICA				IMAGENES																												
La estación reguladora manejadora City Gate es el sitio donde se recibe el gas entregado por el transportador a una alta presión y durante el paso por esta estación el gas pasa por diferentes etapas que son el filtrado, la regulación, la medición y la odorización siguiendo el orden respectivamente.																																
CARACTERISTICAS TECNICAS																																
Distinción de presiones por color en las graficas <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">color</td> <td>Indicador</td> </tr> <tr> <td style="background-color: red; width: 15px;"></td> <td>Alta presión</td> </tr> <tr> <td style="background-color: orange; width: 15px;"></td> <td>Media Presión</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow; width: 15px;"></td> <td>Baja Presión</td> </tr> </table>		color	Indicador		Alta presión		Media Presión		Baja Presión	Distinción de edad de la tubería <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">color</td> <td>Indicador</td> </tr> <tr> <td style="background-color: white; width: 15px;"></td> <td>< 5 años</td> </tr> <tr> <td style="background-color: lightblue; width: 15px;"></td> <td>5-15 años</td> </tr> <tr> <td style="background-color: darkblue; width: 15px;"></td> <td>15-25 años</td> </tr> </table>		color	Indicador		< 5 años		5-15 años		15-25 años	Datos principales <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>S. Métrica</td> <td>S. Ingles</td> </tr> <tr> <td>APM</td> <td>PSI</td> </tr> <tr> <td>AMP</td> <td>PSI</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>F</td> </tr> <tr> <td>m.S/N</td> <td>ft.S/N</td> </tr> </table>			S. Métrica	S. Ingles	APM	PSI	AMP	PSI	C	F	m.S/N	ft.S/N
color	Indicador																															
	Alta presión																															
	Media Presión																															
	Baja Presión																															
color	Indicador																															
	< 5 años																															
	5-15 años																															
	15-25 años																															
S. Métrica	S. Ingles																															
APM	PSI																															
AMP	PSI																															
C	F																															
m.S/N	ft.S/N																															
METROGAS DE COLOMBIA S.A. Florida:blanca: C. Empresarial La Florida Oficina 803 PBX: 6384526 TEL: 6384935		LUGAR: ESTACION REGULADORA MEDIDORA CITY GATE UBICACION: ZONA INDUSTRIAL CHIMITA Contenido: Distribución y Características de La Estación City Gate	ELABORÓ: HOLGUER YESID MORENO ALVAREZ FECHA: NOVIEMBRE DE 2008																													
ESTACION REGULADORA MANEJADORA CITY GATE																																
Fecha inicio de funcionamiento:	4 de mayo de 2008	Fecha actual:	6 de septiembre de 2009	Días de operación:	490,02	1,34																										
SPOOL DE FILTRADO																																
En esta etapa se recibe el gas a alta presión y se hace pasar por una trampa de partículas solidas de tamaño considerable y seguidamente por un elemento filtrante que retiene las partículas solidas diminutas suspendidas en el gas. Este Spool posee también su respectivo By Pass para permitir labores de mantenimiento y en caso de emergencia poder ser aislado el filtro; para el accionamiento y maniobra de estos pasos se emplea válvulas de bola accionadas manualmente, las cuales permiten direccionar el flujo con su accionamiento.				Tubería de menos de 5 años de uso. 																												
Tubería sometida a alta presión [600 - 900 psi] 				Tubería sometida a alta presión [600 - 900 psi] 																												
SPOOL DE REGULACION																																

ANEXO J: Muestra De Formulario APPENDIX A PARTE B API 581

A-6

API 581

Part B. Determination of Damage Consequence Category																																							
<p>This section is to be used for flammable materials, if only toxic chemicals are present, go directly to Part C.</p>																																							
<p>Chemical Factor (CF) The Chemical Factor is a measure of a chemical's inherent tendency to ignite. The answers to this section should be based on the predominate or representative material in the stream. Separate analyses should be performed if the unit has a number of different process streams.</p>																																							
<p>Step 1. Determine a "Flash Factor," using the NFPA Flammable Hazard Rating (the RED diamond on the NFPA Hazard Identification System sign). Enter the NFPA Flammable Hazard Rating.</p>			31																																				
<p>Step 2. Determine a "Reactivity Factor," using the NFPA Reactivity Hazard Rating System (the YELLOW diamond on the NFPA Hazard Identification System sign). Enter the NFPA Reactivity Hazard Rating.</p>			32																																				
<p>Step 3. Determine "Chemical Factor."</p> <table style="width: 100%; margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="4" style="text-align: center;">Reactivity Factor (line 32)</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th style="text-align: center;">1</th> <th style="text-align: center;">2</th> <th style="text-align: center;">3</th> <th style="text-align: center;">4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: right;">Flash Factor</td> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="text-align: center;">7</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">15</td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;">(line 31)</td> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">20</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">3</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">18</td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">4</td> <td style="text-align: center;">13</td> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">20</td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> </tbody> </table>						Reactivity Factor (line 32)						1	2	3	4	Flash Factor	1	7	9	12	15	(line 31)	2	10	12	15	20		3	12	15	18	25		4	13	15	20	25
		Reactivity Factor (line 32)																																					
		1	2	3	4																																		
Flash Factor	1	7	9	12	15																																		
(line 31)	2	10	12	15	20																																		
	3	12	15	18	25																																		
	4	13	15	20	25																																		
<p>Select the Chemical Factor from the chart above.</p>			33																																				

Part B. Determination of Damage Consequence Category																											
<p>Quantity Factor (QF) The Quantity Factor represents the largest amount of material which could be released from a unit in a single scenario.</p>																											
<p>The Quantity Factor is taken directly from the chart below. For amount of material released, use the largest amount of flammable inventory that can be lost in a single leak event.</p> <table style="width: 100%; margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Material Released</th> <th style="text-align: left;">Quantity Factor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td><1,000 pounds</td><td>15</td></tr> <tr><td>1K-2K pounds</td><td>20</td></tr> <tr><td>2K-10K pounds</td><td>25</td></tr> <tr><td>10K-30K pounds</td><td>28</td></tr> <tr><td>30K-80K pounds</td><td>31</td></tr> <tr><td>80K-200K pounds</td><td>34</td></tr> <tr><td>200K-700K pounds</td><td>37</td></tr> <tr><td>700K-1 million</td><td>39</td></tr> <tr><td>1-2 million</td><td>41</td></tr> <tr><td>2-10 million</td><td>45</td></tr> <tr><td>> million</td><td>50</td></tr> </tbody> </table>				Material Released	Quantity Factor	<1,000 pounds	15	1K-2K pounds	20	2K-10K pounds	25	10K-30K pounds	28	30K-80K pounds	31	80K-200K pounds	34	200K-700K pounds	37	700K-1 million	39	1-2 million	41	2-10 million	45	> million	50
Material Released	Quantity Factor																										
<1,000 pounds	15																										
1K-2K pounds	20																										
2K-10K pounds	25																										
10K-30K pounds	28																										
30K-80K pounds	31																										
80K-200K pounds	34																										
200K-700K pounds	37																										
700K-1 million	39																										
1-2 million	41																										
2-10 million	45																										
> million	50																										
<p>Enter the appropriate value from the table above. This is the Quantity Factor.</p>			34																								
<p>State Factor The State Factor is dependent on the normal boiling point of the fluid, an indication of the fluid's tendency to vaporize and disperse when released into the environment.</p>																											
<p>Select a State Factor based on the normal (atmospheric pressure) boiling temperature (T_b) in degrees Fahrenheit.</p> <table style="width: 100%; margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">T_b (°F)</th> <th style="text-align: left;">State Factor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>below -100</td><td>8</td></tr> <tr><td>-100 to 100</td><td>6</td></tr> <tr><td>100 to 250</td><td>5</td></tr> <tr><td>250 to 400</td><td>1</td></tr> <tr><td>above 400</td><td>-3</td></tr> </tbody> </table>				T_b (°F)	State Factor	below -100	8	-100 to 100	6	100 to 250	5	250 to 400	1	above 400	-3												
T_b (°F)	State Factor																										
below -100	8																										
-100 to 100	6																										
100 to 250	5																										
250 to 400	1																										
above 400	-3																										
<p>Select the appropriate value from the table above. This is the State Factor.</p>			35																								