

METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA DEFINIR LOS PARÁMETROS Y
FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO PARA UNA RED DE GASODUCTOS A
TRAVÉS DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA LIMPIEZA
INTERNA DE DUCTOS

EDWIN MAURICIO ACOSTA CARDENAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2013

METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA DEFINIR LOS PARÁMETROS Y
FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO PARA UNA RED DE GASODUCTOS A
TRAVÉS DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA LIMPIEZA
INTERNA DE DUCTOS

EDWIN MAURICIO ACOSTA CARDENAS

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERÍA DEL GAS

Director

Ing. Esp. EDUARDO CRISTANCHO HIGUERA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN INGENIERIA DEL GAS
BUCARAMANGA

2013

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a los seres que me dieron la vida, Papá y Mamá, al creador, a mis maestros, amigos, hermanos, sobrinos y esposa. A la Transportadora de Gas Internacional S.A ESP por su apoyo, al igual que la Corporación para la Investigación de la Corrosión, a mi director de monografía y todas las personal que han aportado en mi desarrollo personal y profesional.

DEDICATORIA

Esta monografía es dedica a mi esposa, compañera, luz de mi vida.

A mis sobrinos rostros de la inocencia y el amor de Dios.

A mis padres por su esfuerzo y dedicación.

A mis hermanos ejemplos para mi alma.

GLOSARIO

Administración de Cambio: Proceso que reconoce y comunica sistemáticamente a las partes interesadas los cambios de naturaleza técnica, física, procedimental u organizacional que puedan impactar la integridad del sistema.

Administración de Riesgos: Programa general que consiste en identificar amenazas potenciales a un área o equipo, evaluando el riesgo asociado con estas amenazas en términos de probabilidad y consecuencias de incidentes.

Ánodo: Elemento de la celda donde el metal se desgasta y produce los electrones.

Amenaza: Categoría a la que se denomina como potencial peligro o potencial causa de pérdida de la integridad.

Clase de Localidad: Cualquier área en tierra que se extienda a 220 yardas en cualquier lado de la línea central de cualquier ducto de una milla de longitud continua. Las unidades de ubicación están categorizadas de Clase 1 a Clase 4. Las ubicaciones clase 1 son más rurales y las clase 4 son urbanas.

Cátodo: Elemento de la celda donde el metal consume los electrones producidos en el ánodo y donde ocurre el proceso de reducción.

Consecuencia: Impacto que podría tener la falla de un ducto sobre el público, los empleados, la propiedad y el ambiente.

Corrosión Influida Microbiológicamente (MIC): Corrosión o deterioro de metales resultante de la actividad metabólica de microorganismos. Tal corrosión puede ser iniciada o acelerada por actividad microbiana.

Daño Mecánico: Daño en la estructura metálica de la tubería o en el recubrimiento causado por la aplicación de una fuerza externa. El daño mecánico puede incluir abolladuras, remoción del recubrimiento, remoción del metal, movimiento del metal, trabajo en frío del metal subyacente y tensiones residuales.

Daño por Terceros: Daños a la instalación de un gasoducto causado por parte externa, sin ninguna vinculación con el operador del ducto.

Defecto: Imperfección de una clase o magnitud que sobrepasa los criterios aceptables.

Doblez Arrugado: Dobleza en un tubo producido por una máquina de campo o proceso controlados que puede dar como resultados discontinuidades abruptas de contorno en su radio interior.

Dureza a la Fractura: Resistencia de un material a las fallas desde la extensión de una fisura.

Electrolito: De acuerdo con la electroquímica, es el elemento de la celda que suministra el vehículo para el paso de la corriente iónica de los agentes reactivos, que reaccionan catódicamente y permite el flujo de iones.

Evaluación: Análisis y determinación de la capacidad de las instalaciones para el servicio bajo las condiciones de operación actuales.

Evaluación de Riesgo: Proceso sistemático en el que se identifican los peligros potenciales, y se calcula la probabilidad y consecuencia de eventos adversos potenciales.

Examen No Destructivo (NDE): Técnica de inspección que no daña el elemento que se está examinando. Esta técnica incluye métodos visuales, radiografía, ultrasonido, electromagnetismo tintas penetrantes, partículas magnéticas.

Examen: Inspección física directa de las tuberías por un especialista, donde se puede incluir el uso de técnicas de examen no destructivas (NDE).

Facilidad: Elemento o accesorio asociado a la infraestructura de transporte de hidrocarburo.

Falla: Término generalmente usado para indicar que una parte en servicio ha llegado a ser totalmente inoperable; todavía es operable, pero es incapaz de realizar satisfactoriamente la función; o se ha deteriorado hasta el punto que no es confiable o seguro su uso continuo.

Fuga de gas: Escape no intencional de gas de la tubería. La fuente de la fuga puede ser perforaciones, fracturas, separación del tubo y conexiones defectuosas.

Distorsión de Flujo Magnético (MFL): Método de ensayo no destructivo utilizado para detectar la corrosión y picaduras en estructuras de acero. El principio básico utiliza un potente imán para magnetizar el acero. En las zonas donde hay corrosión del metal o pérdida de metal, el campo magnético se fuga del acero. En una herramienta de MFL, un detector magnético, se coloca entre los polos del imán para detectar el campo de fuga. Los analistas interpretan el registro de la gráfica de la fuga de campo para identificar las áreas dañadas y para estimar la profundidad de la pérdida de metal.

Gas Natural: Se define como una sustancia mezcla en estado gaseoso que se obtiene del subsuelo en forma natural. Generalmente contiene un alto porcentaje de metano y otros hidrocarburos en menor proporción como etano, propano, isobutano entre otros.

Gas Enriquecido: Gas que contiene cantidades significativas de hidrocarburos o componentes más pesados que el metano y el etano. Los gases enriquecidos se descomprimen en una forma diferente que el gas metano o el etano.

Gasoducto. Instalaciones físicas a través de las cuales se mueve el gas en su transporte, incluyendo tuberías válvulas, accesorios, bridas (incluyendo el empernado y las empaquetaduras), reguladores, recipiente a presión, amortiguadores de pulsación, válvulas de alivio, y otros accesorios instalados en la tubería, unidades de compresión, estaciones de medición, estaciones de regulación, y conjuntos fabricados.

Geofísica: Parte de la geología que estudia la física terrestre.

Herramientas raspatubo - marranos: Dispositivos mecánicos que se envían dentro del gasoducto, con el propósito de cumplir una tarea específica, movidos por el flujo del producto transportado. Las herramientas raspatubo deben ser equipadas de una manera adecuada para llevar a cabo una tarea o función.

Incidente: Emisión de gas no intencional debido a la falla de un ducto.

Indicación: Hallazgo de una técnica de prueba no destructiva. Puede o no ser un defecto.

Inspección: el uso de una técnica de prueba no destructiva.

Inspección en Línea (ILI): Técnica de inspección de ducto que utiliza dispositivos conocidos en la industria como “marranos inteligentes”. Estos dispositivos corren dentro del tubo y proporcionan indicios de pérdida de metal, deformación y otros defectos.

Línea de transporte Segmento de gasoducto instalado en un sistema de transporte entre campos de almacenamiento.

Marraneable: Capacidad de un ducto o segmento para ser inspeccionado o limpiado con una herramienta raspatubo.

Medio conductor: Elemento de la celda que permite el tránsito de los electrones de los sitios anódicos a los sitios catódicos.

Mitigación: limitación o reducción de la probabilidad de ocurrencia de una consecuencia esperada para un evento particular.

Operador: Entidad que opera y mantiene las instalaciones del gasoducto y tiene responsabilidad fiduciaria por tales instalaciones.

Presión de Operación Máxima Permitida (MAOP): Presión máxima a la que un sistema de gas puede ser operado de acuerdo con lo previsto en el Código ASME B31.8.

Protección Catódica (CP): Técnica mediante la cual el tubo metálico enterrado está protegido contra el deterioro (oxidación y corrosión diseminada).

Prueba de Presión: Medida de la resistencia de una pieza de equipo (tubería) en la que el elemento se llena con un líquido, se sella y se somete a presión. Se

utiliza para validar la integridad y detectar defectos de construcción y materiales defectuosos.

Punto de transferencia de Custodia: Sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un productor-comercializador y un transportador; o entre un transportador y un distribuidor, un usuario no regulado, un almacenador Independiente, un usuario regulado atendido por un comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una interconexión internacional, entre dos transportadores, y a partir del cual el agente que recibe el gas asume la custodia del mismo

Riesgo: Medida de la pérdida de potencial en términos de la probabilidad de ocurrencia del incidente y la magnitud de las consecuencias.

Ruptura: Falla abrupta de cualquier segmento de la tubería.

Segmento: Longitud de ducto o parte del sistema que tiene características únicas en una ubicación geográfica específica.

Sistema: Infraestructura completa de cualquier operador o a grandes porciones de esa infraestructura que tengan puntos de inicio y llegada definidos.

Sistema de Transmisión: Uno o más segmentos de ducto generalmente interconectados para formar una red, que transporta gas de un sistema de recolección a la salida de una planta de procesamiento de gas, o de un campo de almacenamiento a un sistema de distribución de baja o de alta presión, a un cliente de gran volumen o a otro campo de almacenamiento.

Sistema SCADA: Sistema de adquisición y control de la información.

Ultrasónico: Sonido de alta frecuencia. Técnica de inspección que se utiliza para determinar el espesor de pared y para detectar la presencia de defectos.

Yacimiento: Es la formación en el subsuelo donde está presente una concentración estadística de hidrocarburos.

CONTENIDO

INTRODUCCION	21
1. INFORMACIÓN GENERAL	22
1.1 OBJETIVOS.....	22
1.1.1 Objetivo General.....	22
1.1.2 Objetivos Específicos:.....	22
1.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA	22
1.3 ALCANCE	23
1.4 JUSTIFICACION.....	23
2. RESEÑA HISTÓRICA.....	25
4. EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	31
5. PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA	33
6. MASIFICACIÓN DEL USO DEL GAS EN COLOMBIA	37
7. TRANSPORTE DE GAS NATURAL A TRAVES DE TUBERIA	39
7.1 ETAPAS EN LA CONSTRUCCION DE UN GASODUCTO	39
7.1.1 Estudios de factibilidad	40
7.1.2 Estudios de Detalle	40
7.1.3 Construcción	40
7.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS.....	41
7.2.1 Presión y temperatura.....	41
7.2.2 Contenido de Hidrocarburos Líquidos.....	42
7.2.3 Compresibilidad del gas.....	42
7.3 PROCESOS QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DEL GAS NATURAL POR TUBERÍAS.....	42
7.3.1 Formación de hidratos	42
7.3.2 Formación de líquidos.....	43
7.3.3 Deposición de asfáltenos	44

8. MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSPORTE DE GAS.....	45
8.1 PLAN DE MANTENIMIENTO.....	46
8.2 CORRIDA DE HERRAMIENTA	49
8.2.1 Presión de empuje	50
8.2.2 Tipos de herramientas	50
8.2.3 Partes de una herramienta.....	50
8.3 PROCESO DE CORROSIÓN EN GASODUCTOS.....	51
8.3.1 Corrosión Electro Química	51
9. INTEGRIDAD DE GASODUCTOS	53
9.1 PRINCIPIOS DE LA ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD	54
10. MANEJO DEL RIESGO	59
10.1 EVALUACIÓN DE RIESGO EN UN GASODUCTO.....	60
10.2 AMENAZA POR CORROSIÓN EN UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	60
10.3 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FORMA	62
10.3.1 Inhibidores de Corrosión.....	63
10.3.2 Lanzamiento de herramientas raspatubo.....	64
11. MANTENIMIENTO PREVENTIVO INTERNO DE GASODUCTOS	66
11.1 HERRAMIENTAS RAPATUBOS	67
11.1.1 Tipos de Herramientas Raspatubo	73
11.1.2 Clasificación Según su Configuración.....	73
11.2 SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS RASPATUBO.....	81
11.3 PROCEDIMIENTO SUGERIDO PARA EL ENVÍO Y RECEPCIÓN DE HERRAMIENTAS RASPATUBO	86
11.3.1 Alistamiento de la Trampa de Recibo	88
11.3.2 Procedimiento de recibo	89
11.4 LIMPIEZA QUÍMICA Y MECÁNICA DE DUCTOS.....	89
12. METODOLOGÍA PARA DEFINIR LOS PARÁMETROS Y FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO A TRAVÉS DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA LIMPIEZA INTERNA DE DUCTOS	93
12.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS MARRANEABLES	94

12.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS PARA DEFINIR LOS TIEMPOS ENTRE LIMPIEZA	96
13. DETERMINACIÓN DE VARIABLES, REGLAS Y PESOS	101
CONCLUSIONES	111
REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	112
BIBLIOGRAFIA.....	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	30
Figura 2 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL	33
Figura 3 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE GAS NATURAL.....	35
Figura 4 POTENCIAL DE PRODUCCION DE GAS NATURAL.....	35
Figura 5 PROCESO DE LA CORROSIÓN ELECTROQUIMICA	61
Figura 6. RED DE TUBERÍAS CON FACILIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE LIMPIEZAS INTERNAS RASPATUBOS.....	95
Figura 7 PARÁMETROS QUE PUEDEN INCIDIR EN LOS PROCESOS DE CORROSIÓN INTERNA Y GENERACIÓN DE SUCIEDAD EN UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores, Ponderación y pesos de las variables	102
Tabla 2 Aplicación de los criterios a los tramos marraneables denominados tramo A & TRAMOB.....	106
Tabla 3 Registro de resultados de frecuencias de la red de gasoductos	109

RESUMEN

TITULO

METODOLOGÍA PRÁCTICA PARA DEFINIR LOS PARÁMETROS Y FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO PARA UNA RED DE GASODUCTOS A TRAVÉS DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA LIMPIEZA INTERNA DE DUCTOS*

AUTOR:

EDWIN Mauricio Acosta Cárdenas**

PALABRAS CLAVES:

Integridad, Gasoducto, Amenaza, Raspatubo, limpieza interna, Marraneable, Metodología.

DESCRIPCIÓN

La integridad de un gasoducto está en la capacidad de contener el fluido en el sistema de transporte a las condiciones operacionales requeridas de manera segura. Una de las amenazas a la integridad de un sistema de transporte de gas, es el deterioro interno de la tubería.

Las líneas de acero al carbono que transportan hidrocarburos atraviesan prolongadas y variadas extensiones de terreno con características topográficas particulares, condiciones operacionales fluctuantes y etapas de procesos de tratamiento del fluido tales como deshidratación, filtración, endulzamiento y compresión.

Como mecanismos de control para la conservación del activo y la mitigación del deterioro acelerado de la pared interna del ducto, se realiza un plan de mantenimiento de limpiezas internas, por medio de herramientas raspatabos, comúnmente llamados marranos que se introducen en el gasoducto y realiza un arrastre del material adherido o depositado dentro del sistema de transporte. Sin embargo no hay una unificación de criterios técnicos para determinar la frecuencia de limpieza que debe aplicarse a una línea marraneable. Actualmente el operador establece una frecuencia estática para todos los gasoductos sin fundamentación técnica que la soporte.

Este documento presenta una metodología para determinar la frecuencia de las limpiezas internas en los gasoductos a través de la definición de algunos criterios asociados a información de diseño, procedencia del producto, condiciones operacionales, deterioro interior, análisis de laboratorio, información de mantenimiento. Definidos los criterios, se realiza la ponderación de las variables relacionadas con los criterios y se le asignan pesos, vinculados a una condición de temporalidad, con este mecanismo se obtienen el tiempo en meses, al cual debe realizarse la corrida de limpieza interna para cada gasoducto.

* Trabajo de grado de especialización.

** Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización de Ingeniería del Gas.
Director: Ing CRISTANCHO Eduardo.

ABSTRACT

TITLE:

PRACTICAL METHODOLOGY TO DEFINE THE PARAMETERS AND FREQUENCY OF MAINTENANCE FOR A PIPELINE NETWORK OF GAS PIPELINES THROUGH CONVENTIONAL TOOLS INTERNAL PIPELINE CLEANING*

AUTHOR

ACOSTA Cárdenas Edwin Mauricio **

KEYWORDS:

Integrity, Pipeline, Threat, Internal cleansing, Pigging, Methodology.

DESCRIPTION

The integrity of a pipeline is able to contain the fluid in the transport system operating conditions required to safely. One threat to the integrity of a gas transport system is the internal deterioration of the pipe.

The carbon steel lines carrying oil to prolonged and varied crossing ground extensions with topographical features, fluctuating operating conditions and stages of fluid treatment processes such as dehydration, filtration, sweetening and compression.

As control mechanism for active conservation and mitigation of accelerated deterioration of the inner wall of the pipeline, a plan is made keeping internal cleansing through scraper tools, commonly called pigs that are fed into the pipeline and makes a washing material adhered or deposited within the transport system.

However there isn't a unification of technical criteria to determine the frequency of cleaning to be applied to a line pigging. Currently the operator establishes a static frequency for all pipelines without technical basis to support it.

This paper presents a methodology to determine the frequency of cleaning internal pipelines through the definition of some criteria associated with design information, product origin, operating conditions, internal deterioration, laboratory, maintenance information. Defined criteria, is performed by weighing the variables related to the criteria and assigned weights, linked to a temporary condition, with this mechanism are obtained in months time, which must be the cleansing run for each pipeline.

* Project of degree

** Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización de Ingeniería del Gas.
Director: Ing CRISTANCHO. Eduardo

INTRODUCCION

El gas natural es una sustancia mezcla que se encuentra en estado gaseoso y se obtiene del subsuelo en forma natural. Generalmente contiene un alto porcentaje de metano y otros hidrocarburos en menor proporción como etano, propano, isobutano entre otros.

El gas natural a través de un proceso de extracción similar al del petróleo, se extrae de pozos subterráneos o submarinos. En superficie, se le retira el exceso de agua e impurezas, para ser transportado a través de una tubería subterránea, hasta los centros de consumo.

Durante el proceso de transporte de este hidrocarburo se presentan arrastre de líquidos consecuencia de los procesos de deshidratación, endulzamiento, filtración, compresión al igual se genera deterioro de la pared interna de la línea por acción mecánica y/o química. Por lo anterior, se hace necesario incluir dentro del plan de mantenimiento de los gasoductos, la realización de limpiezas internas, raspatubos con el fin de preservar el activo y mantener la vida útil del mismo para su operación segura.

Este documento presenta una metodología para determinar la frecuencia de las limpiezas internas través de la definición de algunos criterios y ponderación de variables con asignación de pesos que aporta a la determinación del plan de mantenimiento.

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General.

Definir las frecuencias del mantenimiento de limpiezas internas para una red de gasoductos, a partir de la ponderación de los parámetros que inciden en la generación de residuos en las líneas de transporte de gas natural y que afectan la integridad y la operación segura del gasoducto.

1.1.2 Objetivos Específicos:

- Identificar la infraestructura con las facilidades para la limpieza interna que conforman la red de gasoductos.
- Caracterizar las corrientes gaseosas que se transportan en la red de gasoductos en Colombia.
- Definir los parámetros que pueden incidir en los procesos de corrosión interna y la generación de suciedad en una línea de transporte de gas natural.
- Ponderar los parámetros definidos para la asignación de tiempo y establecer frecuencias.
- Establecer los agentes externos que aporten material de desecho a la línea de transporte de gas natural.

1.2 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Los sistemas de transporte de gas natural cuentan, en la mayoría de los casos con una red de gasoductos de diámetros y características diferentes, por lo que, el área de integridad requiere definir la frecuencia de limpieza interna en cada uno de los ducto que conforma el sistema, para controlar la amenaza por corrosión interna definida en la norma ASME B31.8S Managing system integrity of gas pipelines y NTC gestión de integridad de Gasoductos 5747.

1.3 ALCANCE

El propósito de este trabajo es diseñar una metodología para definir las frecuencias de limpiezas internas en los ductos, como parte del mantenimiento implementado para prevenir el deterioro de la pared interna de las tuberías a causa de los procesos corrosivos que pueden darse por la operación en el sistema de transporte de gas natural.

En una primera etapa se realiza la identificación de la infraestructura, seleccionando los gasoductos que presentan facilidades de trampas de lanzamiento y recibo de raspadores, se caracterizan las propiedades de diseño como longitud, diámetro, espesor de pared, las condiciones operacionales y las características fisicoquímicas del gas natural transportado por cada línea.

En la segunda etapa se identifican los agentes externos como puntos de compresión y mantenimientos correctivos que aporten material de desecho a la línea.

En una tercera etapa se asignan valores de ponderación de tiempo para los diferentes parámetros, de acuerdo con las características particulares de cada línea, estableciéndose así una frecuencia.

Con la aplicación de las etapas se obtendrá como resultado la asignación de una frecuencia de limpieza para cada una de las líneas que conforman la red de manera particularizada de acuerdo a los parámetros definidos.

1.4 JUSTIFICACION

Una de las amenazas que puede afectar la integridad de una línea de transporte de gas de acuerdo a las normas ASME B31.8S y NTC 5747 es la corrosión

interna, ocasionando una pérdida del espesor de la tubería que puede ser de tipo general ó localizado. Una vez la pérdida de material supera el mínimo requerido para la condición de presión de transporte, se genera la fuga o ruptura, es decir se pierde la integridad, por tanto las consecuencias de la liberación de un fluido combustible a alta presión pueden ser catastrófica.

El contar con un esquema de limpieza interna en la red de gasoductos es un mecanismo de control al deterioro por corrosión interna que puede presentarse en las tuberías que transportan el hidrocarburo, manteniendo la integridad de la línea.

2. RESEÑA HISTÓRICA

El gas natural es hoy en día una de las principales fuentes de energía la cual circula bajo el suelo de la mayor parte de las ciudades del mundo civilizado; aporta comodidad doméstica y provee a la industria la energía que necesita.

Los chinos perforaban sus pozos con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el propósito expreso de buscar gas en yacimientos de caliza. Quemaban el gas para secar las rocas de sal que encontraban entre las capas de caliza. En el siglo VII en Japón se descubrió la existencia de un pozo de gas. Las civilizaciones griega y romana, así como la Edad Media, conocieron los efectos de la combustión del gas. En el siglo XVI Paracelso, alquimista y médico suizo, produjo por primera vez gas combustible (hidrógeno) por contacto de ácidos con metales y lo llamó "espíritu salvaje"; Juan Bautista van Helmot lo denominó "ghost" (fantasma, espíritu) de donde se derivó, por deformación de esta palabra, el nombre de "gas".

En el siglo XVII Robert Boyle, químico y físico irlandés, obtuvo vapor de agua, alquitrán gas por destilación o carbonización de la hulla. Así mismo, en Gran Bretaña, William Murdock consiguió en 1792 alumbrar con gas su casa y sus talleres. El gas lo obtenía en una retorta vertical de hierro estañado y se conducía por tubería a unos veinte metros de distancia. En 1797 se instaló luz, a partir del gas, en la Avenida Pall Mall de Londres, y a partir de entonces se desarrolló rápidamente la industria del gas en Inglaterra.

En Alemania, Guillermo Augusto Lampidus, farmacéutico y químico, alumbró en 1811 con gas un sector de Freiberg en donde era profesor de química en la escuela de minas.

De acuerdo con lo anterior, en principio el gas que comenzó a utilizarse en las ciudades europeas fue de origen manufacturado, obtenido de la destilación o carbonización de la hulla. Este gas preparó el camino tecnológico a la posterior utilización del gas natural.

Estados Unidos fue pionero de la exploración y explotación del gas natural. En 1821, los habitantes de Fredonia (cerca de Nueva York), hicieron un pozo de nueve metros de profundidad y condujeron el gas por tuberías de madera y de plomo a varias casas para su alumbrado. A lo largo del siglo XIX, el uso del gas natural permaneció localizado porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo.

A comienzos de 1900 el gas manufacturado es implementado en Argentina, país con mayor historial en Latinoamérica en este tema. A partir de 1930 comenzaron a explotarse en los Estados Unidos los yacimientos de gas, independientemente de los petrolíferos. Hasta entonces el gas natural que acompañaba el petróleo era quemado o reinyectado en los pozos para mantener la presión de extracción del petróleo.

Un importante avance en la tecnología del transporte del gas ocurrió en 1890, con la invención de las uniones a prueba de filtraciones. Sin embargo, como los materiales y técnicas de construcción permanecían difíciles de manejar, no se podía llegar con gas natural más allá de 160 kilómetros de su fuente. Por tal razón, la mayor parte del gas asociado se quemaba en antorchas y el no asociado se dejaba en la tierra. El transporte de gas por largas distancias se hizo practicable a fines de la segunda década del siglo XX por un mayor avance de la tecnología de tuberías.

En Estados Unidos, entre 1927 y 1931 se construyeron más de diez grandes sistemas de transmisión de gas. Cada uno de estos sistemas se construyó con tuberías de unos 51 centímetros de diámetro y en distancias de más de 320 kilómetros. Después de la Segunda Guerra Mundial se construyeron más sistemas de mayores longitudes y diámetros. Se hizo posible la construcción de tuberías de 142 centímetros de diámetro. Pero el gran auge en la historia del gas natural no llega, prácticamente, hasta 1960. Entonces los grandes descubrimientos y la explotación de importantes yacimientos en diferentes partes del mundo, especialmente en Europa Occidental, Rusia y norte de África, dan progresivamente una auténtica dimensión mundial a la industria del gas natural.

3. LA CADENA DEL GAS NATURAL

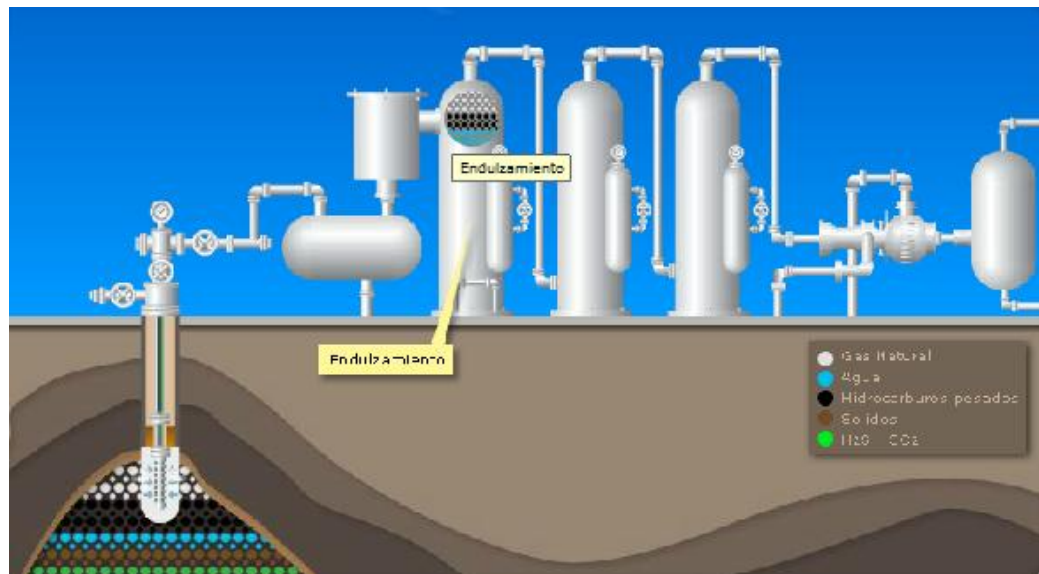
La cadena de valor del gas natural puede definirse a partir de siete elementos que lo componen: exploración, perforación, producción, procesamiento, transporte, comercialización y distribución.

La exploración consiste en la identificación y localización por medio de la geofísica de áreas en las cuales se puedan encontrar las formaciones sedimentarias y estructuras que contengan hidrocarburos. A partir de esto se elaboran mapas que permiten identificar características tales como tipo de roca, fallas geológicas, topografía, información magnética, gravimétrica y establece las capas de la corteza terrestre.

Cuando los resultados de la exploración presentan una alta probabilidad de encontrar hidrocarburo, se realiza la perforación que puede ser vertical, horizontal o direccionada, estos dependerá de la formación del yacimiento. Una vez la perforación confirma la viabilidad del yacimiento se inicia la producción, es decir la extracción del gas de acuerdo con las características propias de cada yacimiento. Por medio de diferentes equipos y método se extrae el gas desde el subsuelo hasta la superficie, donde se genera el procesamiento (ver figura 1) de tal manera que cumpla con los requerimientos regulatorios para su uso de acuerdo a los estándares regulatorios. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es partículas por lo que el tratamiento en cada campo de producción suele ser diferente. En general el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas solidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre, de nitrógeno y dióxido de carbono. Las operaciones generales que se realizan en el procesamiento del gas natural son:

- Separación Inicial : Debido a que los yacimientos pueden contener gas, petróleo y agua, las tres sustancias requieren ser separadas lo cual se hace aprovechando las diferencias de densidades de cada elemento
- Filtración: Por medio de elementos filtrantes se retira el material sólido contenido en el gas.
- Endulzamiento: En algunos yacimientos hay sustancias no deseadas como dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Los cuales en presencia de agua líquida generan procesos de corrosión y en condiciones criogénicas taponamiento por solidificación. Una forma común de retirar estas sustancias es por medio de procesos de absorción haciendo contacto entre el gas y una solución acuosa de amina.
- Deshidratación: Consiste en retirar los remanentes de agua de la corriente gaseosa, este se procesa a través de columnas de glicol o tamiz molecular de manera que el gas natural sea llevado a línea de transporte con una concentración mínima de vapor de agua (deshidratado) garantizándose que en aquellas zonas del trazado del gasoducto donde la presión sea elevada y la temperatura reducida no se genere condensación del vapor de agua.

Figura 1 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL



Fuente: Ecopetrol. www.ecopetrol.com.co

Realizado el procesamiento se obtiene el gas de venta, el cual es transportado a través de tuberías mediante la diferencial de presión, controlada a través de las unidades de compresión a lo largo del trazado, los gasoductos como transporte finalizan en las zonas aleñadas a la ciudades en el punto de transferencia donde entregan en custodia el gas al distribuidor, el cual se encarga de regular la presión del fluido y entregarlo al consumidor domiciliario. Un elemento adicional a la cadena técnica, es el comercializador que tiene como función la compra, venta o suministro de gas natural a título oneroso.

4. EXPLOTACIÓN DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

En Colombia, el potencial de hidrocarburos está localizado en 18 cuencas sedimentarias que cubren la mayor parte del territorio nacional, alrededor de 1.036.450 kms².

Con base en los niveles de las actividades de exploración y producción, las cuencas sedimentarias colombianas pueden ser clasificadas en dos grandes grupos:

Cuencas con producción y Cuencas sin producción. En el primer grupo se encuentran, las cuencas: Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo y La Guajira, con un muy buen conocimiento geológico, geofísico y técnico.

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

Los principales campos de explotación se encuentran en la región de los Llanos Orientales y en La Guajira, adicionalmente se encuentran otros campos en producción en las cuencas del Valle Medio y Valle Superior, así como en Catatumbo.

De los 96 TPC de gas natural que corresponden a las reservas potenciales, el 56% (es decir alrededor de 54 TPC) están ubicados entre las cuencas de los Llanos Orientales, Valles Superior, Medio e Inferior del Magdalena, del Putumayo

y La Guajira. Los 42 TPC restantes de gas natural se distribuyen en las cuencas que no se encuentran actualmente en producción.

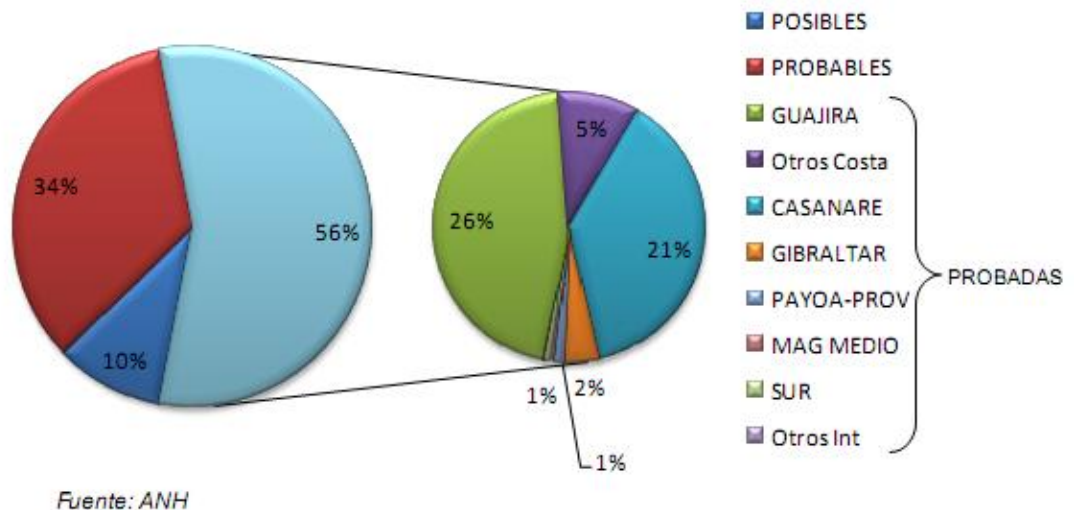
El Gobierno Nacional a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos definió el nuevo marco contractual para estimular la inversión en el sector de hidrocarburos, cuyo principal elemento es la reducción de la participación estatal de un 70% hasta un 50%, con lo cual se mejorará la rentabilidad de las empresas. Con este nuevo esquema y los altos precios del petróleo, la actividad exploratoria ha repuntado adquiriendo el mismo dinamismo mostrado en los primeros años de la década de los noventa.

Es de anotar que en la actividad exploratoria de hidrocarburos no hay diferencia entre la búsqueda de gas y petróleo, por cuanto las operaciones son las mismas y tan sólo la perforación de los pozos confirma qué tipo de hidrocarburo es encontrado. En este sentido, así como se puede encontrar petróleo, también puede tratarse de gas natural y los contratos que se suscriban en términos generales son para la búsqueda de hidrocarburos. [1].

5. PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, a 31 de diciembre de 2009 el país contaba con un total de reservas de gas natural de 8.45 Tera Pies Cúbicos - TPC, de las cuales 4.73 TPC corresponden a la categoría de reservas probadas y 3.72 TPC a las de reservas probables y posibles.

FIGURA 2 DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL



Las reservas probadas de gas natural aumentaron en 353.17 Giga Pies Cúbicos - GPC respecto a las del 31 de diciembre de 2008, gracias a la reclasificación y aporte de campos como Pauto y Gibraltar, que presentaron un incremento de 476 y 57 GPC respectivamente.

El campo Chuchupa reporta un decrecimiento de reservas probadas de 208 GPC, mientras que el campo Ballena muestra un incremento del mismo tipo de reservas

de 23 GPC para el año 2009. Por su parte, el campo la Creciente reporta 433 GPC como reservas probadas para el mismo año.

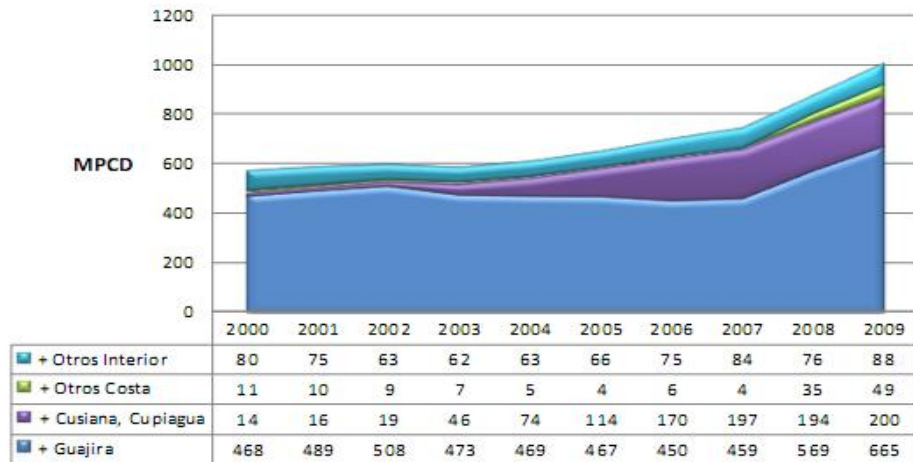
Las reservas probables reportadas por la ANH a 31 de diciembre de 2009 ascienden a 2.903 GPC, mostrando un incremento de 901 GPC respecto del 2008, de los cuales el 60% corresponde a los campos del Magdalena Medio y el 39% a las reservas probables de los campos del Casanare.

La capacidad de producción de gas natural en Colombia muestra una tendencia creciente que se mantendrá por dos años más de acuerdo con la información reportada al Ministerio de Minas y Energía en virtud del Decreto 2687 de 2008. El aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados en los campos maduros, lo que ha permitido maximizar las reservas e incrementar la oferta de gas natural para satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda.

En el año 2009, la oferta de gas natural incrementó 15% respecto al 2008 al pasar de 874 MPCD a 1.003 MPCD, registrándose una tasa de crecimiento promedio anual en los últimos 10 años del 5.8%.

Las principales fuentes de producción nacional de gas natural se concentran en los campos Ballena y Chuchupa, en la Costa Atlántica y en Cusiana y Cupiagua, localizados en el Interior del país. Durante el año 2009, los campos de La Guajira y Cusiana, fueron responsables del 86% del suministro, de los cuales el 66% corresponde a Guajira y el 20% a Cusiana, que equivalen a 665 MPCD y 200 MPCD, respectivamente.

FIGURA 3 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE GAS NATURAL

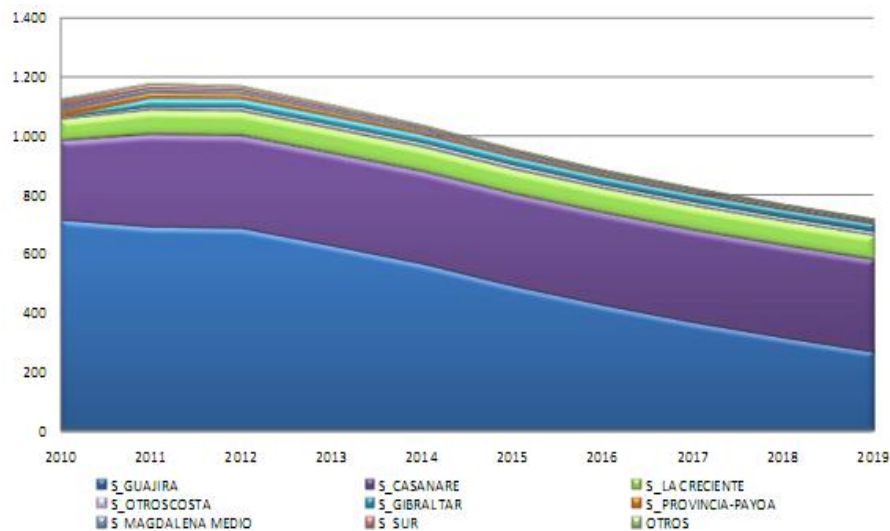


Fuente: UPME

De otra parte, el potencial de producción de gas natural de los diferentes campos existentes utilizado para el ejercicio de planificación, corresponde al reportado por los productores al Ministerio de Minas.

En la siguiente figura se presenta el potencial de producción a nivel nacional.

FIGURA 4 POTENCIAL DE PRODUCCION DE GAS NATURAL



FUENTE: RESOLUCIONES MME 180663, 180765, 180881 Y 181125 DE 2010

A junio de 2010, el país contaba con una capacidad de producción de 1093 MPCD, la cual se ha incrementado en 2.7% respecto del promedio diario anual de 2009. Sin embargo, se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 725 MPCD en el año 2019, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2009. [2].

6. MASIFICACIÓN DEL USO DEL GAS EN COLOMBIA

En 1993 el Gobierno Nacional decidió que ECOPETROL liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2.000 km de gasoductos que pasaron por el departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales.

En Colombia el desarrollo de la industria del gas natural es reciente. Aunque desde la década del 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible fue a mediados de los años 70's cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la Guajira y que entró en funcionamiento en 1977. Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa "Gas para el cambio" que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de ECOPETROL y se conformó la Empresa Colombiana de Gas – ECOGAS, que posteriormente se transformó en la Transportadora de Gas del Internacional (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006.

Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los Departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima. El Gobierno Nacional interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las "Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en

Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo. Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible.

En el 2007 Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años [3].

7. TRANSPORTE DE GAS NATURAL A TRAVES DE TUBERIA

Las evidencias históricas indican que ya en el año 900 A.C, los chinos usaron tubos de bambú para fabricar sistemas provisionales de tubería destinados a transportar gas natural. En 1821 en los Estados Unidos se utilizaron rudimentariamente tuberías de madera, troncos ahuecados, para llevar gas desde la fuente productora hasta edificaciones cercanas, usado para iluminación, sin embargo lo accidente por escape e incendios eran frecuentes, solo hasta 1843 y gracias a la invención de las tuberías de hierro el riesgo de transportar a cortas distancias se redujo.

Con el desarrollo de la industria petrolera a partir de 1859 en Pensylvania, se generó gran actividad de perforación y de refinación del petróleo. Alrededor de esta industria naciente, hubo otras muchas relacionadas que iniciaron su desarrollo tecnológico, entre ellas la del transporte que se preocupó por encontrar sistemas confiables y seguros para llevar los hidrocarburos, de los sitios de explotación a los sitios de refinación y de allí a los sitios de consumo.

Los adelantos de la industria del transporte por gasoductos se dieron en los materiales de elaboración de los tubos, en el mejor terminado y en la técnica total para llevar a cabo el proyecto de construcción (procesos de soldadura, protección contra la corrosión etc), lo cual ha permitido el desarrollo de proyectos donde las líneas cruzan lechos de ríos, pantanos, autopistas, líneas submarinas y líneas en el Polo Norte. [4].

7.1 ETAPAS EN LA CONSTRUCCION DE UN GASODUCTO

El desarrollo de un proyecto de construcción de un gasoducto, conlleva tres etapas: Estudios de Factibilidad, Estudios de detalle y la Construcción.

7.1.1 Estudios de factibilidad

Comprende por una parte, la evaluación de la producción y los análisis de demanda del producto, por otra parte, el estimativo de los costos de inversión y de transporte asociados respectivamente con la factibilidad técnica de la infraestructura requerida (ingeniería Básica) y con los gastos de operación

7.1.2 Estudios de Detalle

Corresponde una vez definida la factibilidad del proyecto a la ejecución de los estudios de detalle permiten definir con buena exactitud las características de la obra, cuantificar la magnitud de las protecciones requeridas y precisar el estimativo de costos de la construcción, Dentro de los estudios de detalle se incluyen las actividades de: Diseño hidráulico, definición y trazado de ruta y el diseño contra la corrosión.

7.1.3 Construcción

Normalmente en la construcción de un gasoducto se trabaja bajo el esquema de frentes, uno denominado frente de bloque de línea regular y otro frente de obra especiales.

Dentro las actividades relevantes de la construcción se puede mencionar: La apertura y conformación del derecho de vía; transporte y tendido de la tubería; apertura de zanja; rebiselamiento de tubería; doblado; alineación; soldadura, preparación de superficie y aplicación de recubrimiento; instalación y bajado de tubería, empalmes especiales, tapado e instalación de válvulas- trampas raspadores y pruebas de presión.

7.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS.

Para transportar el gas por tuberías, es necesario que se tomen en cuenta varios factores que influyen en forma directa en el mismo, entre los más importantes se tienen:

7.2.1 Presión y temperatura

La temperatura y la presión influyen en las propiedades de los fluidos. Un incremento en la temperatura disminuye la capacidad de transporte de un gasoducto debido al aumento de la caída de presión, lo que redundaría en mayor consumo de energía en los sistemas de compresión. La viscosidad de un gas se incrementa con un aumento en la presión y en la temperatura, lo que provoca mayor fricción a lo largo del gasoducto.

Bajo ciertas condiciones de presión, se puede afectar la viscosidad, aumentando la resistencia al movimiento del fluido en la tubería. Esto ocurre, ya que al aumentar la presión las moléculas del fluido estarán más unidas, ésta sobre presión se debe controlar para mitigar problemas de rupturas en las instalaciones, los cuales ocurren cuando el espesor de la tubería no soporta la presión suministrada.

La temperatura afecta directamente la viscosidad del gas. Los fluidos gaseosos, tienen un comportamiento distinto ante la temperatura, que los fluidos líquidos, cuando aumenta la temperatura, la viscosidad del gas también aumenta. Una temperatura muy alta, generará una mayor resistencia del gas a fluir. Una temperatura muy baja, puede estar por debajo de la temperatura de rocío y formar hidratos.

7.2.2 Contenido de Hidrocarburos Líquidos

Uno de los procesos que se realizan al gas natural antes de ser transportado en el gasoducto es la separación de la fracción líquida de hidrocarburos.

La presencia de hidrocarburos líquidos en el gasoducto afecta la eficiencia del transporte, ocasionando taponamientos a la instrumentación, desbalance en los procesos de compresión y afectación a los elementos mecánicos de las unidades; depósitos de líquidos en los senos del trazado originando focos de corrosión e incumplimiento en la calidad de gas a los remitentes.

7.2.3 Compresibilidad del gas

La compresibilidad del gas está ligada al factor de compresibilidad, el cual depende de la composición de la mezcla del gas natural y de las variables presión y temperatura. A una mayor compresibilidad, una mayor energía potencial que se transforma en energía cinética para recorrer mayores distancias. El proceso de compresión puede realizarse por etapas, por medio de unidades de compresión. El gas ingresa por el sistema de tuberías de succión al compresor, al cual recibe el trabajo transmitido por el motor. Una vez alcanzada la relación de volumen, se realiza por el sistema de tuberías la descarga al gasoducto, para que el gas continúe su recorrido hasta los puntos de entrega.

7.3 PROCESOS QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DEL GAS NATURAL POR TUBERÍAS.

Entre los procesos que influyen en el transporte de gas por tuberías se tienen:

7.3.1 Formación de hidratos

Los hidratos son compuestos sólidos que se forman como cristales, tomando apariencia de nieve. Se forman por una reacción entre el gas natural y el agua, su composición es de aproximadamente un 10% de hidrocarburos y un 90% de agua.

También pueden existir hidratos compuestos por dióxido de carbono, ácido sulfúrico y agua líquida. Su gravedad específica es e 0.98 y flotan en el agua, pero no se hunden en los hidrocarburos. La formación de hidratos en el gas natural ocurrirá si existe agua libre y se enfría el gas por debajo de la temperatura de formación de hidratos, llamada también “deformación de rocío”. En general se forman a bajas temperaturas, altas presiones y altas velocidades. Estos causan algunos problemas a la industria, entre estos están: congelamiento del gas natural, logrando taponar la tubería y por ende reduciendo el espacio permisible para transportar el gas, no se obtiene el punto de rocío requerido para el cumplimiento de los criterios del gas de ventas de gas, corrosión de la tubería, paradas de planta por mantenimientos no programado, entre otros.

Es por eso que las industrias tienen que implementar técnicas para deshidratar el gas natural y así evitar la formación de hidratos. También se puede evitar removiendo el agua del gas antes del enfriamiento de los hidrocarburos por debajo de la temperatura a la cual podrían aparecer los problemas, mediante el uso de un inhibidor que se mezcle con el agua que se ha condensado.

7.3.2 Formación de líquidos

Esto ocurre cuando los componentes más pesados del gas natural alcanzan su punto de rocío y se condensan depositándose en el interior de la tubería. Contienen oxígeno, sulfuro de hidrógeno, sales ácidas y sustancias corrosivas. La formación de estos líquidos ocasionan grandes pérdidas de presión, disminución del caudal y reducción de la eficiencia de transmisión; en los equipos de medición y regulación, pueden causar: mediciones inadecuadas, daños de equipos, fugas, vibraciones, etc. Existen métodos para eliminar los líquidos en los gasoductos, entre los que se encuentra la separación previa a la entrega al sistema de transporte y el uso herramientas de limpieza o raspatubos

7.3.3 Deposición de asfáltenos

Los asfáltenos son hidrocarburos constituyentes del petróleo, de elevado peso molecular, su estructura es amorfa, entre otras cosas. Este fenómeno ocurre cuando se transporta por las tuberías gas asociado con petróleo, aunque pareciera difícil, porque antes de transportar el gas, este es sometido por procesos de separación y depuración que lo hacen considerar relativamente limpio, pero este evento se ha presenciado, posiblemente por deficiencia de los equipos de separación y quizás por la formación de espumas en el separador, ya que todos los crudos al ser desgasificados forman espumas, lo cual conlleva arrastres en las corrientes de gas; ocasionando disminución en la fracción retenida.

8. MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSPORTE DE GAS

El mantenimiento, es la actividad encaminada a la conservación de la infraestructura para garantizar un nivel de estabilidad en las condiciones de eficiencia. El mantenimiento puede ser de tipo mecánico cuando las acciones se encaminan a los aspectos del tubo mismo (efectuar variantes, reposiciones de tubería, refuerzo de protección contra corrosión, inspección y mantenimiento de sistemas instalados válvulas, instrumentos, etc.), o civil en los casos en que se acometen obras de prevención o corrección de fenómenos de inestabilidad sobre el derecho de vía que podrían poner en peligro la operación de línea.

a. Mantenimiento Predictivo

Su propósito principal es la obtención de información del estado del gasoducto, a través de mediciones y pruebas no destructivas, que sirva como base para prever posibles fallas de cualquier elemento de la infraestructura.

Dentro de este grupo se realizan actividades tales como: medición de espesores, medición de vibraciones, inspección interna del gasoducto etc.

b. Mantenimiento Preventivo

Dentro de esta categoría se encuentran todas las actividades que se realizan en forma sistemática y con unas frecuencias prefijadas, sobre las instalaciones del gasoducto y demás infraestructura, con el fin de mantenerlas en un estado operativo tal que garantice su correcto funcionamiento y prolongue su vida útil.

Dentro de este grupo se encuentran actividades tales como: inspección al derecho de vía, inspección de válvulas, limpieza interna del gasoducto, revisión de equipos mecánicos, etc.

c. Mantenimiento Correctivo

Su objetivo primordial es la inmediata reparación de los daños que se generen en el gasoducto por imprevistos, causas naturales o factores externos.

Cuando las reparaciones sean ocasionadas por eventos que paraliquen la operación normal del gasoducto, estas serán efectuadas en forma inmediata en concordancia con el Plan de Emergencia con el propósito de evitar pérdidas excesivas de gas, incendios, daños a terceros y restablecer el servicio de gas tan pronto como las condiciones lo permitan.

Dentro de las actividades que se desarrollan en este grupo se tienen: Control de erosiones, corrección de escapes, corrección de daños e imperfecciones de la tubería, reparación o cambio de equipos de instrumentación y medición, etc.

El mantenimiento de Gasoductos se fundamenta en lo establecido en la Norma ASME B31.8 la cual establece, entre otros aspectos, lo siguiente:

8.1 PLAN DE MANTENIMIENTO

Mediante este plan se controlan todas las actividades correspondientes al mantenimiento de todos los equipos y componentes del sistema de transporte. Dentro de este plan se ejecutan las siguientes actividades:

1. Inspección de centros operacionales: Se programan labores de mantenimiento e inspección a los sistemas de filtración, de regulación y de medición. Estas rutinas pueden ser mensuales. También se programa inspección y mantenimiento a los tableros de distribución y a los sistemas de iluminación con rutinas semestral. En el sistema de filtración se debe controlar que el diferencial de presión no exceda lo establecido por el fabricante y los cambios de elementos filtrantes se hagan con la frecuencia establecida en el manual de operación. Así mismo en el sistema de regulación se hacen rutinas de mantenimiento a las válvulas de flujo

axial y a los reguladores pilotos, cambiando las mangas y los diafragmas por tiempo de servicio o según su estado mecánico. Por otro lado los equipos de medición también se someten a limpieza y a prueba de spin test las turbinas.

2. Inspección y calibración de equipos de medición: Se programan labores de Inspección y revisión de calibración de los equipos de medición y los computadores de flujo. Esta rutina es mensual.

3. Inspección a cromatógrafo: Igualmente la rutina de inspección es mensual.

4. Inspección de sistemas de odorización y calentadores: Esta es una rutina que puede programarse bimensual o trimestral.

5. Inspección de válvulas de seccionamiento: Esta es una rutina que puede programarse semestralmente. Se hacen pruebas de apertura y cierre, locales y remotas; se realiza inspección al actuador, niveles de aceite. Se realiza engrase de válvula.

6. Revisión de calibración de válvulas de seguridad: Con rutina semestral se programan actividades de calibración de válvulas de seguridad.

7. Medición de espesores: Se programa la medición de espesores en los accesorios de los centros operacionales y City Gate. Así mismo se hace medición en tramos aéreos. Esta rutina se programa mensualmente. Los datos históricos se comparan para conocer el porcentaje acumulado de pérdida de espesor.

8. Corrida de marrano inteligente: Se programa para realizar una inspección interna de la tubería en cuanto a su geometría, espesor de la tubería, corrosión interna y externa. Queda un registro con toda la información pertinente acerca del estado general de la tubería. Por ser una actividad muy especializada y costosa,

normalmente la rutina es de cinco años.

9. Inspección de tramos aéreos: Con rutina semestral se programan inspecciones a los pasos especiales que son aéreos. Se inspecciona el estado de la tubería, la pintura, el estado de la estructura del puente, cables.

10. Medición de vibraciones: Se programan toma de vibraciones en Centros operacionales y tramos aéreos con rutina semestral.

11. Mantenimiento equipo mecánico: Con rutina mensual se debe inspeccionar todo el equipo mecánico que está disponible para la operación y mantenimiento tales como: vehículos, generadores de emergencia, máquinas de soldar, aires acondicionado, motobombas, compresores, equipos y herramienta para calibración y medición.

12. Inspección de sistemas eléctricos: Con rutina semestral se programan inspecciones y revisiones de cableado y medición de continuidad, revisión de voltajes de alimentación y salidas de CPU's, revisión de conexiones a tierra, inspección de voltaje en tableros de suministro, inspección de los tableros de distribución, revisión de sistema de luces de emergencia y alumbrado, mantenimiento de transformadores de energía.

13. Medición de potenciales, corresponde a la diferencia de potencial entre la superficie metálica de la estructura y el electrolito, a través de un electrodo de referencia, que generalmente es cobre/sulfato de cobre.

Las mediciones de potenciales son comunes para determinar si se ha alcanzado una protección adecuada. Como resultado de la aplicación de corriente desde el medio hacia la estructura, se manifiesta un cambio en el valor del potencial. El cambio de potencial refleja la polarización, este cambio se analiza al compararlo con los criterios y se determinan los niveles de protección catódica de las tuberías

enterradas. Esta técnica permite determinar la entrada y salida de corriente, contacto con otras estructuras, estado general del revestimiento y fallas localizadas del revestimiento.

8.2 CORRIDA DE HERRAMIENTA

Otra de las actividades que hacen parte del plan de mantenimiento, son las limpiezas internas, a través del lanzamiento de herramientas raspa tubos, también llamado marrano limpiador. El término “marrano” o “Herramienta raspatubo” se refiere a cualquier dispositivo que puede ser usado en tuberías para realizar operaciones como:

- remoción de parafinas,
- suciedad y agua acumulada en una línea;
- llenado de tuberías para efectuar pruebas hidrostáticas;
- drenajes de líneas después de haber realizado una prueba hidrostática;
- secado de líneas e
- inspección de tuberías, para detectar si existen abolladuras, hendiduras, pandeo o corrosión excesiva; para determinar esto último se emplea una herramienta electrónica o de calibración.

La herramienta de limpieza es enviada por una trampa de lanzamiento y recuperado por una trampa recibo, comúnmente estas herramientas poseen cepillos, copas y discos que permiten limpiar internamente el gasoducto.

Para el análisis hidráulico de la tubería durante la corrida de la herramienta de limpieza en el gasoducto, se deben considerar entre otros, las siguientes premisas básicas:

- Longitud de la tubería,
- Diámetro interno,
- Temperatura del fluido,
- Presión de la trampa de envío,
- Peso molecular del gas,
- Caudal del gas a manejar.

8.2.1 Presión de empuje

Para desplazar una herramienta raspatabos (marrano) a través de una línea es requerida una presión diferencial de empuje o presión diferencial. Esta presión provee la fuerza necesaria para vencer la fricción existente entre la herramienta y las paredes internas del tubo y darle la velocidad de desplazamiento para y poder arrastrar los residuos internos de la tubería.

8.2.2 Tipos de herramientas

Existen diversos tipos de herramientas de acuerdo al uso que van a tener,

- De limpieza
- De secado
- Bi direccionales para separación de fluidos por baches
- De calibración
- Inerciales
- De inspección inteligentes, etc

8.2.3 Partes de una herramienta

Esencialmente, una “herramienta raspatabo” está constituida en su interior de un cuerpo de acero, el cual está cubierto con material de caucho o copas plásticas, cuya función es ejercer un sello contra la tubería. Se tienen “herramientas con cepillos o raspadores en su cubierta exterior para operaciones de limpieza en las

paredes internas de la tubería. Algunos son largos a fin de poder pasar por restricciones como curvas, válvulas de retención, etc; otras en cambio son cortas a fin de no quedar atascados en los codos de las líneas. Igualmente están las llamadas esferas o bolas, las cuales están formadas por un material poroso que puede ser llenado con líquido.

8.3 PROCESO DE CORROSIÓN EN GASODUCTOS

La corrosión consiste en el deterioro de un material que reacciona con el medio ambiente. La corrosión de un metal es un proceso electroquímico debido al flujo de electrones que se intercambian entre los diferentes componentes del sistema. La corrosión es la principal causa de falla alrededor del mundo. Cuando una tubería falla ocasiona grandes impactos en términos de pérdida de producción, daños a la propiedad, contaminación y riesgos a vidas humanas.

Existen diversos tipos de corrosión, pero solo se analiza aquellos que afectan los sistemas de redes y tuberías.

8.3.1 Corrosión Electro Química

El gas natural contiene en su composición contaminantes como el sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono, estos compuestos en presencia de agua crean condiciones sumamente corrosivas en los sistemas de redes y tuberías. El dióxido de carbono disuelto en el agua corroe el acero al carbono. En la industria petrolera esta corrosión es encontrada con más frecuencia en pozos de agua, en los que el dióxido de carbono está presente. Si el vapor de agua condensa en las tuberías o líneas de flujo, el ácido carbónico formado produce corrosión por picaduras en el metal expuesto. Existen diversos factores que influyen en la corrosión por CO_2 , entre los cuales se encuentran: pH, temperatura, dimensión del sistema, régimen de flujo, relación volumétrica entre fases, velocidad de los flujos, presión, característica físico química del medio, material expuesto y por ultimo presencia

de sólidos en el fluido. Por otra parte, el gas H_2S disuelto en agua normalmente en pocas cantidades, crea un ambiente altamente corrosivo. Este ataque puede ser identificado por la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H_2S ; además de este tipo de corrosión, se pueden presentar otros dos tipos de corrosión por H_2S . Estos son: corrosión bajo tensión en presencia de sulfuro y agrietamiento inducido por hidrogeno.

Con la finalidad de minimizar el proceso de corrosión a través de los sistemas de redes y tuberías y de la misma forma incrementar la capacidad de transporte en los mismos, es necesario someter el gas a transportar a procesos de deshidratación y endulzamiento según sea su requerimiento, para la extracción de dichas impurezas.

El tipo y la cantidad de gases ácidos u oxígeno disuelto en agua o en corriente de gas, zonas de vapor y cubiertas de gas pueden ser determinada con pruebas químicas que tienen la capacidad de identificar un indicio del tipo y severidad de la corrosión. Una capa, como ácido de hierro, formada por corrosión puede ser analizada químicamente. La composición usualmente indicara la posible causa.

La gran parte de las aguas en los campos de explotación de hidrocarburos contienen bacterias bien sean anaeróbicas y aeróbicas. La bacteria sulfato-reductora es la principal causa de corrosión relacionada con bacterias en las operaciones de los campos. Si repentinamente aparece sulfuro de hierro negro en el agua, o se percibe un olor a huevo podrido, es evidencia de que se debe realizar esta prueba.

9. INTEGRIDAD DE GASODUCTOS

La integridad del gasoducto es la capacidad de desempeñar la función para la cual fue diseñado, en forma segura y confiable, sin afectar la seguridad de las personas y el medio ambiente. La gestión de la integridad es el conjunto de acciones coordinadas cuyo objetivo es mantener, durante la vida útil de un equipo o instalación, el desempeño previsto en su diseño, minimizando los riesgos en materia de ambiente, salud, seguridad industrial y seguridad física.

Administrar la integridad de un sistema de gasoducto es el objetivo principal de cualquier operador. Los operadores desean dar continuidad en la entrega de gas natural a sus clientes de una forma segura y confiable sin efectos adversos sobre los empleados, el público, los clientes o el ambiente. La operación sin incidentes ha sido y continúa siendo el mayor objetivo de las compañías de transporte de gas.

El uso del estándar ASME B31.8 S, permitirá que los operadores de ductos se acerquen aún más a ese objetivo.

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

9.1 PRINCIPIOS DE LA ADMINISTRACIÓN DE INTEGRIDAD

Los requerimientos funcionales para la administración de integridad deben ser aplicados a los sistemas de tubería desde la planeación inicial, diseño, selección de material y construcción.

La administración de integridad de un ducto comienza desde el diseño, con una buena selección de material y construcción del ducto. Los registros completos de material, diseño, y construcción para la línea son esenciales para la iniciación de un buen programa de administración de integridad.

La integridad del sistema requiere del compromiso de todo el personal de operación, utilizando procesos integrados, comprensibles y sistemáticos para operar con seguridad y mantener los sistemas de tubería. Para tener un programa de administración de integridad efectivo, el programa debe estar enfocado en la organización del operador, en los procesos y en el sistema físico.

Un programa de administración de integridad debe ser dinámico y flexible. Debe estar personalizado para ajustarse a las condiciones exclusivas de cada operador. Debe ser evaluado periódicamente y modificado para acomodarlo a los cambios en la operación del ducto, a los cambios en el ambiente de operación y la aparición de nueva información acerca del sistema.

La evaluación periódica es requerida para asegurar que el programa aproveche las tecnologías mejoradas y que utilice el mejor conjunto de actividades de prevención, detección y mitigación que estén disponibles para las condiciones de un momento específico.

A medida que se implemente el programa de administración de integridad, se reevalúa la efectividad de las actividades, modificándolas para garantizar la efectividad continua del programa y de todas sus actividades.

Un elemento clave de la estructura de administración de integridad es la integración de toda la información pertinente al realizar las evaluaciones de riesgos. La información que pueda causar impacto en la comprensión del operador de los riesgos importantes para un sistema de tubería, viene de diversas fuentes. El operador está en la mejor posición de reunir y analizar esta información.

Analizando toda la información pertinente, el operador puede determinar donde son mayores los riesgos de un incidente, y tomar decisiones prudentes para evaluar y reducir esos riesgos.

La evaluación de riesgo, es un proceso analítico mediante el cual se determina las clases de eventos o condiciones adversas que podrían tener impacto en la integridad del ducto. También determina la posibilidad o probabilidad de esos eventos o condiciones que conllevará a la pérdida de la integridad, y la naturaleza y severidad de las consecuencias que podría tener una falla. Este proceso analítico involucra la integración de diseño, construcción, mantenimiento, prueba, inspección y cualquier otra información acerca del sistema de tubería. La evaluación de riesgo, que se encuentra en la base de un programa de administración de integridad, puede variar en alcance o complejidad y utilizar diferentes métodos o técnicas.

El objetivo final de evaluar riesgos es identificar los riesgos más significativos para que el operador pueda desarrollar un plan efectivo y organizado de prevención, detección y mitigación.

Analizar los riesgos para la integridad de un ducto es un proceso continuo. El operador reúne periódicamente información adicional o nueva y experiencia de operación del sistema. Todos estos elementos se convierten en parte de las evaluaciones y análisis de riesgos que a su vez pueden exigir ajustes para el plan de integridad del sistema.

Se debe evaluar e implementar nueva tecnología cuando sea necesario. Los operadores del sistema de tubería deben adquirir la nueva tecnología que haya demostrado ser práctica. Las nuevas tecnologías pueden aumentar la capacidad de un operador para evitar ciertas clases de fallas, detectar riesgos efectivamente o mejorar la mitigación de riesgos.

La medición de desempeño del sistema y del programa en sí es una parte integral de un programa de administración de integridad de un ducto. Cada operador elige medidas de desempeño significativas al comienzo del programa y luego evalúa periódicamente los resultados de estas medidas para monitorear y la efectividad del programa. Se deben producir informes periódicos de efectividad del programa de administración de integridad del operador para mejorarlo continuamente.

Las actividades de administración de integridad deben ser comunicadas a todos los interesados. Cada operador debe garantizar que todos los interesados tengan la oportunidad de participar en el proceso de evaluación de riesgos y que los resultados sean comunicados efectivamente.

Para la administración de la integridad, se requiere identificar las amenazas potenciales. Se deben considerar todas las amenazas a la integridad del ducto. La información relacionada con incidentes a gasoductos ha sido analizada y clasificada por el Comité Internacional de Investigación de Ductos (PRCI) en 22 causas. Cada una de las 22 causas representa una amenaza para la integridad del ducto que debe ser administrada. Una de las causas reportadas por los operadores es “desconocida”; es decir, no se identificó la causa principal. Las 21 causas restantes han sido agrupadas en 9 categorías de tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento. Posteriormente fueron delineadas por 3 tipos de defectos relacionados con el tiempo. Las nueve categorías son útiles para identificar las amenazas potenciales.

La evaluación de riesgo, la evaluación de integridad y las actividades de mitigación deben ser enfocadas correctamente de acuerdo con los factores de tiempo y el agrupamiento por modo de falla.

La clasificación de las amenazas a la integridad se presenta a continuación:

Dependiendo del tiempo

- Corrosión Externa
- **Corrosión Interna**
- Fractura por Corrosión

Estable

Defectos de Fabricación

- Unión de Tubo Defectuosa
- Tubo Defectuoso

Relacionada con soldadura/ ensamble

- Soldadura alrededor del tubo defectuosa
- Soldadura de fabricación defectuosa
- Arrugas o dobleces
- Roscas estropeadas/ tubos rotos/ fallas en los acoples

Equipo

- Fallas en los Empaques O-ring
- Fallas en el equipo de alivio/ control
- Fallas en la empaquetadura/ sellos de la bomba
- Varios

Independiente del Tiempo

Daños mecánico/ terceros

- Daño infligido por primeros, segundo o terceros (falla instantánea/ inmediata)

- Tuvo dañado con anterioridad (Modo de falla retrasada)
- Vandalismo

Operaciones Incorrectas

- Procedimiento operacional incorrecto

Relacionado con el clima y fuerzas externas

- Clima Frío
- Rayos
- Lluvias fuertes o inundaciones
- Movimientos de Tierra

Se debe considerar la naturaleza interactiva de las amenazas (más de una amenaza que ocurre en una sección del ducto al mismo tiempo). Un ejemplo de tal interacción es la corrosión en un sitio [6,7].

10. MANEJO DEL RIESGO

El riesgo es la combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento peligroso (Amenaza) con sus consecuencias. Para el caso de un sistema de transporte, la probabilidad de falla y sus consecuencias varían con el tipo de gasoducto, el producto y el ambiente.

Las probabilidades de falla son una predicción en el tiempo de la posible ocurrencia de los modos ó tipos de falla que pudiesen darse en el sistema de transporte.

El análisis de las consecuencias depende de la cantidad de producto liberado, su toxicidad, la generación y dispersión de la nube de vapor y llama, la radiación térmica, explosión.

El análisis de riesgo está compuesto usualmente de cinco etapas:

Definición del sistema; Identificación de Amenazas; Evaluación de la probabilidad; Análisis de consecuencias y resultado de riesgo.

El manejo del riesgo es una combinación de evaluación de riesgo y control del mismo.

El manejo del riesgo mejora la seguridad al analizar los eventos y causas generadoras de incidentes potenciales en el gasoducto, examina la probabilidad y la gravedad de incidentes potenciales en el sistema, suministra medios completos e integrados para examinar y comparar todos los riesgos así como las medidas de prevención y mitigación, suministra un medio estructurado y de fácil comunicación para identificar y establecer prioridades en cuanto a riesgo en el gasoducto y las medidas para reducirlos.

10.1 EVALUACIÓN DE RIESGO EN UN GASODUCTO

Al realizar un análisis de riesgos para el gasoducto se debe considerar:

- Identificar todas las amenazas potenciales.
- Identificar los riesgos por medio de datos del pasado y del presente, pero enfocándose en posibles incidentes futuros.
- Hacer la estimación de la probabilidad de falla para cada amenaza.
- Determinar las consecuencias de la falla para cada amenaza.
- Combinar la probabilidad y las consecuencias de falla para calcular el riesgo
- Categorizar las tuberías en un grupo por orden de riesgo.
- Asegurar un ciclo de retroalimentación debido a la generación constante de nuevos datos.

"Riesgo es el producto matemático de la probabilidad y las consecuencias de eventos resultantes de una falla. El riesgo puede ser disminuido reduciendo ya sea la probabilidad o las consecuencias de una falla"

La Evaluación del Riesgo es un proceso analítico, que Identifica todas las amenazas potenciales que podrían afectar una tubería y las consecuencias de cualquier efecto adverso provocado por estas amenazas. Esta valoración ayuda en la toma de decisiones.

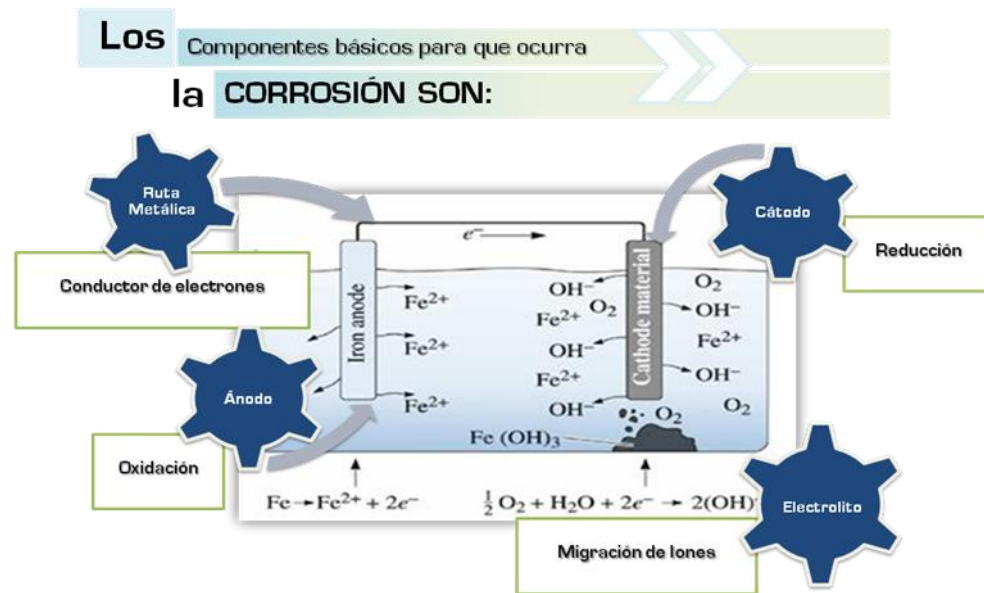
10.2 AMENAZA POR CORROSIÓN EN UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

La Corrosión es uno de los problemas más costosos encontrado en los sistemas de transporte de hidrocarburos. La corrosión puede ocurrir en cualquier lugar del sistema donde las condiciones sean favorables y donde no hayan sido implementados sistemas de mitigación y control adecuados.

Se define por corrosión como el ataque químico o electroquímico que sufren los materiales deteriorando sus propiedades como consecuencia de la acción del medio.

Los procesos de corrosión ocurren a niveles microscópicos, los pares galvánicos son sistemas locales y el conductor eléctrico externo es la misma estructura metálica que se corroe

FIGURA 5 PROCESO DE LA CORROSIÓN ELECTROQUIMICA



Las condiciones mínimas para que se dé el proceso electroquímico corrosivo debe existir:

- Un ánodo y un cátodo
- Un potencial eléctrico entre los dos electrodos (ánodo y cátodo).
- Un conductor metálico que conecte eléctricamente el ánodo y el cátodo
- Un electrolito conductor.

La corrosión es un fenómeno natural, en el cual los factores más relevantes que influyen en la corrosión están los internos y externos entre otros:

- Internos: Estabilidad termodinámica del metal, capacidad de formación de capas protectoras, tensiones internas, heterogeneidad y estado superficial.
- Externos: Composición del electrolito, gases disueltos y efectos físicos.

La corrosión ocurre en variadas formas, su clasificación generalmente se basa según la forma del daño presentado. Este puede ser uniforme, en el cual el metal se corroe a la misma velocidad en toda su superficie (homogénea) ó puede ser localizada (heterogénea), en zonas específicas de la pared del metal.

10.3 CLASIFICACIÓN SEGÚN LA FORMA

En la identificación y consecuente implementación de programas de control a problemas por corrosión es de gran utilidad reconocer el tipo de corrosión presente. Una forma de clasificar la corrosión es por la forma en la cual se manifiesta o sea por su apariencia. Las ocho formas de corrosión clasificadas por Dr. Mars G. Fontana se dividen tres categorías:

Grupo I: Aquellas fácilmente identificables por examen visual. Dentro de este grupo está, corrosión uniforme, localizada (picado, rendijas) y galvánica.

Grupo II: Aquellas que pueden requerir de examen suplementario para su confirmación. En este grupo se encuentra, efectos de velocidad (corrosión-erosión, cavitación, fretting), corrosión intergranular, corrosión selectiva, etc.

Grupo III: Aquellas que usualmente deben ser verificadas por medio de un microscopio (óptico, electrónico de barrido, etc.). Estas algunas veces son aparentes a simple vista. En este grupo están, fenómeno de cracking (fatiga, bajo tensión), corrosión a alta temperatura, efectos microbianos entre otros.

Varios mecanismos de corrosión pueden presentar la misma forma superficial de daño, por ejemplo picado pero los reactivos, las reacciones y los productos son diferentes.

Con la aplicación de tratamientos químicos en conjunto con el paso de herramientas raspa tubos (herramientas raspatubo) se logra disminuir la probabilidad de falla por corrosión.

Estos son algunos de los tratamientos químicos usados con mayor frecuencia en la Industria:

<u>Para</u>	<u>Se usa</u>
Deposito de parafinas	Dispersante o solvente de parafinas.
Deposito de asfaltenos	Dispersante o solventes de asfaltenos
Remover ensuciamiento	Agentes tensoactivos o surfactantes
Aniquilar bacterias	Bactericidas o Biocidas
Controlar corrosión	Inhibidores de corrosión
Remover incrustaciones	Disolventes de scale
Control de hidratos	Inhibidores de hidratos

10.3.1 Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores de corrosión representan una opción válida y económica para el control de corrosión en tuberías de transporte de crudo y gas.

Según la NACE (National Association of Corrosión Engineers), los inhibidores son sustancias que retardan la corrosión cuando se añaden a un medio corrosivo, en concentraciones pequeñas.

La familia de Inhibidores más utilizada en la protección interior de gasoductos es la de inhibidores que actúan por adsorción o fílmicos.

Algunos beneficios que se destacan al hacer uso de inhibidores, es la reducción sustancial de las pérdidas por corrosión y aumentar la vida útil en servicio de las Instalaciones y equipos.

Es importante como primera medida conocer el sistema a ser inhibido para determinar todos aquellos factores que afecten la Inhibición seguido de pruebas de laboratorio en donde se simulan las condiciones operacionales y características del sistema para evaluar la compatibilidad entre inhibidores Inyectados; la eficiencia de Inhibición, el coeficiente de partición y la efectividad de Inhibición.

Es recomendable el uso de sistemas de monitoreo de corrosión para hacer seguimiento de la eficiencia de inhibidor. Esta es una de las formas más fáciles para determinar si el programa de inhibición está funcionando correctamente, dentro de los métodos de monitoreo se cuenta con cupones de pérdida de peso; probetas de resistencia eléctrica; monitoreo de la concentración de hierro en el fluido de transporte y la inspección del espesor de pared metálica por ultrasonido. Se Instalan estos sistemas de monitoreo aguas arriba y aguas abajo del punto de inyección del inhibidor.

10.3.2 Lanzamiento de herramientas raspatabo

Con la corrida periódica de herramientas de limpieza o raspatabo por el gasoducto se logra:

- Eliminar residuos de sedimentos, óxido, parafinas, humedad, contaminantes y bacterias entre otras sustancias.
- Controlar la calidad del fluido transportado.
- Preparar la superficie interna del gasoducto para implementar y/o mejorar un tratamiento químico.
- Mantener la capacidad del gasoducto, debido a que los depósitos reducen el área Interna de su sección transversal y afectan la eficiencia hidráulica del sistema.

Para que un tratamiento químico pueda ser mucho más efectivo, se requiere que todos aquellos depósitos bien sean de arena, carbonatos, etc., sean removidos y de esta forma garantizar un grado de limpieza a lo largo del gasoducto.

Adicionalmente los residuos recuperados de la limpieza deben ser analizados para evaluar la presencia de bacterias y el tipo de residuos (óxidos, arena, orgánicos, sulfuras de hierro, etc).

11. MANTENIMIENTO PREVENTIVO INTERNO DE GASODUCTOS

Uno de los problemas más críticos en el mantenimiento de gasoductos es el control de daño por corrosión, anualmente se gastan sumas millonarias en prevención, monitoreo y control.

El mayor riesgo que se puede tener para que la corrosión se presente es la existencia de agua en el gasoducto, si las velocidades del fluido son bajas se pueden presentar estratificación predominando acumulaciones remanentes en los puntos bajos de la línea. Escenarios como éste no se pueden permitir porque la probabilidad de falla crece y el grado de incertidumbre es mayor.

Cuando ya existe deterioro del material por corrosión se crean pequeñas cavidades producto de la pérdida de material que dependiendo de su tamaño permiten la acumulación de agua, sedimentos, etc., haciendo difícil su limpieza puntual al paso de la herramienta raspatabo.

En lo posible es importante implementar un programa preventivo de limpieza y control químico que impida la formación y crecimiento de daño. Cuando el daño ya ha ocurrido el paso de herramientas raspatabo no será suficiente para controlar el problema, se hace necesario establecer un programa combinado de herramientas raspatabo y químicos (inhibidor, biocida, etc.).

Antes de aplicar el químico que se haya seleccionado de acuerdo con la amenaza presente se debe enviar una herramienta raspatabo para preparar la superficie desplazando los sedimentos, ensuciamiento y acumulaciones de agua que puedan existir, de esta forma la adhesión del químico será buena y su desempeño se optimizará.

Se pueden usar herramientas raspatubo en operación para:

- Programas progresivos de Limpieza
- Programas periódicos de mantenimiento
- Separación de Baches
- Verificación de abolladuras y/o obstrucciones

Una forma de manejar una limpieza progresiva es estableciendo un tren de raspadores de acuerdo a las condiciones operacionales del gasoducto y sus necesidades requeridas, salvaguardando la integridad del mismo y minimizando los Impactos generados por mantenimiento en las áreas de producción y operación. Estos son algunos ejemplos que se pueden presentar:

11.1 HERRAMIENTAS RAPATUBOS

Los gasoductos tienen características de diseño y operación únicas y de la misma forma cada uno requiere de la identificación de peligros potenciales desde su instalación y durante su operación evitando efectos adversos sobre el medio ambiente la población y la reputación como resultado de cualquier falla o mala operación. Conocidos los riesgos para cada sistema, el paso a seguir es establecer los programas de mitigación que impidan que las fallas se presenten.

"La meta debe ser siempre cero errores, cero emisiones y cero incidentes en la operación de un gasoducto"

A medida que pasan los años, los problemas operacionales se agravan y la probabilidad de riesgo por fallas internas aumenta, así mismo los gasoductos terminan por presentar en su interior corrosión, escamaciones y depósitos con aumento de la rugosidad, disminución del diámetro, que en conjunto tienen un efecto negativo sobre a capacidad de flujo de la tubería. Adicionalmente, si no se

detiene el proceso de corrosión se llegará a fallas que pueden llevar a la suspensión del servicio y reparaciones costosas.

Cuando se construye una línea para transportar hidrocarburos (oleoducto, gasoducto, poliducto, etc), en la etapa de diseño se deben tener en cuenta una serie de requerimientos de acuerdo al servicio que ésta va a prestar, entre esos requerimientos está el tiempo de funcionamiento. Como resultado de estos cálculos se establece las especificaciones de la tubería a utilizar, que se ha proyectado para estar en operación un tiempo definido. Lo anterior es posible de alcanzar cuando se implementan los programas de mitigación adecuados de acuerdo a los riesgos identificados para cada sistema.

Muchos de los riesgos que normalmente son identificados en los gasoductos están relacionados con escenarios como acumulaciones de agua, sedimentos, depósitos, bacterias, etc., que favorecen fenómenos de deterioro como es el caso de muchos mecanismos de corrosión. De igual manera una vez un gasoducto se coloca en servicio la eficiencia operacional comienza su descenso, esto se puede apreciar por aumentos de presión, altos costos de operación, paradas no programadas, fugas, bajas velocidades de flujo, alteraciones en la calidad del producto. La mejor manera de disminuir los riesgos es disminuyendo la probabilidad de ocurrencia de estos fenómenos mediante programas de mitigación, control. Dentro de estos programas se encuentra tanto la aplicación de tratamientos químicos como el paso de herramientas raspapubo por el gasoducto. El envío de herramientas raspapubo es una actividad necesaria al lograr:

- Desplazar y remover cualquier residuo o material extraño en la línea que puedan favorecer fenómenos de deterioro.
- Obtener y mantener la eficiencia del gasoducto la cual depende de dos factores, primero que éste debe ser operado continuamente y segundo, la producción requerida se debe lograr a costos más bajos

- Remover cualquier depósito, así mismo líquidos y sólidos, los cuales pueden por otro lado obstruir y restringir el flujo.
- Evitar los ambientes favorables para la formación de celdas de corrosión.
- Suministrar Información oportuna de anomalías dentro de la línea.
- Monitorear la eficiencia de los programas de control químico implementados.
- Suministrar información para optimizar la frecuencia de envío.

Implementando un programa de herramienta raspatabo (Limpiezas internas de tuberías) apropiado de acuerdo a las necesidades de cada línea se disminuye la probabilidad de riesgo de fallas por causas de daño interno y se ayuda a mantener la integridad y la óptima eficiencia del gasoducto, salvaguardando el ambiente, las personas y el desarrollo óptimo de la operación.

Con estos programas de limpieza mecánica (uso de herramientas raspatabo) se disminuye la probabilidad de falla de la tubería asegurando un trabajo continuo. Los beneficios relevantes de estos programas se ven reflejados tanto en la eficiencia de la tubería como en la calidad del producto transportado.

- Se logra mantener la eficiencia de la línea en porcentajes por encima del 90%, debido a que se disminuye la resistencia al flujo que se puede presentar por la acumulación de sedimentos y daños Internos de la tubería por corrosión. El porcentaje faltante al 100% se debe a factores físicos propios de la hidráulica de la línea, características físicas de la línea (ej. Fricción), tipo de producto, etc.
- Se establece una barrera efectiva para daños como la corrosión. Eliminar del gasoducto elementos como el agua, sedimentos, ensuciamiento evita ambientes favorables para diversos mecanismos de corrosión que pueden presentarse en una línea.

- Permite la separación de baches para evitar la contaminación en los casos que en un mismo ducto sea utilizado para el envío de varios productos.
- Aseguramiento de un gasoducto después de una prueba hidrostática, antes de Iniciar su funcionamiento, removiendo el agua o aire remanente.

Para armar una herramienta raspatabo es necesario tener claro como mínimo tres elementos:

- Cuerpo del Herramienta raspatabo
- Elementos de Sello
- Accesorios

Cuerpo

Se fabrican generalmente en aluminio, acero al carbono y poliuretano. Los cuerpos en poliuretano son para mejorar la flexibilidad de la herramienta raspatabo. Los cuerpos metálicos permiten el ensamble de más elementos de sello a diferencia del cuerpo en poliuretano y así mismo son mucho más robustos. Mediante un by-pass en el cuerpo se puede controlar la velocidad del herramienta raspatabo en un medio gaseoso o líquido. El volumen que pasa a través del by-pass dependerá del diferencial de presión.

Los efectos que esto produce en el desempeño de la herramienta raspatabo se ven reflejados en la:

- Reducción de la presión detrás del herramienta raspatabo y por lo tanto el diferencial de presión a través del herramienta raspatabo, estas variaciones en la presión diferencial tienen efecto sobre la velocidad de herramienta raspatabo. La herramienta raspatabo reduce la velocidad a medida que el diferencial de presión disminuye.
- Suministra un efecto de chorro el cual incrementa la eficiencia de los herramientas raspatabo de limpieza haciendo que los sólidos desprendidos

se mantengan en suspensión, evitando que se aglomeren y formen un tapón sólido que favorezca el atascamiento de la herramienta.

- Los by-pass normalmente no se usan en herramientas raspatubo con la función de sello. Sin embargo, algunos usan by-pass cuando se corren para control de condensados debido a que el gas fluye a través del herramienta raspatubo, airea el líquido del frente y ayuda a prevenir la formación de bolsas y ayuda a ir más rápido.

Elementos de Sello

La cantidad y tipo de elementos de sello depende de la función de la herramienta raspatubo, características y condiciones de operación del gasoducto. Como elementos de sello se encuentran:

Copas planas: La copa plana ofrece una adecuada habilidad de sellado en la mayoría de los casos y una buena cantidad de fricción contra la pared del tubo, con estas, los herramientas raspatubo tienen una relativa rigidez natural pues su diseño ayuda a que los depósitos que están adheridos a la pared sean empujados delante de la herramienta raspatubo y hacia fuera del mismo.

Copas cónicas: La copa cónica es buena para el sellado, aunque no del todo para limpieza. Tienen la capacidad de trabajar con cambios de diámetro y restricciones como abolladuras. En la mayoría de las aplicaciones de limpieza tanta flexibilidad no es deseada, porque las copas cónicas pueden cabalgar por encima de los depósitos dejándolos en el interior del gasoducto. Su uso más frecuente es para trabajos de separación de productos ya que mantienen el sello contra la pared del tubo.

Discos: Se pueden encontrar varios diseños de discos, uno es el disco de limpieza el cual tiene un sobredimensionamiento con relación al diámetro interno del tubo

con el objetivo de lograr remoción y desplazamiento de depósitos, acumulaciones de agua, etc., que requieran ser removidas. Los discos guía que normalmente tienen el mismo diámetro interno del gasoducto, estos discos cumplen la función de equilibrar el peso del cuerpo de la herramienta raspatabo. Los discos ranurados son otro tipo de disco el cual tienen la capacidad de trabajar en gasoductos de doble diámetro.

Accesorios

Cepillos: Pueden venir en varias configuraciones y medidas de alambre en algunos casos acompañadas de un resorte, este empuja los cepillos contra la pared. A medida que estos se desgastan la fuerza del resorte lo mantiene en contacto con la pared compensando el desgaste del cepillo. Con los cepillos se logra debilitar los depósitos duros adheridos a la pared, donde se encuentran colonias de bacterias.

Cuchillas: Se utilizan cuando existen depósitos suaves de parafina, lodo, etc., o el gasoducto tiene recubrimiento. Estas son intercambiables con los cepillos.

Grata Circular: Elemento de limpieza diseñado para limpieza agresiva cuya finalidad es desplazar todos los depósitos duros como es caso de costras, incrustaciones, carbonatos, gotas de soldadura, detritos metálicos y donde exista corrosión localizada, las cerdas de la grata se enderezarán y arrastrarán todas las acumulaciones presentes y que son agentes ideales para acelerar la corrosión interna.

Platina Calibradora: Son fabricadas en aluminio, son útiles para determinar si hay obstrucciones en el ducto y verificar el grado de ovalidad del mismo.

Magnetos: Un juego de magnetos puede ser adaptado al cuerpo de la herramienta raspatabo con el propósito de atrapar todo el material metálico fino que pueda encontrar en su recorrido por el gasoducto.

11.1.1 Tipos de Herramientas Raspatubo

Existen dos grandes grupos que son los convencionales y los inteligentes. Los convencionales son aquellos que cumplen función de limpieza y separación de baches. Los inteligentes o herramientas de inspección de líneas se envían después que la línea ha sido preparada por las herramientas raspatubo de limpieza, su función es registrar información de la condición de la línea

Las herramientas raspatubo convencionales son los que mantienen y preparan la superficie de la tubería para que los inteligentes pasen y registren a su paso el estado interno del gasoducto de la manera más eficiente. Entre sus principales funciones esta la limpieza, remoción, separación, detección de obstrucciones, etc.

11.1.2 Clasificación Según su Configuración

Entre las herramientas raspatubo convencionales de mayor uso en la industria se encuentran:

Herramientas raspatubo de cuerpo metálico

Son herramientas raspatubo provistos de un eje o cuerpo de acero sobre el cual se ensamblan concéntricamente discos, copas cepillos, etc.

Estas herramientas raspatubo tienen varias ventajas entre las que se pueden mencionar:

- Excelentes para operaciones de limpieza y separación de baches
- Múltiples configuraciones
- Se pueden reemplazar sus partes
- Se pueden ensamblar elementos de limpieza como cepillos, gratas, cuchillas

Este tipo de herramientas raspatubo en particular, están disponibles en una gran variedad de formas. Las variaciones incluyen, el número de sellos, espaciamento entre los sellos, etc., las condiciones del gasoducto son las que determinan muchas de estas variaciones.

Se pueden ensamblar con solo copas, copas y discos ó con solo discos, a las herramientas raspatabo que resultan de las dos primeras combinaciones se les denomina Unidireccionales y al último se le denomina bidireccional.

Herramientas raspatabo Flexibles Compactos

Se consideran raspadores flexibles compactos aquellos que se fabrican en su totalidad en poliuretano. Se pueden usar para separación y limpieza. Se les pueden adaptar elementos de limpieza como gratas circulares.

Herramientas raspatabo de Espuma

Son herramientas raspatabo en su totalidad fabricados en espuma de poliuretano en diferentes densidades que van desde baja densidad (1-2 lbs/ft³), densidad media (5-8 lbs/ft³), hasta alta densidad (9-10 lbs/ft³).

Dentro de las ventajas de estas herramientas raspatabo está que son compresibles, expandibles, livianos y flexibles. Su principal ventaja es su flexibilidad la cual le permite pasar por curvas menores a 1.50, pueden hacer giros abruptos, pueden reducirse en un rango de 20 - 25% dependiendo del medio en el que se muevan.

Su principal desventaja es que solo se usan una vez. Remueven agua, depósitos suaves, condensados. Entre más aplicación de capas y cepillos, más duro y menos compresible.

Normalmente son de forma de bala con terminaciones cóncavas, pueden ser de espuma completamente o recubierto con un material de poliuretano. Los herramientas raspatabo recubiertos pueden tener una capa en espiral de poliuretano, varios tipos de cepillos y cubiertas de silicona. Se pueden utilizar para secado y limpieza. Son muy útiles para ser usados como primera herramienta raspatabo en trenes de limpieza progresiva.

Entre los polypig (herramientas raspatubo de cuerpo en espuma) más usados se encuentran:

De baja densidad (1-2 lbs/ft³): Dentro de este grupo están los SWABS, son herramientas raspatubo sin recubrimiento utilizado para secado. La nomenclatura de referencia de este tipo de herramientas raspatubo comienza por "Y".

De media densidad (5-8 lbs/ft³): En este grupo se encuentran los CRISS CROSS y los WIRE BRUSH, se diferencian de los SWABS por tener una densidad más alta y por tener recubrimiento en poliuretano. Los WIRE BRUSH adicionalmente tienen bandas de cerdas metálicas que favorecen mayor efecto de limpieza. Utilizados para retirar agua, separación y limpieza. La nomenclatura de referencia de este tipo de herramientas raspatubo comienza por "R".

De alta densidad (9-10 lbs/ft³): En este grupo se encuentra también los CRISS CROSS y los WIRE BRUSH, bajo la misma funcionalidad que los de media densidad, únicamente varía la densidad de la espuma con el propósito de ofrecer mayor resistencia y agresividad al momento de la limpieza. La nomenclatura de referencia de este tipo de herramientas raspatubo comienza por "S".

Esferas

Su funcionalidad es para sellar, secado, separación, usados en pruebas hidrostáticas y pruebas de medición de flujo. Las dos formas más usadas son las sólidas y las inflables.

La esfera inflable se puede fabricar en poliuretano, neoprene nitrilo y viton, dependiendo de la aplicación. Tiene un centro vacío con válvulas de llenado, las cuales son usadas para inflar la esfera con líquido. Las esferas son llenadas con agua o agua y glicol.

En tamaños pequeños las esferas pueden ser elaboradas sólidas evitando ser infladas pero disminuyendo su vida útil ya que su tamaño no se puede reajustar. De igual forma se pueden elaborar en espuma de poliuretano recubiertas y pueden tener cepillos en la superficie. Estas esferas de espuma se caracterizan por ser livianas, económicas y no requieren ser infladas. Cuando el gasoducto presenta características especiales, las cuales no permiten el uso de ninguna de las anteriores herramientas raspatabo, se habla de herramientas raspatabo especiales.

Herramientas raspatabo Especiales

Se definen como especiales por los cambios significativos que tienen obstrucciones con respecto a los tradicionales, en función de las que se pueden presentar en el gasoducto al paso de la herramienta raspatabo.

Los gasoductos de diferente diámetro requieren que los elementos de sello trabajen en diversos tamaños. Frecuentemente se utilizan discos para la línea más pequeña y discos ranurados para la mayor que se recogerán en la menor y retornarán a su forma original en la línea de mayor diámetro.

Correr una herramienta raspatabo en muchas ocasiones está en función de los resultados de evaluaciones de laboratorio, inspecciones o monitoreos, lo cual se convierte en acciones correctivas y no preventivas. Estas decisiones estarán en función del grado de precisión de las evaluaciones de diagnóstico que a la vez dependen de la correcta toma de muestras y ubicación de los elementos de monitoreo en los puntos con mayor potencial de daño.

De manera que la probabilidad de que se presenten fallas se mantendrá. Identificar los riesgos de cada sistema y establecer un programa de mitigación y control disminuye la probabilidad de falla evitando paradas no programadas, daños a terceros, al medio y a la reputación de la compañía.

Los programas de mitigación y control estarán en función de las amenazas identificadas durante la evaluación de riesgos del sistema Sin embargo se convierte en regla de oro el envío de herramientas raspatabo como necesidad implícita en el programa de mantenimiento preventivo de cualquier gasoducto. Lo anterior se debe a que la herramienta raspatabo desplaza elementos como agua, arena, sedimentos, los cuales son claves en favorecer fenómenos como la corrosión.

El uso de herramientas raspatabo para la limpieza, purga de agua, loteo y más recientemente la inspección de las tuberías, se ha convertido en un procedimiento estándar en la industria.

A pesar de todas las normativas vigentes es difícil a menudo crear conciencia de la importancia que tiene para la integridad de los gasoductos implementar y mantener programas efectivos de mantenimiento interno de líneas.

La funcionalidad de pasar herramientas raspatabo depende de la etapa en la vida operacional del gasoducto en la cual el herramienta raspatabo estará a cargo de una tarea específica, entre las más comunes se tiene:

Durante la construcción, precomisionamiento y comisionamiento.

- Remoción de material acumulado durante la operación de tendido de la línea (soldadura, tierra, animales muertos, etc.)
- Alistamiento para la prueba hidrostática (llenado, vaciado, etc.)
- Comisionamiento (realización de las pruebas de capacidad de la línea).

Durante la operación.

- Limpieza interna de las paredes
- En programas de inspección
- Operaciones de mantenimiento y reparación

- Remoción de agua, sedimentos, condensado, depósitos, etc.
- Preparación de la superficie para aplicación de tratamientos químicos
- Operaciones de renovación y rehabilitación
- Decomisionamiento

Las funciones que pueden llegar a cumplir una herramienta raspatabo en cada una de las anteriores etapas dentro de la vida operacional de un gasoducto se pueden describir así:

Remoción

Esta operación ocurre en la etapa de construcción e involucra la remoción de desechos, rocas, animales muertos, etc. Todo esto se debe retirar antes de las operaciones de limpieza y calibración que corresponden a la etapa de precomisionamiento.

La naturaleza de la operación varía dependiendo de si es submarina o terrestre.

Limpieza

La operación de limpieza se puede requerir en varias de las etapas en el desarrollo de un gasoducto (pre-comisionamiento, operaciones en línea, inspección, renovación y rehabilitación, decomisionamiento). Luego de que un gasoducto es construido se acumulan en su interior escombros, tierra piedra, restos de soldadura, etc., que deben ser retirados mediante herramientas de limpieza configurados especialmente para este objetivo. Durante esta etapa de remoción es normal utilizar aire comprimido para empujar la herramienta raspatabo a través del gasoducto, en este caso la eficiencia de la herramienta se puede ver afectada debido a que la velocidad de movimiento de la herramienta raspatabo no puede ser controlada.

En la vida productiva de un gasoducto se generan diferentes escenarios relacionados con las posibles amenazas de daño interno que pueda tener el gasoducto. Es por eso que se requiere tener programas de limpieza con

herramientas raspatabo, la mayoría de las amenazas son por corrosión las cuales se pueden controlar mediante la dosificación de químicos y limpieza mecánica. Cualquiera que sea el químico aplicado su eficacia es superior si la superficie del gasoducto es preparada con anterioridad con el paso de herramientas raspatabo, de esta manera se mejora la adherencia del producto químico a la pared y se evita las altas dosificaciones y así mismo altos costos en los programas de mantenimiento.

De igual manera para el paso de herramientas raspatabo inteligentes se debe contar con un gasoducto en condiciones adecuadas que permita que la herramienta de inspección pueda cumplir su función eficientemente, en este caso se manejarían programas de limpieza.

Calibración

La operación de calibración se realiza normalmente en las siguientes etapas de un gasoducto: construcción, mantenimiento, reparación y decomisionamiento.

Esta operación se hace con el propósito de determinar si hay obstrucciones en el gasoducto y verificar que la ovalidad esté dentro de niveles aceptables. En la etapa de construcción la operación de calibración se realiza con aire comprimido. Como sucede con todas las operaciones que usan aire como medio para mover el herramienta raspatabo son peligrosas y de menor efectividad.

Si durante la etapa de calibración se detectan anomalías es importante localizarlas y reparar, para esto se utilizan herramientas raspatabo instrumentados los cuales pueden pasar las obstrucciones mientras miden y registran la extensión y localización de la reducción, estas herramientas raspatabo se denominan geométricos o calibradores.

Llenado

La operación de llenado se desarrolla en las etapas de precomisionamiento y comisionamiento. En el precomisionamiento el llenado se hace con una columna de agua para desalojar el aire que pueda estar presente en el gasoducto antes de iniciar la prueba hidrostática.

Los herramientas raspapubo son corridos en el frente de la columna de agua, evacuando el aire del gasoducto que es venteadado al receptor, estos deben poseer una buena capacidad de sello para de ésta manera evitar fugas.

En el comisionamiento el llenado se desarrolla con el propósito de llevar el gasoducto a condiciones de operación cuando éste ha sido llenado con producto. En ésta etapa el llenado es una operación compleja y requiere de una gran experiencia.

Desagüe

Después de la prueba hidrostática el agua debe ser removida antes del secado para después pasar al comisionamiento. La remoción del agua se realiza con una serie de herramientas raspapubo que son empujados por aire comprimido.

Es importante resaltar que el uso de aire comprimido o cualquier otro medio gaseoso puede ser altamente peligroso y se debe desarrollar por personal calificado.

Secado

Finalmente antes de llenar el gasoducto con producto es necesario asegurar el secado de la línea, en este caso se pueden usar herramientas raspapubo en conjunto con aire [12].

11.2 SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS RASPATUBO

El conocimiento disponible está basado en la experiencia en campo. Por tanto, al seleccionar una herramienta raspatabo es importante verificar alguna información operativa y básica sobre las características de la tubería y el tendido de la misma. Existen tres preguntas fundamentales que se deben hacer para seleccionar el tipo de herramienta apropiada:

- ¿Cuál es la tarea que se requiere que la herramienta realice?
- ¿En qué etapa de la vida del gasoducto se va a desarrollar esa tarea por parte de la herramienta?
- ¿Cuáles factores de diseño del gasoducto son relevantes y pueden influenciar directamente en la selección de la herramienta?

Realizar el aseguramiento del paso sin problemas de una herramienta raspatabo por el gasoducto es posible, sí durante la planeación y selección de la herramienta se tienen en cuenta algunos aspectos del gasoducto mencionados a continuación: No hay fórmula para determinar la vida útil de una herramienta raspatabo. La vida útil depende de varias cosas, como la calidad de la construcción de la línea, la velocidad, diseño de la herramienta, condiciones del interior de la línea (rugoso, semirugoso, liso) y el fluido que transporta el ducto.

Algunos valores de referencia a nivel teórico, 100 millas (160Km) para tuberías de gas sobre corriente en ductos recién construidos. 150 millas (240Km) para líneas de productos sobre corriente en ductos recién construidos. 200 millas (320Km) para líneas de petróleo crudo en ductos recién construidos.

Un gasoducto, particularmente terrestre necesitará sobrepasar obstáculos. Por lo tanto necesitará de "curvas". El radio de la curva (R) se mide a la línea central de la curva, en múltiplos del tamaño Nominal del Tubo (diámetro del tubo, D).

Una curva de campo se hace durante la construcción de la tubería, tomando una sección de tubería estándar y dándole forma en una máquina dobladura especial. Aceros para tuberías de diámetros pequeños (ej. 6") pueden doblarse en campo hasta un mínimo de 5D (D=diámetro del tubo), mientras que diámetros grandes (ej. 48") pueden doblarse un mínimo de 3D. La parte externa de la curva tiene una pared más delgada que la parte interior. La sección transversal de la curva tiene forma ovalada.

Cada herramienta es diseñada para atravesar ciertas curvaturas de radio mínimo. Una herramienta raspatabo puede atravesar un radio de curvatura 3D, mientras que otros pueden ser capaces de atravesar curvaturas de 1.5D.

Herramientas raspatabo con cuerpo de metal rígido requieren una carrera recta del tubo entre curvas lo cual es igual a por lo menos dos diámetros de tubo.

Para que una herramienta raspatabo pueda pasar sin atascarse se requiere que las válvulas sean de apertura completa. Las válvulas más comunes son de compuerta, de cheque y de bola.

Tees manufacturadas con salidas las cuales son el 75% del diámetro interno de la línea del tubo principal o más grande deben ser instaladas con barras guías a través de las ramales. Esto previene que entre el herramienta raspatabo a los ramales secundarios.

Compare el diámetro del ramal lateral con la longitud de la herramienta raspatabo. La herramienta raspatabo debe ser capaz de cubrir la apertura lateral.

Es importante verificar el espesor de la tubería para calcular el diámetro interno de la tubería y darlo como referencia al momento de la fabricación de las partes que van a ir ensambladas en el herramienta raspatabo.

Se pueden usar herramientas raspatabo duales que tienen la capacidad de manejar cambio de diámetro, estos también pueden llegar a ser útiles en líneas con cambios bruscos de schedule.

Los criterios mínimos a tener en cuenta deben ser:

- Establecer el propósito de usar herramientas raspatabo
- Fluido transportado
- Schedule de la tubería
- Diámetro interno y tamaño de los accesorios
- Longitud del gasoducto
- Radio de curvatura
- Tipo de válvulas
- Tipo de accesorios (tees)
- Condiciones de operación (presión, temperatura, caudal)

Un aspecto importante al momento de seleccionar una herramienta raspatabo es el schedule de la tubería, el diseño de las partes en poliuretano siempre tendrán que estar en función de esta característica la cual si no es tenida en cuenta puede originar problemas de atascamiento o no cumplir el propósito de limpieza.

A continuación se presentan algunas sugerencias de herramientas raspatabo que pueden ser utilizados en algunas operaciones dentro del desarrollo de la vida operativa de un gasoducto. Estas herramientas se deben tomar como una referencia, para cada gasoducto es importante hacer una evaluación específica para determinar la herramienta adecuada.

Remoción : Esta tarea es exigente y requiere una herramienta raspatabo robusto. Herramientas raspatabo bidireccionales, ya sean flexibles o cuerpo metálico son requeridos en caso de que se necesite reversarlos por un posible atascamiento debido a la presencia de grandes cantidades de escombras.

Limpieza: Dependiendo de la etapa en el desarrollo del gasoducto se debe establecer un set de herramientas raspatabo de limpieza. En cualquiera de los casos es importante tener en cuenta que la herramienta raspatabo de limpieza tenga: elementos de limpieza (gratas, cepillos, cuchillas) y by-pass en el cuerpo del herramienta raspatabo.

Las operaciones de limpieza pueden ser realizadas por herramientas raspatabo en cuerpo metálico, compactos y espumas. Todos tienen sus propias ventajas pero los de cuerpo metálico pueden ser más fácilmente adaptados a condiciones específicas de la operación.

Entre más duros sean los depósitos se va a requerir de una herramienta raspatabo mucho más agresiva. En gasoductos viejos o en aquellos donde no se había pasado herramientas raspatabo con anterioridad requieren de un enfoque especial. Un programa progresivo de paso de herramientas raspatabo se debe implementar para disminuir el riesgo de atascamiento. En este caso se debe ir avanzando paso a paso usando una herramienta raspatabo más agresivo, se puede comenzar por espumas hasta llegar a una herramienta raspatabo de cuerpo metálico.

Para el caso en que los depósitos a desplazar sean de parafina se recomienda usar cuchillas. Las herramientas raspatabo de limpieza normalmente están equipadas con discos y copas de poliuretano, cepillos, cuchillas, gratas para máximos resultados de limpieza.

Calibración: Herramientas raspatabo adaptados con una platina de aluminio (de acero pueden ser usadas), la cual puede ser maquinada a un porcentaje del diámetro interno de la línea, usualmente se trabaja al 95%. Las herramientas raspatabo de espuma no son usadas para esta operación. La platina se puede colocar en el frente o en la parte trasera de la herramienta raspatabo.

Llenado: Es muy importante que todos los factores de diseño del gasoducto sean tenidos en cuenta al momento de seleccionar la herramienta raspatabo, el cual debe cumplir con la función de sello efectivo contra la pared para evitar fugas. Por esta razón herramientas raspatabo bidireccionales con cuerpo metálico son sugeridos para esta operación.

Desagüe: Las mismas recomendaciones se deben tener en cuenta para el llenado como para el desagüe, de nuevo la característica más importante debe ser la capacidad de sello por parte de la herramienta raspatabo con el propósito de evitar fugas.

Secado: Las herramientas raspatabo de espuma son usualmente usadas desde baja hasta alta densidad sin ningún tipo de recubrimiento con el propósito de sacar el agua remanente en especial en los puntos bajos del gasoducto.

Separación de baches: Son usados para separar fluidos no similares como refinados. Pueden ser de copas y discos o bidireccionales si están equipados con solo discos.

Es necesario evaluar los componentes que se adaptaran a una herramienta con el propósito de optimizar la eficiencia de la herramienta en función para lo cual ha sido diseñada:

- Los elementos que hacen sello como copas y discos, deben tener un sobredimensionamiento con relación al diámetro interno de la tubería con el propósito estos elementos ofrezcan buena capacidad de sello y de resistencia a la fricción, su diseño debe ser rígido con el objetivo de lograr máxima eficiencia en el desplazamiento de depósitos sólidos y líquidos.
- Los discos son los elementos claves para el arrastre efectivo debido a su mayor capacidad de sello, es por eso que la verificación de sus

propiedades y sobredimensionamiento es necesaria para evaluar su desempeño y lograr resultados satisfactorios.

- Los cepillos y gratas se utilizan en los casos que se requiere debilitar depósitos adheridos a la superficie de la tubería.
- Las cuchillas son usadas básicamente para remover parafina, material suelto y en tubería con recubrimiento interno para evitar que se dañe y generar problemas de corrosión localizada.

Para que los herramientas raspatabo presente el rendimiento que se espera es necesario mantenerlos en buenas condiciones. Las piezas como copas, discos, resortes, cepillos y cuchillas deben inspeccionarse frecuentemente para verificar el desgaste acumulado y cualquier tipo de alteración generada durante su almacenamiento. Las piezas que se detecten desgastadas por encima de los límites o dañadas deben ser reemplazadas inmediatamente porque dejan de ser útiles y se convierten en un problema dentro del gasoducto.

Antes de enviar una herramienta raspatabo por un gasoducto es importante verificar que las condiciones de este sean adecuadas. Si la herramienta raspatabo ha trabajado antes se debe hacer aseguramiento mediante una inspección de todas sus partes y de su ensamble.

11.3 PROCEDIMIENTO SUGERIDO PARA EL ENVÍO Y RECEPCIÓN DE HERRAMIENTAS RASPATUBO

Los pasos recomendados en estos procedimientos son solo como información general y como guía en el desarrollo de los procedimientos propios de cada operador, no son un procedimiento estándar ya que éstos varían de acuerdo a las normas internas de cada compañía.

- Antes de iniciar las actividades de lanzamiento se debe verificar que la válvula de la trampa de herramientas raspatabo y válvula del bypass estén totalmente cerradas,
- Antes de proceder a la apertura de la puerta de la trampa para la operación de atrapado de cada herramienta, se deberá verificar que no exista presión en la trampa (manómetro, válvulas de seguridad), abrir el drenaje para desalojar los remanentes de productos que estén alojados en el barril y que las válvulas que conectan la trampa con la línea de flujo se encuentren sin pase interno.

No trate de abrir tapa del barril hasta que el lanzador esté vacío o a presión atmosférica

- Abrir la puerta principal de la trampa lentamente y posteriormente medir el porcentaje de LEL presente en el área de lanzamiento de herramientas raspatabo con un explosímetro.

Verificar que el área está libre de gases explosivos (el porcentaje LEL debe ser menor al 5%) o de los vapores que puedan atentar contra la seguridad de las personas, se procede a la Instalación de la herramienta en el barril de la trampa y se desplaza hasta que haga sello en la zona de la reducción.

- Inspeccionar el o'ring de sello de la tapa, debe estar en buen estado en caso contrario deberá ser reemplazado, límpielo y lubríquelo para su reinstalación. De la misma forma las demás superficies de sello deberán estar limpias y debidamente lubricadas previamente a la reinstalación del o'ring en su lugar.
- Cerrar y verificar que la puerta de la trampa esté totalmente cerrada, posteriormente proceder al llenado del barril de la trampa mediante la apertura de la válvula del baypass, también abrir la válvula de ventilación para permitir que el producto desplace el aire contenido en el lanzador.

Verificar que la presión del barril (manómetro) sea igual a la que se tiene en la línea de descarga de la estación aguas abajo y posteriormente se procede a abrir lentamente la válvula principal de la trampa hasta que esté en el 100% abierta.

Un daño en el marrano puede ocurrir si las presiones aguas arriba y aguas abajo de la válvula principal de la trampa no son iguales al momento de abrir la válvula principal de la trampa de raspadores. Un posible daño en el raspador se puede presentar debido a que éste trata de dejar el lanzador antes de que la válvula de la trampa este totalmente abierta.

- Cerrar lentamente la válvula de la línea de descarga hasta lograr cambiar el sentido del flujo y conseguir impulsar o forzar al raspador de salir del barril de la trampa.
- Confirmar que la herramienta salió de la trampa a través del Indicador de paso, éste debe estar instalado delante de la válvula de la trampa del raspador.
- Abrir lentamente la válvula de la línea de descarga para comenzar el cambio de sentido del producto.
- Cerrar la válvula de la línea del baypass y la válvula principal de la trampa y deje abierta la válvula de descarga de la bomba.
- Abrir la válvula de drenaje para desalojar el producto que quedó retenido en el barril de la trampa.
- Verificar a través del manómetro que se tenga presión atmosférica (presión 0) y cierre la válvula de drenaje.

11.3.1 Alistamiento de la Trampa de Recibo

Para la llegada del raspador se debe alistar la trampa de recibo antes de que llegue la herramienta, donde se puede aplicar el siguiente procedimiento.

- Anticipando la llegada de la herramienta, se procede a la apertura de las válvulas de la trampa de raspadores y la válvula de baypass.

- Cerrar lentamente la válvula de descarga de la estación, de manera que todo el flujo pase a través de la trampa y posteriormente por la línea del baypass.

11.3.2 Procedimiento de recibo

El siguiente procedimiento aplica cuando la herramienta esté en el barril de la trampa.

- Abrir la válvula de descarga de la estación una vez el indicador de paso ha informado que la herramienta ha llegado al barril de la trampa.
- Cerrar la válvula de la trampa de recibo y la válvula del baypass para aislar el barril de la trampa.
- Abrir la válvula de drenaje de la trampa para permitir que el producto almacenado drene a los sitios establecidos por el operador.
- Abrir la válvula de venteo para garantizar que el barril tenga presión atmosférica y verifique con el manómetro la presión del receptor.
- Se debe tener precaución al abrir la puerta de la trampa y remover el herramienta raspatabo del barril.
- Cerrar la puerta de la trampa.
- Cerrar la válvula de drenaje de la trampa.
- Abrir la válvula de venteo ligeramente para purgar el aire del receptor.

11.4 LIMPIEZA QUÍMICA Y MECÁNICA DE DUCTOS

El principal objetivo de cualquier programa de mantenimiento interno de gasoductos es maximizar su capacidad para el transporte de fluidos y disminuir la probabilidad de fallas. Los dos métodos más comunes para mantener limpia la superficie interna del gasoducto son el tratamiento químico y el paso de herramientas raspatabo ó limpieza mecánica.

Los dos tipos de limpieza varían en sus características y efectos, pero en muchas ocasiones se usan en conjunto logrando resultados con mayor eficacia.

- La limpieza química está definida como la remoción de material orgánico e inorgánico mediante el uso de químicos.
- La limpieza mecánica consiste en el uso de herramientas raspapubo con el objetivo de remover y desplazar los depósitos duros, sedimentos, ensuciamiento, agua y condensados acumulados en el interior. Esta operación se puede hacer de manera progresiva, es decir seleccionando inicialmente herramienta de menor rigidez como las espumas hasta configurar una herramienta de cuerpo rígido, en los casos en que nunca se ha pasado herramientas raspapubo con el objetivo de evitar atascamientos, así mismo se puede combinar con la aplicación de químicos que ayudan a mantener el material sólido en suspensión evitando acumulaciones que pueden favorecer que la herramienta raspapubo se atasque.

Para los ductos que manejan parafina, existen algunos productos químicos normalmente usados entre los que se encuentran:

- Desparafinadores, los cuales son usados para reducir la viscosidad del crudo, disminuir la depositación de parafina y el taponamiento de instrumentos y equipos de medición.
- Reductores del punto de fluidez, cambian la forma y la energía superficial de los cristales de la parafina disminuyendo su capacidad de adherencia y a la aglomeración.
- Dispersantes alteran la energía superficial de los cristales de parafina disminuyendo su atracción mutua y hacia la superficie de la tubería.

Tanto los reductores como los dispersantes, alteran la energía superficial de los cristales de parafina asegurando su adherencia a la superficie de la tubería y así

mismo reduce los riesgos por atascamiento a causa de la acumulación de parafina en la línea.

Tratamientos químicos

Estos son algunos de los más comunes químicos aplicados en gasoductos:

- En caso de depositación de parafinas = Dispersantes o solventes de Parafinas
- En caso de depositación de asfáltenos = Dispersantes o solventes de Asfáltenos
- En caso de ensuciamiento = Agentes tensoactivos o surfactantes
- En caso de incubación de bacterias = Bactericidas o biocidas.
- En caso de corrosión = Inhibidores de corrosión
- En caso de incrustación = Disolvente de Incrustaciones
- En caso de hidratos = Inhibidores de hidratos
- Entrampe de líquidos = baches de gel o glicol

Una forma de optimizar la eficiencia en la limpieza de un gasoducto es el uso de un tratamiento combinado de paso de herramientas raspapubo y aplicación de químicos.

Ninguno de los dos métodos, ni el químico ni el mecánico son garantía de éxito de limpieza. Se pueden presentar grados de acumulación de depósitos (parafina, lodo, sedimentos, etc.) demasiado altos, haciendo que el tratamiento químico sea muy costoso y la limpieza mecánica presente posibles riesgos por atascamiento. En estos casos es muy práctico y eficaz usar métodos combinados que aseguren mantener condiciones adecuadas en el gasoducto y así mismo bajos costos de mantenimiento.

Si un gasoducto por ejemplo maneja una excesiva acumulación de parafina, ya sea por mantenimiento Indebido o nulo se debe tener cuidado de no cometer

errores tales como usar solo herramientas raspatubo, en cuyo caso se podrían ocasionar obstrucciones y altas presiones. Otro ejemplo sería usar solo químicos, esto generaría muy altos costos ya que sería necesario manejar volúmenes muy grandes de aditivos. Lo adecuado en estos casos es hacer una limpieza progresiva usando tanto herramientas raspatubo como químicos.

Para casos en que se presente corrosión debido a la acumulación de agua en puntos bajos es aconsejable pasar herramientas raspatubo inicialmente para desplazar el agua y los sedimentos. Después de esto si se puede aplicar el tratamiento químico (inhibidores, bactericidas, etc), acorde con la amenaza por corrosión presente para crear una capa superficial que se adhiera a la pared y la proteja de un daño acelerado.

Los dos métodos tanto el químico como el mecánico son adecuados para mantener los gasoductos en condiciones operativas óptimas. Sin embargo si los dos se usan en ciertos escenarios donde su aplicación es necesaria se pueden lograr excelentes resultados.

12. METODOLOGÍA PARA DEFINIR LOS PARÁMETROS Y FRECUENCIA DEL MANTENIMIENTO A TRAVÉS DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES PARA LIMPIEZA INTERNA DE DUCTOS

Las secciones o tramos de tubería que presentan facilidades para realizar limpiezas internas a través de herramientas raspatabos en los gasoductos poseen características disímiles que les confieren un comportamiento diferente frente al depósito de residuos en su interior; de modo que la cantidad de residuos acumulada durante un intervalo de tiempo dado, puede variar según la línea. Con el ánimo de optimizar los procesos de mantenimiento interno de los ductos, se busca normalizar la cantidad de residuos retirados durante cada actividad de limpieza, de manera que se presente uniformidad en el estado de la pared interior de la totalidad de las líneas en todo momento.

Para el logro de este propósito, se presenta una metodología que propone la utilización de frecuencias de limpieza diferentes para cada línea, con base en sus características particulares. No obstante, se busca mantener los esquemas de limpieza dentro de límites fijos, aunque sujetos a revisión; por lo que las variaciones de frecuencia de limpieza (relacionadas con un intervalo efectivo entre limpiezas) se encuentran restringidas por una frecuencia mínima (intervalo máximo entre limpiezas) y máxima (intervalo mínimo entre limpiezas) definidas a discreción.

La frecuencia de limpieza con raspatabos se define de acuerdo con la evaluación que se realiza para cada sistema, teniendo como límites un intervalo máximo entre limpiezas de doce (12) meses, correspondiente a las mejores condiciones esperadas para las líneas; y un intervalo entre limpiezas mínimo de tres (3) meses, que se relaciona con las condiciones menos deseadas. Estos valores aplican para cada una de las troncales y ramales marraneables y están sujetos a

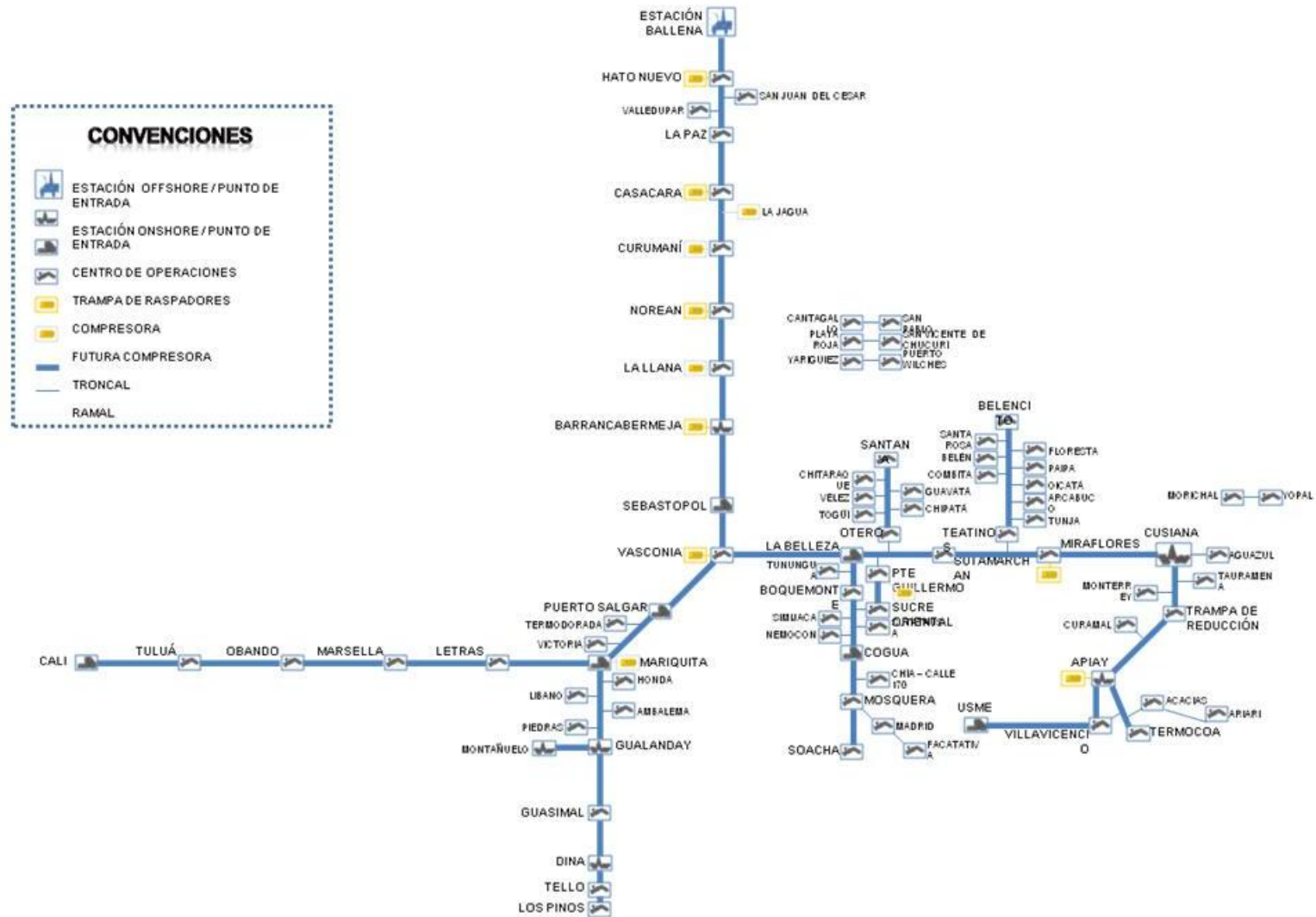
una revisión anual que permita ajustarlos según la evaluación del desempeño observado en la metodología.

Sin embargo una regla excepcional, que obliga a una limpieza inmediata es la ocurrencia de una falla por ruptura, una vez finalizada la reparación de la línea, como parte de comisionamiento de la línea para reiniciar su operación, se debe enviar la herramienta de limpieza.

12.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS MARRANEABLES

Como primera parte de este trabajo se identifica la infraestructura de transporte que tiene las facilidades para el envío y recibo de herramientas raspatabos, es decir líneas comúnmente denominadas marraneable, elaborando el inventario de los segmento con sus características mecánica, longitud, diámetro, espesor entre otras. En la figura 6, se presenta la identificación de la red de tuberías con facilidades para el mantenimiento de limpiezas internas raspatabos.

FIGURA 6. RED DE TUBERÍAS CON FACILIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE LIMPIEZAS INTERNAS RASPATUBOS



12.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS PARA DEFINIR LOS TIEMPOS ENTRE LIMPIEZA

La evaluación del sistema se realiza teniendo en cuenta los factores que pueden tener incidencia sobre la acumulación de residuos dentro de los ductos, a través de la aplicación de reglas de inferencia sobre variables medibles. A cada una de estas variables se le asocia un porcentaje del intervalo máximo esperado de tiempo entre limpiezas, de manera que el intervalo efectivo puede ser calculado como la sumatoria de las contribuciones individuales de las variables.

Dentro de los agentes externos que podrían aportar material de desecho a la línea de transporte, se encuentran el arrastre de líquidos asociados a los procesos de deshidratación, filtración, endulzamiento y compresión. Otro de los eventos que aporta material exógeno a la línea, son los ocurridos durante el mantenimiento de reparación de la tubería por reemplazo.

El proceso de construcción de las reglas se ajusta a la siguiente secuencia:

Identificación de factores con incidencia sobre la acumulación de residuos.

Conjunto de elementos cuyas variaciones o alteraciones puede tener influencia sobre el comportamiento de los residuos depositados en los ductos.

Identificación de variables medibles asociadas a estos factores

Según el comportamiento singular de cada variable, se establecen rangos de valores con un significado particular o a los que se les atribuyen efectos diferentes, tanto en forma como en intensidad, referentes a la acumulación de residuos.

Definición de criterios: selección de rangos de valores significativos* para cada variable.

Cada uno de los elementos en los que se pueden dividir los factores y que pueden ser valorados de manera independiente a través de mediciones.

Valoración de criterios: asignación de un factor de peso a cada criterio.

Establece el grado de criticidad que tiene un criterio respecto al tema de interés. Se ha utilizado la siguiente convención: cada factor de peso es un número comprendido en el intervalo [0, 1], siendo **1** el valor óptimo y **0** la condición más crítica.

Ponderación de variables: asignación de un factor de peso a cada variable.

Representa el porcentaje del intervalo máximo entre limpiezas que es asignado a cada variable.

Definición de los intervalos máximos y mínimos: de tiempo entre las limpiezas.

Estos intervalos son fijados a discreción del área responsable de esta actividad, con base su pericia técnica y en la evaluación anual de la metodología desarrollada. A partir de ellos se establecen las frecuencias de limpieza para cada línea

Una vez obtenidas las reglas de inferencia, el procedimiento para el cálculo de la frecuencia de limpieza para una sección de tubería marraneable se describe de la siguiente manera, a través del conjunto de factores y variables que a continuación se considera:

Información del tramo marraneable:

Comprende la información relacionada con la infraestructura de tramo marraneable.

- Longitud
- Diámetro nominal
- Número de derivaciones
- Elevación promedio del tramo

Procesos en el tramo:

Hace referencia a los procesos relacionados con el producto en custodia (endulzamiento, deshidratación) y con las condiciones de operación para el transporte (compresión, regulación).

- Endulzamiento / Deshidratación
- Deshidratación / Regulación

Condiciones operacionales del tramo:

Condiciones de presión y velocidad del producto dentro del tramo.

- Presión promedio
- Delta de presión entre trampas de envío y recibo de raspadores
- Velocidad del producto en custodia

Procedencia del producto en custodia:

Relaciona las características del producto en custodia que son inherentes al nodo de entrada dentro del sistema y que presentan variaciones nulas a bajas en un intervalo de tiempo de un (1) año (p.ej. Tipo de pozo).

- Nodo de entrada
- Tipo de pozo (Características del Yacimiento).
- Poder calorífico

Características del producto en custodia:

Agrupar las características del producto en custodia que pueden presentar variaciones moderadas a altas en un intervalo de tiempo inferior a un (1) año, o que son dependientes del punto de monitoreo (p.ej. temperatura).

- Humedad
- Temperatura del gas
- Temperatura de rocío del agua
- Porcentaje de CO₂ y H₂S

Deterioro Interior:

Evidencia del deterioro interior del ducto.

- Velocidad de corrosión
- Presencia de escamas

Información de la última actividad de limpieza:

Información más reciente relacionada con los resultados de las actividades de limpieza y las condiciones bajo las cuales fueron obtenidos.

- Cantidad de sólidos y líquidos recolectada
- Tiempo de acumulación de residuos
- Velocidad promedio de la corrida de limpieza

Análisis de laboratorio de muestras de residuos recolectados:

Resultados de los análisis de las muestras de residuos recolectadas en las actividades de limpieza con raspatubos y enviados a laboratorio. Comprenden la descripción básica de los productos arrastrados.

- Tipo de muestra
- Composición básica (productos derivados del petróleo, no derivados del petróleo y agua)
- Pruebas específicas

Información del actividades de mantenimiento llevadas a cabo en el tramo:

Limitadas a las actividades que pueden ser una fuente de residuos para el sistema (p.ej. reparación de roturas)

- Promedio de roturas por año
- Número de reparaciones realizadas a partir de la última fecha de limpieza.

En la figura 7, se presenta de forma esquemática los parámetros que pueden incidir en los procesos de corrosión interna y generación de suciedad en una línea de transporte de gas natural

FIGURA 7 PARÁMETROS QUE PUEDEN INCIDIR EN LOS PROCESOS DE CORROSIÓN INTERNA Y GENERACIÓN DE SUCIEDAD EN UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.



13. DETERMINACIÓN DE VARIABLES, REGLAS Y PESOS

Una vez se estructura los factores aportantes del ensuciamiento y deterioro interno de la línea marraneables, se asocian las variables, pesos y ponderación de las reglas de inferencia a partir del análisis de la información de históricos disponible, el concepto técnico de los operadores, del área de integridad y mantenimiento, la información suministrada por los proveedores de las herramientas de limpieza, el concepto de asesores externos, las buenas prácticas de la industria y la bibliografía técnica.

En la Tabla 1, se presenta los factores, su ponderación y el peso de cada una de las variables

Tabla 1. Factores, Ponderación y pesos de las variables

Factor	% de Incidencia	Variable	Regla		Peso
Información del Tramo	18%	Longitud [km]	< 10	1	5,40%
			(10, 40]	0,7	
			(40, 80]	0,3	
			> 80	0,1	
		Diámetro Nominal [in]	≤ 2	1	5,40%
			(2, 8]	0,9	
			(8, 14]	0,7	
			(14, 18]	0,5	
			(18, 22]	0,2	
		Número de Derivación	0	1	3,60%
			[1, 4]	0,7	
			[5, 8]	0,4	
			> 8	0,2	
		Altura Promedio del Tramo (altimetría promedio)[msnm]	≤ 1000	1	3,60%
			(1000, 2000]	0,7	
			(2000, 3000]	0,4	
> 3000	0,1				
Procesos en el Tramo	10%	Endulzamiento	No	1	2,00%
			Si	0,2	
		Deshidratación	No	1	2,00%
			Si	0,2	
		Compresión	No	1	4,00%
			Si	0,2	
		Regulación	No	1	2,00%
			Si	0,2	
Procedencia del Producto	10%	Procedencia del Producto	Ballena	0,6	10,00%
			Cusiana I	0,88	
			Cusiana II	0,12	
			Apiay	0,12	
			Piedras	0,12	
			Montañuelo	0,12	
			Morichal	0,12	
			Yopal	0,12	
			MBarranca	0,456	
			M Vasconia	0,6	
			M. Gualanday	0,6	
			M. Dina	0,6	
			M. Tello	0,42	

(CONTINUA) TABLA 1

Factor	% de Incidencia	Variable	Regla		Peso
Condiciones Operacionales del Tramo	12%	Presión Promedio [psig]	> 800	1	3,00%
			(600, 800]	0,7	
			(400, 600]	0,4	
			≤ 400	0,1	
		Delta de Presión entre Inicio y Fin del Tramo [psig]	≤ 20	1	5,40%
			(20, 60]	0,7	
			(60, 100]	0,4	
			> 100	0,1	
		Velocidad del Producto [ft/s]	> 16	1	3,60%
			(8, 16]	0,5	
≤ 8	0,1				
Producto en Custodia	12%	Humedad [lb/MMPSC]	< 6	1	3,60%
			≥ 6	0,2	
		Temperatura [°C]	> 18	1	1,20%
			(12, 18]	0,7	
			(6, 12]	0,4	
			≤ 6	0,1	
		Temp. Rocio [°C]	> 7,2	1	2,40%
			≤ 7,2	0,2	
		CO2 [%]	< 2	1	2,40%
			≥ 2	0,2	
H2S [ppm]	< 4	1	2,40%		
	≥ 4	0,2			
Deterioro Interior	8%	Corrosión:	< 1	1	4,00%
		Velocidad de Corrosión [mpy]	≥ 1	0,2	
		Escamas:	No	1	
		Presencia de Escamas	Si	0,2	
Información de la Última Actividad de Limpieza	16%	Cantidad de Sólidos Recolectada [kg]	≤ 50	1	4,80%
			(50, 400]	0,5	
			> 400	0,2	
		Cantidad de Líquidos Recolectada [GL]	≤ 10	1	4,80%
			(10, 25]	0,5	
			> 25	0,2	
		Tiempo de acumulación de residuos [días]	> 300	1	4,00%
			(210 - 300]	0,7	
			(120, 210]	0,4	
			≤ 120	0,1	
Velocidad de la Corrida [m/s]	< 3	0	2,40%		
	[3, 5]	1			
	> 5	0			

(CONTINUA) TABLA 1

Factor	% de Incidencia	Variable	Regla		Peso
Análisis de Laboratorio de Muestra Recolectada	10%	Tipo de Muestra	Sólido	1	1,00%
			No sólido	0,1	
		Presencia de Glicol	No	1	2,00%
			Si	0,2	
		Cantidad Relativa C5-C8 (Cromatografía)	≤ 10	1	2,00%
			> 10	0,4	
		Cantidad Relativa C9-C20 (Cromatografía)	≤ 30	1	4,00%
			> 30	0,2	
		Fe [%]	≤ 50	1	3,00%
			> 50	0,4	
		Mg [%]	≤ 30	1	2,00%
			> 30	0,4	
		Ca [%]	≤ 30	1	2,00%
			> 30	0,4	
		Arenas (SiO ₂) [%]	≤ 20	1	1,00%
			> 20	0,6	
		pH	> 7	0,4	2,00%
			7	1	
			< 7	0,2	
		Cloruros [mg/kg]	≤ 150	1	2,00%
> 150	0,4				
Sulfatos [mg/kg]	≤ 150	1	2,00%		
	> 150	0,5			
Conductividad [uS/cm]	≤ 100	1	2,00%		
	> 100	0,5			
Presencia de Amina	No	1	1,00%		
	Si	0,2			
Mantenimiento	4%	Histórico de Mantenimiento (Promedio de roturas por año)	0	1	4,00%
			1	0,7	
			2	0,4	
			> 2	0,1	

En la tabla 2, se presenta la implementación de los factores su ponderación y pesos de las variables para dos líneas marraneables denominadas A & B. Antes de desarrollar y aplicar esta metodología las líneas indicadas anteriormente

presentaban una misma frecuencia. La línea A corresponde a una troncal y la línea B a un ramal, no de la misma troncal.

El resultado obtenido considera que la línea B (ramal) deberá establecer una frecuencia de limpieza interna cada seis (6) meses y la línea A (troncal) una limpieza cada ocho (8). Con la frecuencia establecida, el ramal de menor diámetro y longitud requiere una mayor frecuencia, es decir un menor intervalo de separación entre limpiezas.

La tabla 3, registran los valores de intervalo de limpiezas o frecuencias de la red de gasoducto. Este ejercicio es una primera aproximación y deberá evaluarse y documentar los hallazgos a fin de depurar la metodología y optimizar su desempeño.

Tabla 2 Aplicación de los criterios a los tramos marraneables denominados tramo A & TRAMOB

Factor	% de Incidencia	Variable	Tramo A	Regla		Peso	Valoración Tramo A	Tramo B	Regla		Peso	Valoración Tramo B
Información del Tramo	18%	Longitud [km]	83 Km	< 10	1	5,40%	0,54%	9,5 Km	< 10	1	5,40%	5,40%
				(10, 40]	0,7				(10, 40]	0,7		
				(40, 80]	0,3				(40, 80]	0,3		
		Diámetro Nominal [in]	18 in	≤ 2	1	5,40%	1,08%	3 in	≤ 2	1	5,40%	4,86%
				(2, 8]	0,9				(2, 8]	0,9		
				(8, 14]	0,7				(8, 14]	0,7		
				(14, 18]	0,5				(14, 18]	0,5		
		Número de Derivaciones	3	> 80	0,1	3,60%	2,52%	3	> 80	0,1	3,60%	2,52%
				0	1				0	1		
				[1, 4]	0,7				[1, 4]	0,7		
				[5, 8]	0,4				[5, 8]	0,4		
		Altura Promedio del Tramo (altimetría promedio)[msnm]	980 msnm	≤ 1000	1	3,60%	3,60%	1500 msnm	≤ 1000	1	3,60%	1,44%
(1000, 2000]	0,7			(1000, 2000]	0,7							
(2000, 3000]	0,4			(2000, 3000]	0,4							
> 3000	0,1			> 3000	0,1							
Procesos en el Tramo	10%	Endulzamiento	No	No	1	2,00%	2,00%	No	No	1	2,00%	2,00%
				Si	0,2				Si	0,2		
		Deshidratación	No	No	1	2,00%	2,00%	No	No	1	2,00%	0,40%
				Si	0,2				Si	0,2		
		Compresión	Si	No	1	4,00%	0,80%	Si	No	1	4,00%	0,80%
				Si	0,2				Si	0,2		
		Regulación	No	No	1	2,00%	2,00%	Si	No	1	2,00%	0,40%
				Si	0,2				Si	0,2		
Procedencia del Producto	10%	Procedencia del Producto	Ballena	Ballena	0,6	10,00%	6,00%	Cusiana I	Ballena	0,6	10,00%	0,80%
				Cusiana I	0,08				Cusiana I	0,08		
				Cusiana II	0,12				Cusiana II	0,12		
				Apiay	0,12				Apiay	0,12		
				Piedras	0,12				Piedras	0,12		
				Montañuelo	0,12				Montañuelo	0,12		
				Morichal	0,12				Morichal	0,12		
				Yopal	0,12				Yopal	0,12		
				M.Barranca	0,456				M.Barranca	0,456		
				M.Vasconia	0,6				M.Vasconia	0,6		
				M. Gualanday	0,6				M. Gualanday	0,6		
				M. Dina	0,6				M. Dina	0,6		
				M. Tello	0,42				M. Tello	0,42		
				Condiciones Operacionales del Tramo	12%				Presión Promedio [psig]	1000 psig		
(600, 800]	0,7	(600, 800]	0,7									
(400, 600]	0,4	(400, 600]	0,4									
Delta de Presión entre Inicio y Fin del Tramo [psig]	60	≤ 400	0,1			5,40%	3,78%	120 psig	≤ 400	0,1	5,40%	0,54%
		≤ 20	1						≤ 20	1		
		(20, 60]	0,7						(20, 60]	0,7		
		(60, 100]	0,4						(60, 100]	0,4		
Velocidad del Producto [ft/s]	18 ft/s	> 100	0,1			3,60%	3,60%	10 ft/s	> 100	0,1	3,60%	1,80%
		> 16	1						> 16	1		
		(8, 16]	0,5						(8, 16]	0,5		
		≤ 8	0,1						≤ 8	0,1		

(CONTINUA) Tabla 2.

Factor	%de Incidencia	Variable	Tramo A	Regla		Peso	Valoración Tramo A	Tramo B	Regla		Peso	Valoración Tramo B
Producto en Custodia	12%	Humedad [lb/MMPSC]	3	< 6	1	3,60%	0,72%	4	< 6	1	3,60%	3,60%
				≥ 6	0,2				≥ 6	0,2		
		Temperatura [°C]	30 °C	> 18	1	1,20%	1,20%	25 °C	> 18	1	1,20%	1,20%
				(12, 18]	0,7				(12, 18]	0,7		
				(6, 12]	0,4				(6, 12]	0,4		
				≤ 6	0,1				≤ 6	0,1		
Temp. Rocio [°C]	- 25°C	> 7,2	1	2,40%	0,48%	- 20°C	> 7,2	1	2,40%	0,48%		
		≤ 7,2	0,2				≤ 7,2	0,2				
CO2 [%]	0,01	< 2	1	2,40%	2,40%	2.1	< 2	1	2,40%	0,48%		
		≥ 2	0,2				≥ 2	0,2				
H2S [ppm]	0	< 4	1	2,40%	2,40%	1	< 4	1	2,40%	2,40%		
		≥ 4	0,2				≥ 4	0,2				
Deterioro Interior	8%	Corrosión: Velocidad de Corrosión [mpy]	0,01	< 1	1	4,00%	4,00%	1,1	< 1	1	4,00%	0,80%
				≥ 1	0,2				≥ 1	0,2		
		Escamas: Presencia de Escamas	No	No	1	4,00%	4,00%	No	No	1	4,00%	4,00%
				Si	0,2				Si	0,2		
Información de la Última Actividad de Limpieza	16%	Cantidad de Sólidos Recolectada [kg]	20 Kg	≤ 50	1	4,80%	4,80%	60 Kg	≤ 50	1	4,80%	2,40%
				(50, 400]	0,5				(50, 400]	0,5		
				> 400	0,2				> 400	0,2		
		Cantidad de Líquidos Recolectada [GL]	8	≤ 10	1	4,80%	4,80%	0	≤ 10	1	4,80%	4,80%
				(10, 25]	0,5				(10, 25]	0,5		
				> 25	0,2				> 25	0,2		
		Tiempo de acumulación de residuos [días]	360	> 300	1	4,00%	4,00%	100	> 300	1	4,00%	0,40%
				(210 - 300]	0,7				(210 - 300]	0,7		
				(120, 210]	0,4				(120, 210]	0,4		
				≤ 120	0,1				≤ 120	0,1		
Velocidad de la Corrida [m/s]	8	< 3	0	2,40%	0,00%	2,5	< 3	0	2,40%	2,40%		
		[3, 5]	1				[3, 5]	1				
		> 5	0				> 5	0				

Factor	% de Incidencia	Variable	Tramo A				Tramo B					
			Tramo A	Regla		Peso	Valoración Tramo A	Tramo B	Regla		Peso	Valoración Tramo B
Análisis de Laboratorio de Muestra Recolectada	10%	Tipo de Muestra	No solido	Sólido	1	1,00%	0,10%	Solido	Sólido	1	1,00%	1,00%
				No sólido	0,1				No sólido	0,1		
		Presencia de Glicol Cantidad Relativa C5-C8 (Cromatografía)	Si	No	1	2,00%	2,00%	No aplica	No	1	2,00%	0,00%
				Si	0,2				Si	0,2		
		Cantidad Relativa C9-C20 (Cromatografía)	8	≤ 10	1	2,00%	2,00%	No aplica	≤ 10	1	2,00%	0,00%
				> 10	0,4				> 10	0,4		
		Fe [%]	No aplica	≤ 30	1	3,00%	0,00%	55	≤ 30	1	3,00%	1,20%
				> 30	0,2				> 30	0,2		
		Mg [%]	No Aplica	≤ 50	1	2,00%	0,00%	35	≤ 50	1	2,00%	0,80%
				> 50	0,4				> 30	0,4		
		Ca [%]	No aplica	≤ 30	1	2,00%	0,00%	5	≤ 30	1	2,00%	2,00%
				> 30	0,4				> 30	0,4		
		Arenas (SiO2) [%]	No Aplica	≤ 20	1	1,00%	0,00%	5	≤ 20	1	1,00%	1,00%
				> 20	0,6				> 20	0,6		
		pH	5	> 7	0,4	2,00%	0,40%	5,5	> 7	0,4	2,00%	0,40%
				7	1				7	1		
		Cloruros [mg/kg]	20	< 7	0,2	2,00%	0,40%	200	< 7	0,2	2,00%	0,80%
≤ 150	1			≤ 150	1							
Sulfatos [mg/kg]	15	> 150	0,4	2,00%	2,00%	380	> 150	0,4	2,00%	1,00%		
		≤ 150	1				≤ 150	1				
Conductividad [uS/cm]	50	> 150	0,5	2,00%	2,00%	500	> 150	0,5	2,00%	1,00%		
		≤ 100	1				≤ 100	1				
Presencia de Amina	No	> 100	0,5	2,00%	2,00%	No aplica	> 100	0,5	2,00%	1,00%		
		No	1				No	1				
		Si	0,2	1,00%	1,00%		Si	0,2	1,00%	0,00%		
		0	1				0	1				
Mantenimiento	4%	Histórico de Mantenimiento (Promedio de roturas por año)	0	1	0,7	4,00%	4,00%	3	1	0,7	4,00%	0,40%
				2	0,4				2	0,4		
			> 2	0,1				> 2	0,1			
			Porcentaje Criterio-Porcentaje Línea Tramo			116%	66%	Porcentaje Criterio-Porcentaje Línea Tramo			116%	47%
			Factor de Normalización (100/116)			0,86		Factor de Normalización (100/116)			0,86	
			Separación máxima de limpieza (meses)			12		Separación máxima de limpieza (meses)			12	
			Frecuencia determinada (meses)			8		Frecuencia determinada (meses)			6	

Con la información de cada una de las líneas marraneables que conforma la red de gasoductos y la aplicación de la metodología descrita se establece el intervalo de limpieza ó frecuencias, a continuación la Tabla 3 registra los resultados.

Tabla 3 Registro de resultados de frecuencias de la red de gasoductos

Nombre de Línea	Tipo de Línea	Intervalo de Limpieza [meses]	Frecuencia de limpieza [limpiezas / año]
GBASE	Troncal	6	2,0
GSEVA	Troncal	5	2,4
GVAPU	Troncal	5	2,4
GCASA	Troncal	4	3,0
GPUMA	Troncal	4	3,0
GMAGU	Troncal	3	4,0
GGUGU	Troncal	4	3,0
GGUDI	Troncal	5	2,4
GDITE	Troncal	4	3,0
GTEPIN	Troncal	5	2,4
GMOCHI	Troncal	4	3,0
GTERMODO	Ramal	4	3,0
GVICTORIA	Ramal	4	3,0
GHONDA	Ramal	4	3,0
GLÍBANO	Ramal	4	3,0
GAMBALE	Ramal	4	3,0
GPIE	Ramal	4	3,0
GSANLU	Ramal	4	3,0

(CONTINUA) Tabla 3

Nombre de Línea	Tipo de Línea	Intervalo de Limpieza [meses]	Frecuencia de limpieza [limpiezas / año]
GVABE	Troncal	4	2,4
GBEBO	Troncal	3	4,0
GBOCO	Troncal	3	4,0
GPUUSU	Troncal	4	3,0
GALBA	Ramal	4	3,0
GSIMI	Ramal	4	3,0
GSUTAT	Ramal	4	3,0
GNEMO	Ramal	4	3,0
GCU65	Troncal	4	3,0
GRE65	Troncal	3	4,0
GAPTE	Troncal	4	3,0
GAPVI	Troncal	4	3,0
GVIUS	Troncal	4	3,0
GMOYO	Troncal	4	3,0
GAGUA	Ramal	4	3,0
GTAUR	Ramal	4	3,0
GMON	Ramal	4	3,0
GCURE	Ramal	4	3,0
GCURE	Ramal	4	3,0
GVILL	Ramal	4	3,0
GACA	Ramal	4	3,0

CONCLUSIONES

La limpieza interna de tuberías es una de las acciones del plan de mantenimiento de gasoductos, catalogada como mecanismo de control y mitigación para la amenaza corrosión interna en la gestión de integridad, según la normatividad NTC 5747 y ASME B31.8 S.

La metodología se construyó a partir de la identificación de los factores que inciden en el deterioro y el ensuciamiento de la pared interna de las líneas marraneable así como las variables, reglas y pesos asociada a cada uno de estos.

La aplicación de la metodología a la red de gasoductos de las líneas marraneables especificó el intervalo del tiempo para el plan del mantenimiento de limpieza raspatabos para cada sistema de transporte a partir de la aplicación de criterios técnico.

El desarrollo de la metodología de limpieza interna generó el fortalecimiento de la tarea, enriqueciendo la concepción técnica de la misma, así como las competencias del personal asociado a la planeación y ejecución del mantenimiento.

El plan de mantenimiento de limpieza debe ser dinámico, estableciendo un ciclo PHVA (planear, hacer verificar y actuar) que permita la trazabilidad a partir de los resultados obtenidos en cada uno de los lanzamientos de las herramientas raspatabos para realizar los ajustes a la metodología, sí se requiere.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Unidad de Planeación Minero Energética- UPME. La Cadena de gas. 2010.
2. Unidad de Planeación Minero Energética- UPME. Plan de Abastecimiento de gas UPME.2012
3. COMISION REGULADORA DE ENERGIA Y GAS <http://www.CREG.org>.
4. ALVARO RUIZ. Diseño construcción de gasoductos y redes de distribución- diseño, operación y mantenimiento de gasoductos. 2011.
5. ASME. Norma B31.8. Version 2007. Gas transmission and distribution piping systems.
6. ASME .Norma B31.8S Managing system integrity of gas pipelines.
7. ICONTEC. Norma NTC 5747. Gestión de integridad de gasoductos.
8. API. Norma API 5L. Versión 2007. Specifications For Line Pipes.
9. ICONTEC. Norma NTC 3949. Versión 2002.Estaciones de Regulación de Presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible.
- 10.ASOCIACION AMERICANA DE INGENIEROS DE CORROSION-NACE <http://www.nace.org>.
- 11.ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003.

12. Manual Urelast Pipeline Services. Elastomeros PVM Ltda.
13. Reglamento único de transporte de gas natural –RUT- Resolución 071-1999
- Comisión de regulación de energía y gas. Min. de Minas y Energía,
Colombia 1999
14. Mo Mohitpour; Alan Murray; Michael McManus & Lain Colquhoun. Pipeline integrity assurance a practical approach. 2010. ASME.
15. Silva Ardila Pedro. Mantenimiento en la práctica. 2009. Primera edición.
16. Eckert Richard. Field guide for investigating internal corrosion of pipeline. 2003. NACE international.
17. Student manual internal corrosion for pipeline. 2007. NACE internacional.
18. R. Winston Revie & Herbert H. Uhlig. Corrosion and corrosion control. 2008. Cuarta edición. Wiley.
19. J.N.H. TIRATSOO. Pipeline pigging technology 1992. Segunda edición.
20. Wael Kamal Mohamed Mahmoud. Cleaning of Pipeline .2008. Cairo University Faculty of Engineering 4th Year Mechanical Power Engineering Department Pipeline&Networks
21. GPSA engineering data book. 2004. Edición 12. Gas Processors Association
22. MARS G FONTANA. Corrosion Engineering 1985. Tercera edición.

BIBLIOGRAFIA

ALVARO RUIZ. Diseño construcción de gasoductos y redes de distribución-
diseño, operación y mantenimiento de gasoductos. 2011.

API. Norma API 5L. Versión 2007. Specifications For Line Pipes.

ASME. Norma B31.8. Version 2007. Gas transmission and distribution piping
systems.

ASME .Norma B31.8S Managing system integrity of gas pipelines.

ASOCIACION AMERICANA DE INGENIEROS DE CORROSION-NACE
<http://www.nace.org>.

COMISION REGULADORA DE ENERGIA Y GAS <http://www.CREG.org>.

Eckert Richard. Field guide for investigating internal corrosion of pipeline. 2003.
NACE international.

GPSA engineering data book.2004. Edición 12.Gas Processors Association
ICONTEC. Norma NTC 5747. Gestión de integridad de gasoductos.

ICONTEC. Norma NTC 3949. Versión 2002.Estaciones de Regulación de Presión
para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible.

ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la
presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003.

J.N.H.TIRATSOO. Pipeline pigging tecnology 1992. Segunda edición.

Manual Urelast Pipeline Services. Elastomeros PVM Ltda.

MARS G FONTANA. Corrosion Engineering 1985. Tercera edición.

Mo Mohitpour; Alan Murray; Michael McManus & Lain Colquhoun. Pipeline integrity assurance a practical approach.2010. ASME.

R. Winston Revie & Herbert H.Uhlig. Corrosion and corrosion control. 2008. Cuarta edición. Wiley.

Reglamento único de transporte de gas natural –RUT- Resolución 071-1999

- Comisión de regulación de energía y gas. Min. de Minas y Energía, Colombia 1999

Silva Ardila Pedro. Mantenimiento en la práctica.2009.Primera edición.

Student manual internal corrosion for pipeline. 2007. NACE internacional.

Unidad de Planeación Minero Energética- UPME. La Cadena de gas. 2010.

Unidad de Planeación Minero Energética- UPME. Plan de Abastecimiento de gas UPME.2012

Wael Kamal Mohamed Mahmoud. Cleaning of Pipeline .2008. Cairo University Faculty of Engineering 4th Year Mechanical Power Engineering Department Pipeline&Networks