

DETERMINACIÓN DEL RIESGO POR CORROSIÓN INTERNA DE
UN TRAMO CORTADO DE UNA LÍNEA DE TRANSPORTE DE
GAS NATURAL A PARTIR DE ENSAYOS METALMECÁNICOS Y
DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LOS SÓLIDOS
DEPOSITADOS EN LA TUBERÍA
Johanna Milena Ditta Sarmiento¹

Copyright 2003, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Pipeline Conference & Exposition 2003*, realizado no período de 22 a 24 de Outubro de 2003, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pela Comissão Técnica do Evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. *Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos.* O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Pipeline Conference & Exposition 2003*.

Risk Evaluation on Internal Corrosion of a Gas Pipeline Cut Section Based on Metalmechanic Tests and Physiochemical Analysis of the Solids Deposited in the Pipes

After inspecting a one of the most important gasoductos in Colombia, using intelligent tool, the pipe sections were selected that presented losses of thickness which probably they would be risking integrity of the same one and after, these sections were cut and replaced.

To one of the cut sections a study with the objective was made him establish the present forms of corrosion and to determine the phenomena that influenced the presence of the damages. For this study were moderate thicknesses of the wall of the tube and was determined the criticidad comparing it with its nominal thickness, according to Standard ASME B – 31G.

Taking advantage of the presence solids in the surface, one became both, analysis phisic an chemistry, DRX and elementary analysis, with the objective to determine its origin and to correlate it with the types of corrosion that were in the line. The morphology that determined were Microbiological Influenced Corrosion, Erosion – Corrosion, Pitting and CO₂ corrosion.

Then, from all this information the analysis becomes of risks by internal corrosion in gasoducto, the plan of mitigación and the plans of monitoreo and inspection of the line to avoid the presence of anyone of these forms of corrosion in the future immediate.

Determinación del Riesgo por Corrosión Interna de un Tramo cortado de una Línea de Transporte de gas Natural a partir de Ensayos Metalmecánicos y del Análisis Físicoquímico de los Sólidos Depositados en la Tubería.

Después de inspeccionar uno de los gasoductos más importantes en Colombia, usando una herramienta inteligente, se seleccionaron los tramos de tubería que presentaban pérdidas de espesor que probablemente estarían arriesgando la integridad de la misma y después de esto, dichos tramos fueron cortados y reemplazados.

A uno de los tramos cortados se le hizo un estudio con el objetivo de establecer las formas de corrosión presentes y determinar los fenómenos que influenciaron la presencia de los daños. Para este estudio se midieron espesores de la pared del tubo y se determinó la criticidad comparándolo con su espesor nominal, de acuerdo a la Norma ASME B – 31G.

Aprovechando la presencia de sólidos en la superficie, se hizo análisis físicoquímico, DRX y análisis elemental, con el objetivo de determinar su origen y correlacionarlo con los tipos de

¹ Ingeniera Metalúrgica – PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO UN-COL – Ing. de Corrosión DPSU.

corrosión que se encontraron en la línea. Se encontró morfología de corrosión influenciada microbiológicamente, erosión – corrosión, pitting y corrosión por CO₂.

Entonces, a partir de toda esta información se hace el análisis de riesgos por corrosión interna en el gasoducto, el plan de mitigación y los planes de monitoreo e inspección de la línea para evitar la presencia de cualquiera de estas formas de corrosión en el futuro inmediato.

Introdução

Las secciones de tubería cortadas para análisis pertenecen a un Gasoducto ubicado en Colombia, el cual funciona desde 1977. La Máxima Presión de Operación de este Gasoducto es 1200 psi.

Desde su puesta en marcha y hasta 1985, aproximadamente, se transportó gas húmedo en forma permanente y de manera esporádica entre 1985 y 1999, cuando se implementó el sistema de deshidratación.

En el tramo cortado, se encontró evidencia de presencia de colonias de bacterias, de corrosión por acidez y erosión – corrosión, fenómenos que provocaron pérdidas de espesor hasta del 30%, lo que hizo necesario hacer una valoración del riesgo de falla de la estructura.

Análisis de la Tubería

Se cortó un tramo de tubería de una línea de transporte de gas, de este tramo se escogió una sección para hacerle el análisis planteado. El criterio de selección del fue la presencia de defectos superficiales y de sólidos adheridos a la pared del tubo. No se tomaron muestras para análisis microbiológico, ya que estas deben tomarse tan pronto se corta la línea y no se contó con esta oportunidad.

1. INSPECCIÓN VISUAL

Esta sección presentó una capa de sólidos oscuros adherida a la superficie (Ver Foto 1 y 2), de los cuales se tomó una muestra para el análisis fisicoquímico.



Foto 1. Sección a analizar, se observa la capa de sólidos adherida a la pared del tubo.



Foto 2. Capa de sólidos oscura y gruesa adherida a la superficie.

Los lugares donde no hay presencia de sólidos, entre las posiciones 5:00 y 7:00, debido a la no uniformidad de la capa, se observa corrosión localizada. Los defectos están separados unos de otros y son de dimensiones inferiores a 1 mm.

En la Foto 3 se indican tres puntos en los que se encontraron daños superficiales, cuya morfología corresponde a corrosión localizada. Y en la foto 4 se hace un acercamiento a dichas discontinuidades.

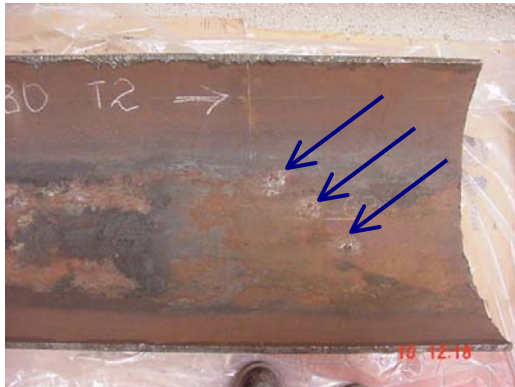


Foto 3. Defectos presentes en la sección.



Foto 4. Acercamiento a una de las discontinuidades para observar la morfología.

La Foto 5 muestra otra morfología de daño encontrado en la estructura. Esta morfología es la que indica la presencia de colonias de microorganismos dentro del tubo. Estas discontinuidades esféricas ubicadas en la posición 6:00 indica la presencia de condensados, probablemente agua libre depositada en el fondo de la tubería, lo que creó las condiciones óptimas para el desarrollo y crecimiento de las bacterias.

En la Foto 6 se observa otro tipo de daño, se ubicaba entre las posiciones 8:00 y 10:00, la sección de la tubería que es encontrada en una curva. La morfología y trayectoria de las discontinuidades sugiere que antes de implementar el proceso de filtración, las partículas sólidas que viajaban en el fluido chocaban contra la pared del tubo erosionándolo. Cuando se implementaron los sistemas de deshidratación y filtración empezó a actuar el CO₂ que está presente en el gas.



Foto 5. Biocorrosión.



Foto 6. El efecto de Erosión – Corrosión junto a Corrosión por CO₂.

2. ENSAYOS METALMECANICOS

2.1 Medición de Espesores

En la valoración de medición de espesores se tiene en cuenta la Norma ASME B-31G, para aplicar esta norma se debe calcular el % de pérdida de espesor de acuerdo a la Ecuación 1 y los criterios citados abajo (Gráfico 1, Ecuaciones 2, 3, 4 y 5).

$$\%PérdidaEspesor = 100 * d / t$$

Ecuación 1

Donde: d = máxima profundidad de defecto medida en el área corroída (in)
 t = espesor nominal de la pared de la tubería (in)

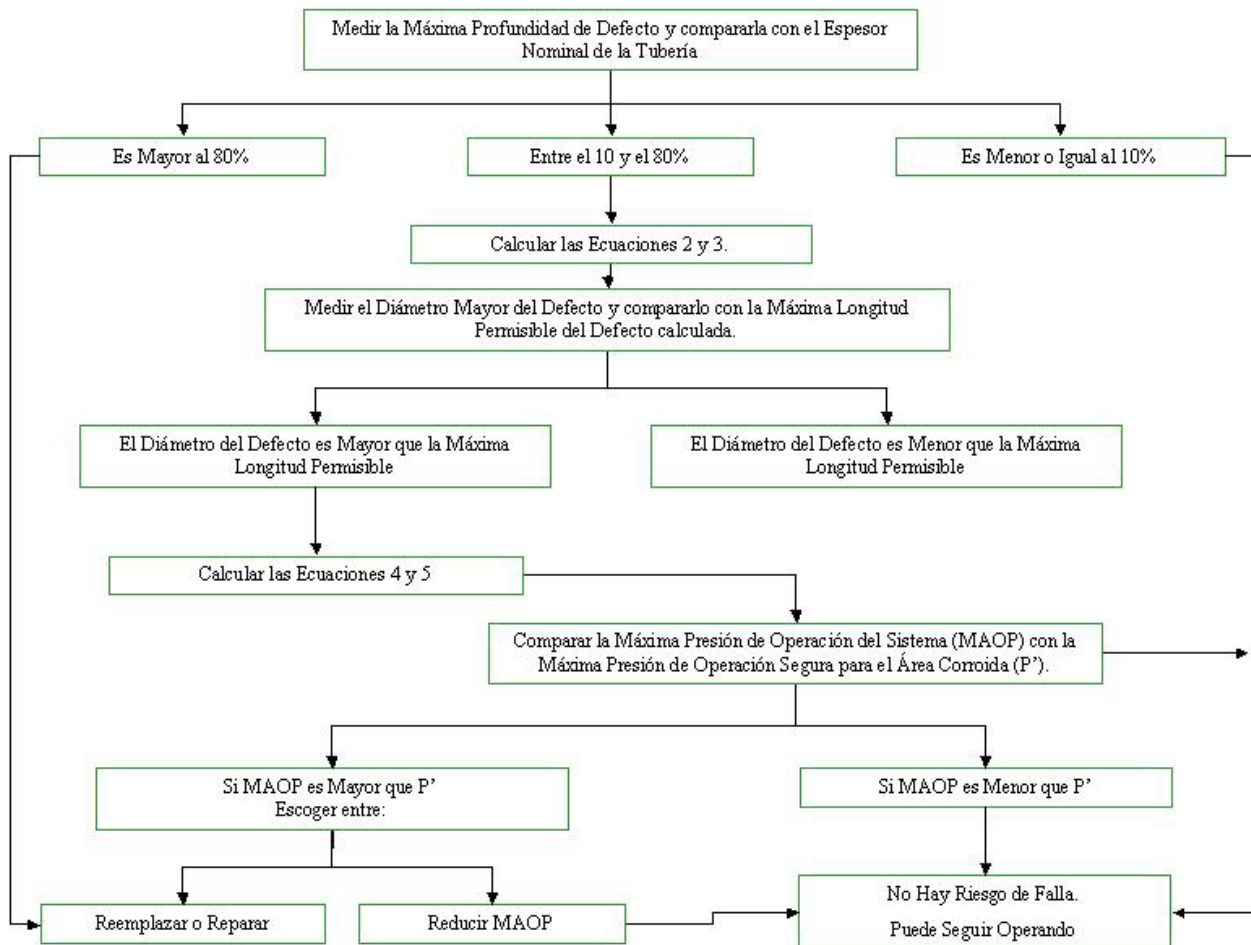


Figura 1. Diagrama de Flujo para el Análisis de Espesores de Acuerdo a la Norma ASME B31G.

$$L = 1.12 * B * \sqrt{D * t}$$

Ecuación 2

Donde: L = Longitud Calculada
 D = Diámetro Nominal de la Tubería
 B = Valor Calculado de Acuerdo a la Ecuación 3.

$$B = \sqrt{\left[\frac{d/t}{(1.1 * (d/t)) - 0.15} \right]^2 - 1}$$

Ecuación 3

$$P' = 1.1 * P * \left[\frac{1 - [2/3 * (d/t)]}{1 - \left[2/3 * \left(\frac{d}{t * \sqrt{A^2 + 1}} \right) \right]} \right]$$

Ecuación 4

Donde: P = Máxima Presión de Operación del Sistema
A = Valor Calculado de Acuerdo a la Ecuación 5.

$$A = 0.893 * \left(\frac{l}{\sqrt{D * t}} \right)$$

Ecuación 5

Donde: l = Longitud del Área Corroída

En la Tabla 1 se muestra es reporte de los datos de la inspección metalmecánica. Las pérdidas de espesor están entre el 16 y el 31%, y de acuerdo con las dimensiones de los defectos no se está atentando contra la integridad de la línea.

Tabla 1. Reporte de Medición de Espesores.

Posición	Datos Medidos			Datos Calculados				Observaciones
	Espesor (in)*	d	Longitud (in)	d/t	% Pérdida Metal	B	l (in)	
5:00 - 7:00	0.281	0.125	0.074	0.308	31	1.290	4.12	Depósitos adheridos a la superficie entre la posición 5 y 7, aproximadamente, Bajo los sólidos no se encontraron discontinuidades y ningún tipo de corrosión. La forma de los defectos es semiesférica de diámetros entre 0.061 in (1.55 mm) y 0.087 in (2.05 mm), las pérdidas de espesor reportadas están cercanas al 30%.
5:00 - 7:00	0.289	0.117	0.069	0.288	29	1.406	4.49	
5:00 - 7:00	0.301	0.105	0.080	0.259	26	1.643	5.24	
5:00 - 7:00	0.328	0.078	0.075	0.192	19	2.969	9.47	
5:00 - 7:00	0.319	0.087	0.078	0.214	21	2.291	7.31	
5:00 - 7:00	0.34	0.066	0.081	0.163	16	5.552	17.72	
5:00 - 7:00	0.318	0.088	0.062	0.217	22	2.238	7.14	
5:00 - 7:00	0.308	0.098	0.080	0.241	24	1.835	5.86	
7:00 - 10:00	0.313	0.093	0.076	0.229	23	2.012	6.42	
7:00 - 10:00	0.315	0.091	0.061	0.224	22	2.095	6.69	
7:00 - 10:00	0.322	0.084	0.066	0.207	21	2.472	7.89	
7:00 - 10:00	0.314	0.092	0.072	0.227	23	2.052	6.55	
7:00 - 10:00	0.318	0.088	0.070	0.217	22	2.238	7.14	

El Diámetro Externo de la Tubería es de 20 in. El Espesor Nominal de la Tubería es de 0.406 in.

(*) Se reporta el promedio de los datos tomados en las diferentes discontinuidades superficiales encontradas en la tubería recibida.

2.2 Metalografía

Fases Cristalinas Presentes: Ferrita y Perlita.

Microconstituyentes: Ferrita Primaria, Cementita y Ferrita Secundaria.

Como conclusión, no se encontró evidencia de cambios microestructurales, presencia de microgrietas y tampoco indicios de corrosión intergranular.

La sección escogida para determinar la presencia de daños microestructurales fue donde hubo evidencia de Corrosión Influenciada por Microorganismos. En las Fotos 7 y 8 se observan las Micrografías tomadas.

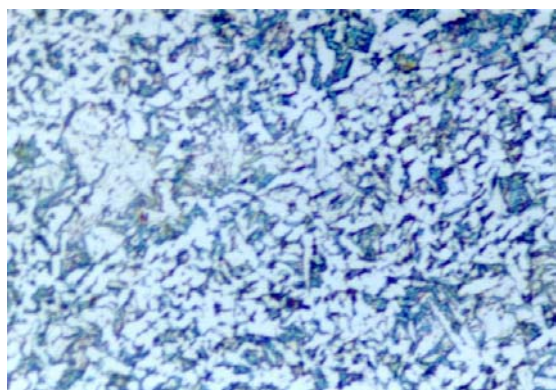


Foto 7. Micrografía 200X. Atacada con Nital.

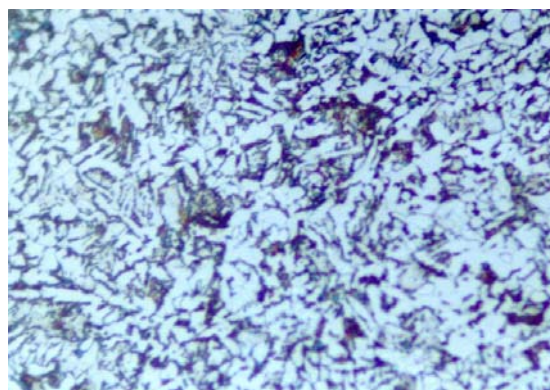


Foto 8. Micrografía 200X. Atacada con Nital.

3. ANALISIS DE SOLIDOS

3.1 Análisis Físicoquímico

La muestra de sólidos se tomó de la parte de la sección que presentaba varias capas de sólidos, tal como se muestra en la Foto 5. de tal manera que los sólidos corresponden a la capa número 2, para asegurar que estos no estuvieran contaminados.

En la Tabla 2 se presenta el resultado del ensayo de DRX y en la Tabla 3 los resultados del Análisis Elemental.

Tabla 2. Resultado del Análisis DRX.

Magnetita (Fe ₃ O ₄)	Cuarzo (SiO ₂)	Carbonato de Calcio, Hierro y Magnesio (Ca _{0,1} Mg _{0,33} Fe _{0,57} CO ₃)	Aluminosilicatos
30	39	28	3

Tabla 3. Análisis Elemental de las Cenizas

Fe (%)	Al (%)	Ca (%)	Si (%)	K (%)	Na (%)	Mg (%)
32.9	2.18	5.66	11.0	0.56	0.49	0.34

Con este análisis se pudo comprobar que los sólidos están compuestos en su mayor parte por Hierro y Sílice. Esto da un indicio de la formación de estos depósitos, como capas de productos de corrosión debido a la alta concentración de humedad, las cuales protegen la superficie contra agentes agresivos que dañen la superficie. Y efectivamente al quitar la capa de sólidos no se encontró corrosión localizada, lo cual garantizaba el buen estado superficial de la línea.

3.2 Ensayo de Adherencia

El objetivo de este ensayo fue determinar y evaluar el grado de adherencia de los sólidos depositados en el sustrato metálico mediante el método PULL – OFF. Aunque este ensayo está planteado para determinar la adherencia de los recubrimientos a los metales, se hizo una adaptación, de tal manera que el depósito de sólidos se trató como un recubrimiento.

El ensayo consiste en aplicar, sobre el área seleccionada, una fuerza tal, que permita el desprendimiento entre capas del sólido, o de éste al sustrato.

Para medir la fuerza de adherencia se emplea el método PULL – OFF, que utiliza un dispositivo metálico de arranque llamado Dolly, que puede ser de aluminio, acero o cobre. Dicho dispositivo se fija a la superficie del sólido, mediante un adhesivo el cual, una vez haya secado, se remueve por arranque directo con ayuda de un medidor de adherencias.

El desprendimiento, producto de la fuerza aplicada puede ocasionar fallas de los siguientes tipos:
 Cohesiva: Si ocurre en cualquiera de las capas del depósito.
 Adhesiva: es la falla que ocurre en la interfase entre capas, en donde al aplicar la fuerza máxima todo o parte del sustrato metálico queda al descubierto.

En la Tabla 4 se muestran los resultados del ensayo realizado.

Tabla 4. Resultado del Análisis de Adherencia de los Sólidos Depositados en la Tubería.

CAPA No.	ADHERENCIA				P* (psi)
	FALLA	FUERZA (psi)	FALLA	FUERZA (psi)	
Tres	A	< 50	A	< 50	< 50
Dos	A	< 50	A	< 50	< 50
Uno	A/B	< 50	A/B	< 50	< 50

Tipo de Fallas:
 Falla Cohesiva: Se designa por A.
 Falla Adhesiva: Se designa por A/B
 P* = Promedio de las lecturas tomadas

4. CONCLUSIONES

- Los sólidos depositados en la tubería son de naturaleza protectora, ya que no hay presencia de ningún tipo de corrosión debajo de ellos.
- La mayor parte de los defectos encontrados se ubican cerca de la posición 6:00, que es donde los condensados y sólidos que viajan en el fluido más fácilmente se depositan, creando las condiciones óptimas para que se crezcan y se desarrollen las colonias bacterianas.
- En ningún caso, la Longitud de las discontinuidades superficiales (medida), es mayor a la Longitud permitida (calculada) por lo que no fue necesario seguir con los demás cálculos que sugiere la Norma.
- No se encontró evidencia de cambios microestructurales asociados a corrosión influenciada microbiológicamente, tampoco microgrietas o corrosión intergranular.

- Los sólidos depositados en la superficie del tubo contienen sílice y hierro en grandes proporciones, esto sugiere que la sílice proviene de la formación y viajan a través del fluido y la presencia de hierro está asociado a fenómenos de corrosión ácida (por la presencia de humedad y agua libre en el fluido).
- Es importante monitorear variables como la humedad, la presencia de gases agresivos y la concentración de microorganismos, con el fin de controlar a tiempo y en todo momento la formación de ambientes que favorezcan la aparición de cualquier fenómeno que promueva el deterioro de la estructura, poniendo en riesgo el funcionamiento del Gasoducto.
- El gasoducto presentó desgastes asociados a corrosión Microbiológica y Erosión – Corrosión antes de 1999, pero no se poseen datos de espesores a lo largo del Gasoducto, por lo que no se puede establecer cuantitativamente un intervalo para la realización de medición de espesores, ni de una segunda inspección con marrano inteligente.

5. BIBLIOGRAFIA

- 5.1 ASME, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. ASME B31G-1991.
- 5.2 POPE, Daniel. State of the Art on Monitoring, Prevention and Mitigation of Microbiologically Influenced Corrosion in the Natural Gas Industry. Gas Research Institute. 1992.
- 5.3 Dillon, C.P., Forms of Corrosion, Recognition and Prevention. 2 Ed. National Association of Corrosion Engineers. 1982.
- 5.4 Standard ASTM D4541. Test Method for Pull-Off Strength of Coatings Portable Adhesion Testers.
- 5.5 Ross, Bob. Investigating Mechanical Failures. 1 ed. Chapman & Hall. Great Britain, 1995.
- 5.6 National Association of Corrosion Engineers. Advances in CO₂ Corrosion – Volume 1. Proceedings of the Corrosion/83 Symposium on CO₂ Corrosion in the Oil and Gas Industry. USA, 1994.