

Estudios de Caso de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos

Francisco A. Rumiche P. y J. Ernesto Indacochea B.

Joining Science & Advanced Materials Research Laboratory

Materials Engineering Department

University of Illinois at Chicago,

Chicago IL 60607 - USA

Abstract:

El presente trabajo describe el procedimiento analítico y los resultados obtenidos durante el análisis de falla y evaluación metalúrgica de tres accidentes en gasoductos y oleoductos. Para cada caso se describe el estado de la estructura antes del accidente, el material utilizado, las condiciones de trabajo, las consecuencias del accidente, así como los procedimientos analíticos de evaluación, resultados y conclusiones. Adicionalmente se presentan las estadísticas de los últimos años en relación con el número de accidentes y causas en sistemas de tuberías, así como las pérdidas ocasionadas, tanto económicas como humanas.

Introducción

Existen cuatro aspectos fundamentales para la correcta operación de un sistema de tuberías: seguridad, abastecimiento continuo, eficiencia económica y cumplimiento de las leyes y regulaciones [1]. A pesar de las continuas mejoras implementadas en el aspecto de seguridad; específicamente en los procesos de supervisión e inspección, accidentes y fallas en gasoductos y oleoductos continúan ocurriendo ya sea debido a errores internos (materiales, proceso de manufactura, diseño) o por interferencia externa (desastres naturales, excavaciones por terceras partes, sabotaje). Estos accidentes deben ser tomados muy seriamente no sólo debido a las pérdidas económicas que se puedan originar, sino sobretudo a la posibilidad de generar pérdida de vidas humanas y daños irreparables al medio ambiente. En el año 2005, solo en los Estados Unidos, se registró un total de 492 incidentes en el sistema nacional de tuberías de transporte de gas natural y líquidos peligrosos, incluyendo petróleo, generando pérdidas económicas de alrededor de 800 millones de dólares y causando la muerte de 19 personas [2]. Corrosión en diferentes formas (interna, externa, bajo tensión), desastres naturales; como el paso del huracán Katrina, y daños originados por terceros, fueron algunas de las causas más frecuentes de accidentes. Este documento presenta tres casos de accidentes y fallas en gasoductos y oleoductos debido a corrosión ocurridos en diferentes países: Irán, Estados Unidos, y Argentina. Inicialmente se presenta una clasificación general de falla y se esquematizan los tipos de accidentes que pueden ocurrir en sistemas de tuberías. A continuación, se presentan las estadísticas de los últimos años con relación al número de incidentes, así como las correspondientes pérdidas económicas y humanas. En la sección de Estudios de Caso se presenta cada accidente describiendo el tipo de material de la estructura, las condiciones de operación, las consecuencias del accidente y probables causas. Los procedimientos analíticos metalúrgicos así como los correspondientes resultados son presentados y discutidos. Finalmente, se presentan una serie de consideraciones finales a tener en cuenta para una correcta y eficiente operación en sistemas de tuberías.

Clasificación de fallas

Fallas en estructuras soldadas como gasoductos y oleoductos ocurren cuando la fuerza promotora de falla (esfuerzo mecánico, sobre presión) excede la resistencia del material (resistencia a la tracción, tenacidad de fractura). Las fallas se pueden clasificar de manera general como instantáneas y dependientes del tiempo. Una falla instantánea puede ocurrir tempranamente durante el ciclo de vida de la estructura por errores de diseño, construcción, materiales o inspección. Asimismo una falla instantánea puede ocurrir después de varios años de operación debido a fenómenos naturales como tormentas severas, terremotos, inusuales bajas de temperatura, o por daños generados por terceros. La Figura 1 muestra la abolladura en una tubería ocasionada por el impacto con rocas debido a un deslizamiento de tierras. Las fallas dependientes del tiempo están asociadas con mecanismos de crecimiento de fisuras por fatiga y creep, corrosión bajo tensión, otras formas de corrosión, y desgaste. Las juntas soldadas son particularmente susceptibles a fatiga, la cual se inicia típicamente en discontinuidades del cordón. La Figura 2 muestra la fractura ocurrida en una tubería debido a corrosión bajo tensión.



Figura 1. Abolladura ocasionada por deslizamiento de tierras [3].



Figura 2. Fractura ocasionada por corrosión bajo tensión [4].

La frecuencia de falla en un sistema de tuberías depende de diversos factores que muchas veces no pueden ser cuantitativamente establecidos. Sin embargo, tomando en cuenta los datos históricos de escenarios de falla así como de probabilidades de ocurrencia, se han podido establecer tablas y diagramas que muestran la mayoría de probables causas de accidentes que se pueden presentar, tal como se muestra en la Figura 3.

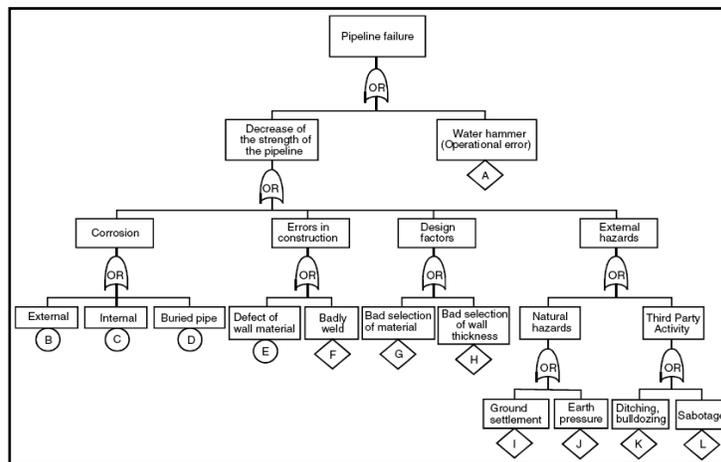


Figura 3. Diagrama de árbol para causas de falla en sistemas de tuberías [5].

Estadísticas

Afortunadamente las estadísticas indican una tendencia decreciente en la frecuencia de fallas y accidentes que se han presentado en sistemas de tuberías a nivel mundial en el periodo 1970-1999 [6], tal como se puede apreciar en las Figuras 4 y 5. Estas figuras muestran la frecuencia de falla para estructuras offshore, tanto para transporte de gas y de líquidos peligrosos. Estos datos han sido recopilados para diferentes sistemas de tuberías a nivel mundial, US DOT: United States Department of Transportation, EGIG: European Gas pipeline Incident Group y CONCAWE: CONservation of Clean Air and Water in Europe. Sin embargo, en los últimos años (2000-2005) se ha podido observar un ligero incremento en el número de accidentes [2].

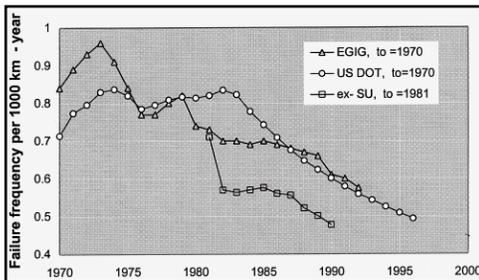


Figura 4. Frecuencia de falla en tuberías de transporte de gas [6].

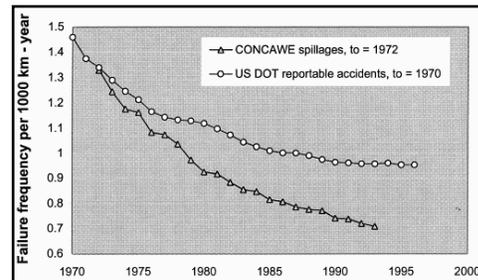


Figura 5. Frecuencia de falla en tuberías de transporte de líquidos peligrosos [6].

Con relación a las causas de falla la Figura 6 muestra que corrosión e interferencia externa son las más comunes en los sistemas europeos y americanos. En el caso de la ex Unión Soviética (SU Gas) se puede observar un alto índice de falla debido a defectos en el material y errores de construcción. La Figura 7 indica las causas más comunes de falla en el 2005 para sistemas de transmisión y distribución de gas natural en los Estados Unidos. Para el caso de líneas de transmisión se puede observar que lluvias torrenciales e inundaciones, como las causadas por el paso del huracán Katrina, son la causa más frecuente por las fallas. Para las líneas de distribución la causa más frecuente es el daño ocasionado en áreas urbanas debido a operaciones de excavación por terceros. Es importante notar que el porcentaje de fallas debido a materiales o soldaduras defectuosas es casi nulo comparado con las causas comunes de falla, lo cual se debe al estricto control y mejoramiento durante los procesos de construcción e inspección en sistemas de tuberías.

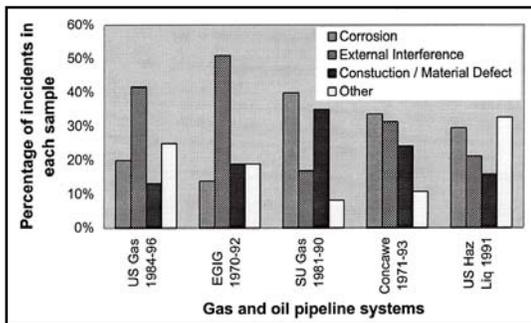


Figura 6. Causas de falla más comunes a nivel mundial [6].

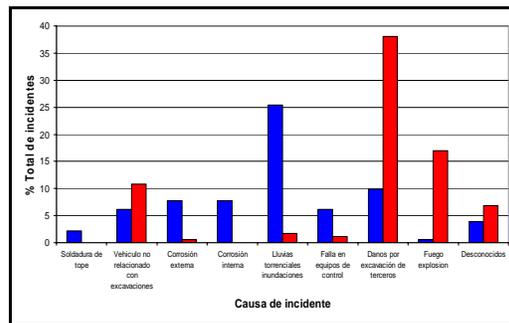


Figura 7. Causas de falla más comunes en gasoductos en Estados Unidos (2005).

En relación a las pérdidas económicas, las estadísticas en Estados Unidos indican una ligera tendencia ascendente durante los últimos 5 años. En el año 2005 las pérdidas alcanzaron valores muy altos debido a los daños ocasionados por el huracán Katrina. Reportes oficiales [7] indican que debido al paso del huracán 615 de las 819 plataformas en el golfo de México fueron evacuadas generando una reducción en la producción de petróleo del 92%. Asimismo en el caso del gas natural se reportó una reducción en la producción de 83%. Sólo en el 2005 se registraron un total de US\$ 253 millones en pérdidas en los sistemas de transmisión de gas natural, US\$ 388 millones en los sistemas de distribución, y US\$ 94 millones en los sistemas de líquidos peligrosos y petróleo [2].

Estudios de caso

Estudio de caso 1: Fisuración y fuga de petróleo inducida por corrosión bajo tensión (CBT) y bacteria reductora de sulfato (SRB) en oleoducto de transmisión [8].

Este caso presenta los resultados del análisis de falla de un accidente ocurrido en el Norte de Irán en Abril del 2004 en un oleoducto de transmisión, que condujo a una posterior fuga considerable de petróleo. La tubería, de material API 5L X52, tenía un diámetro nominal de 10 pulgadas y un espesor de pared de 5 milímetros, y se encontraba enterrada 1 metro bajo la superficie en la cima de una colina. El sistema de protección usado consistía en un recubrimiento de polietileno y protección catódica. La inspección visual reveló la presencia de macrofisuras y picaduras abiertas en la superficie, tal como se observa en la Figura 8. Asimismo se pudo observar un ligero doblado en el eje longitudinal de la tubería en la zona donde se presentaron las fisuras. La microestructura del material es mostrada en la Figura 9, en la cual se puede apreciar claramente una estructura ferrítica-perlítica con inclusiones alargadas de MnS. La caracterización del material determinó que la composición química y las propiedades mecánicas del material cumplían con los requerimientos de la norma API.

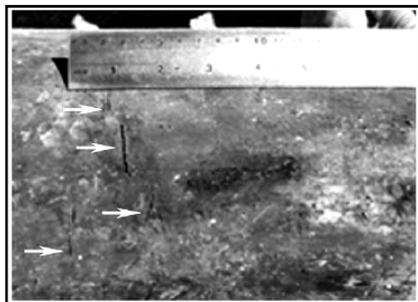


Figura 8. Macrofisuras en la superficie externa de la tubería [8].

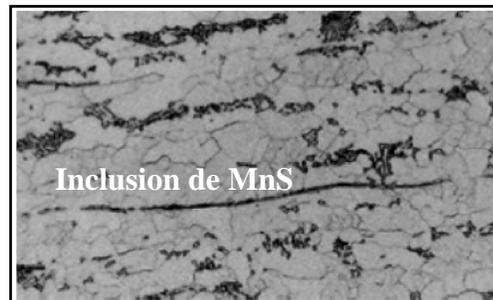


Figura 9. Microestructura del material de la tubería, 500X [8].

A través de un análisis metalografico de una sección transversal de la zona de fisuras se observó que éstas se iniciaron en la base de las picaduras en la superficie exterior de la tubería, propagándose hacia el interior. Asimismo se pudo observar una tendencia en las fisuras de presentar fondos redondeados. Un análisis microbial reveló la presencia de bacteria reductora de sulfato (SRB) en las fisuras. Tal como se observa en la Figura 10 la presencia de SRB originó la formación de “bolsas” al interior de la fisura, promoviendo su crecimiento redondeado. Asimismo se pudo observar que cuando las fisuras

alcanzaron las inclusiones de MnS la propagación de la misma ocurrió en la dirección de la inclusión generando fisuras de punta aguda, tal como se muestra en la Figura 11.

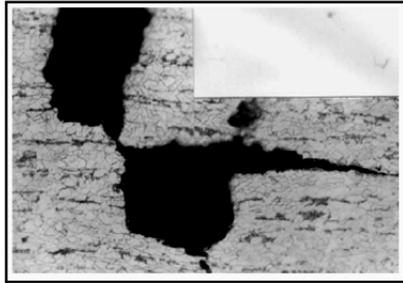


Figura 10. Fondo redondeado y formación de bolsas en las fisuras debido a presencia de SRB [8].

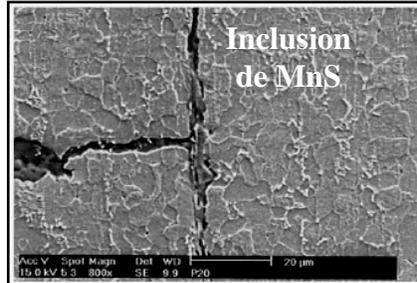


Figura 11. Propagación de la fisura en dirección de la inclusión [8].

El análisis de los productos de corrosión indicó una alta presencia de carbonato de hierro, FeCO_3 . El análisis de microscopía electrónica de barrido en la superficie de fractura de las fisuras reveló una propagación inicial quasi-intergranular de la fisura y posterior propagación transgranular, como se observa en las Figuras 12 y 13.

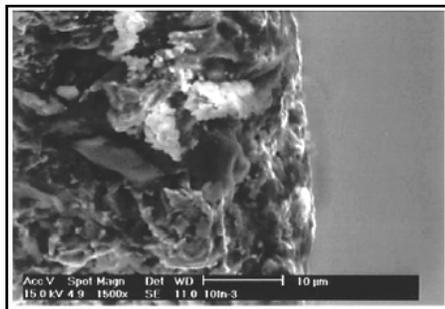


Figura 12. Propagación inicial de la fisura en modo quasi-intergranular [8].

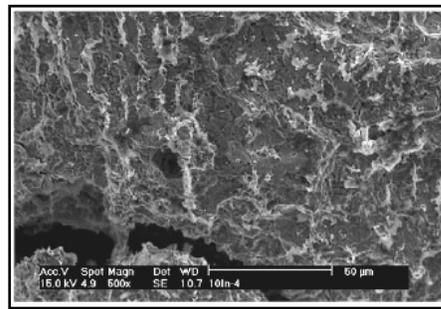


Figura 13. Propagación final de la fisura en modo transgranular [8].

Posterior análisis del suelo indicó una alta presencia de compuestos corrosivos como hidróxidos, carbonatos, bicarbonatos y nitruros. Asimismo se pudo comprobar que en el lugar donde la tubería se encontraba enterrada se produjo un deslizamiento de tierras que pudo haber originado que el recubrimiento de polietileno se desprendiera en ciertas áreas. El contacto de los agentes corrosivos del suelo en estas áreas descubiertas originó celdas electroquímicas que en presencia del potencial catódico de protección derivaron en la formación de fisuras por corrosión bajo tensión. La presencia de SRB intensificó la corrosión y crecimiento de las fisuras. Las tensiones en la tubería se atribuyeron a la ubicación en la cima de una colina, generando esfuerzos de tensión, y al deslizamiento de tierras ocurrido.

Conclusión: La causa de la falla fue corrosión bajo tensión en presencia de carbonatos intensificada por la presencia de SRB en áreas en las cuales el recubrimiento de polietileno de la tubería se desprendió debido a esfuerzos mecánicos.

Estudio de caso 2: Explosión en tubería de transmisión de gas natural originada por corrosión interna [9].

Este caso presenta una falla en el sistema de transmisión de gas natural de El Paso, New México, USA, ocurrido en Agosto del 2000. Este accidente fue uno de los más comentados en los últimos años debido a las pérdidas humanas ocasionadas: 12 personas muertas. La tubería, de material API 5LX grado X52, tenía un diámetro nominal de 30 pulgadas y un espesor de pared de 8.5 milímetros y transportaba gas natural en estado líquido. La presión de trabajo al momento del accidente era de 675 psig, menor a la presión máxima de diseño, 837 psig. Las Figuras 14 y 15 muestran la zona del accidente así como la magnitud de la explosión e incendio ocurridos respectivamente. Al momento del accidente una familia de 12 miembros acampaba a 200 metros de distancia del punto de explosión. Lamentablemente las 12 personas murieron producto de quemaduras, asfixia e inhalación de gases tóxicos.

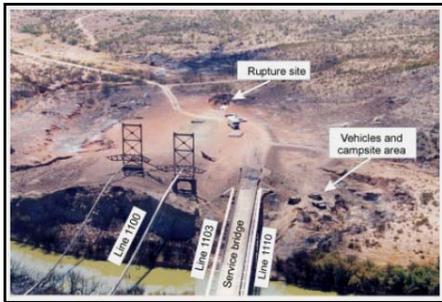


Figura 14. Vista aérea de la zona del accidente [9].



Figura 15. La explosión generó un incendio de 55 minutos de duración [9].

La fuerza de ruptura originó un cráter de 16 metros de ancho. La inspección visual de la tubería fracturada permitió observar una severa corrosión interna a lo largo del borde inferior de la tubería conjuntamente con una considerable pérdida de espesor de pared, tal como se observa en las Figuras 16 y 17. Asimismo se observó que los cordones de soldadura ubicados en la parte inferior de la tubería también fueron atacados. No se registró ninguna evidencia de corrosión externa. El análisis microestructural reveló una estructura compuesta por ferrita proeutectoide y perlita, con algunos carburos precipitados en los límites de grano. Posterior caracterización reveló que la composición química del material así como las propiedades mecánicas cumplían con los requerimientos de la norma API.

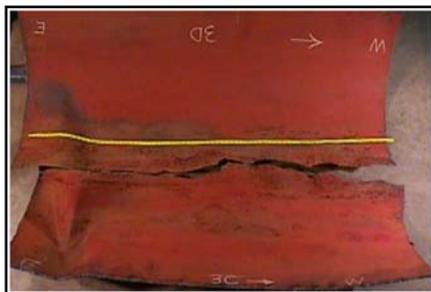


Figura 16. La rotura ocurrió en la parte inferior de la tubería [9].

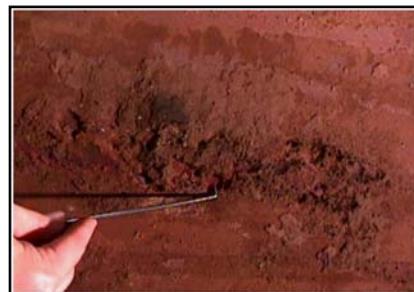


Figura 17. Se observó severa corrosión interna y reducción de espesor de pared [9].

La microscopía electrónica de barrido permitió observar estrías en las picaduras de corrosión, como se muestra en la Figura 18, sin embargo no fue indicativo suficiente ni de fatiga ni de penetración de corrosión. Asimismo se pudo observar que la fractura se propagó desde el interior. El análisis de los productos de corrosión indicó un alto contenido de cloruros y sodio. El análisis de los depósitos encontrados en la tubería reveló la presencia de bacterias oxidantes y reductoras así como altas dosis de cloruros (333000 ppm siendo 50 ppm la concentración normal en la línea). El modo de fractura indicó que la fractura fue originada únicamente por sobre presión, debido a una reducción severa de espesor de pared de tubería (de hasta 72%), al punto de que el material no pudo resistir la presión.

Conclusión: La causa de la falla fue severa corrosión interna y reducción de espesor de pared originada por la presencia de agentes altamente corrosivos en el interior de la tubería.

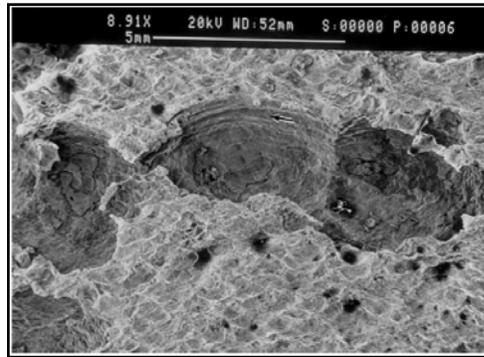


Figura 18. Estrías observadas dentro de las picaduras [9].

Estudio de caso 3: Ruptura de tuberías de transmisión de gas natural originada por corrosión bajo tensión (CBT) [4].

Este caso presenta dos fallas ocurridas en el sistema de tuberías de transmisión de gas natural de Argentina. El material, características de trabajo y modo de falla para ambas tuberías fue idéntico. Para propósitos de este documento las tuberías serán identificadas como 3A y 3B. La Figura 19 muestra la magnitud de la falla para la tubería 3B.



Figura 19. Falla en tubería 3B [4].

En ambos casos el material de la tubería fue el API 5LX grado X52 7, con un diámetro nominal de 24 pulgadas. El espesor de pared fue de 7.14 y 7.3 milímetros para 3A y 3B respectivamente. Ambas tuberías se encontraban protegidas catódicamente y recubiertas con asfalto. La presión de trabajo en ambos casos fue de alrededor de 60 kg/cm². Una inspección visual inicial reveló la presencia de numerosas fisuras externas en ambos casos, tal como se muestra en las Figuras 20 y 21. En el caso 3A se observaron colonias de fisuras ubicadas aleatoriamente alrededor de la parte central de la fractura. La longitud máxima de colonia de fisuras alcanzó los 9 centímetros. En el caso 3B se observó un gran número de fisuras alrededor de la fractura.



Figura 20. Fisuras cercanas a la zona de fractura, caso 3A, 20X [4].

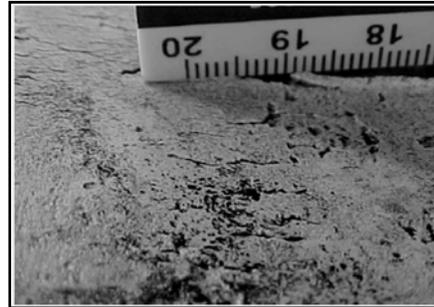


Figura 21. Fisuras en la superficie alrededor de la zona de fractura, caso 3B, 3X [4].

Asimismo se pudo observar una película negra de productos al interior de las fisuras indicando el desarrollo de las mismas por corrosión. La película estaba compuesta por magnetita, cuya naturaleza frágil facilitó su ruptura y posterior exposición de metal al medio corrosivo. El análisis metalográfico reveló que las fisuras se desarrollaron en la superficie exterior y se propagaron y ramificaron intergranularmente, como se muestra en la Figura 22 para el caso 3A. En algunos casos las fisuras llegaron a penetrar más de la mitad del espesor de pared de la tubería.

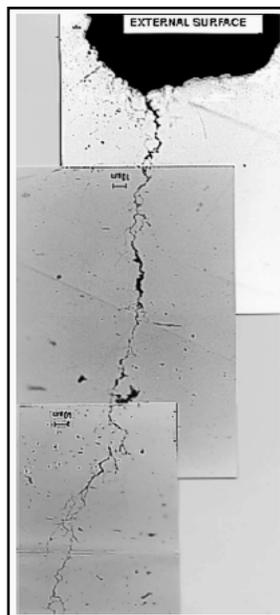


Figura 22. Propagación intergranular de las fisuras, 300X [4].

El análisis por microscopía electrónica de barrido permitió confirmar la propagación intergranular de las fisuras, tanto de las primarias como de las secundarias, como se observa en las Figuras 23 y 24. Los análisis químico y de propiedades mecánicas indicaron que el material de la tubería cumplía con los requerimientos de la norma API. Asimismo se pudo confirmar que la presión de trabajo al momento del accidente era menor que la presión máxima de diseño. En varias zonas de la tubería se pudo observar un desprendimiento del recubrimiento. Asimismo se pudo observar la formación de burbujas o cavidades entre el material y el recubrimiento, en donde se registró un pH de entre 8 y 9. El análisis químico de los suelos reveló un alto contenido de carbonatos. Todos estos factores, aunados con los esfuerzos residuales presentes en las tuberías, indicaron que las fisuras se formaron y propagaron por un mecanismo de corrosión bajo tensión.

Conclusión: La causa de la falla en ambos casos fue corrosión bajo tensión en presencia de carbonatos en áreas en las que el recubrimiento protector se desprendió y bajo esfuerzos residuales en la tubería.

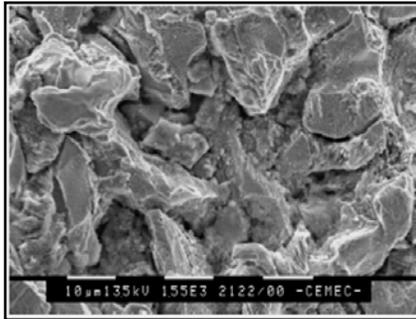


Figura 23. Modo de propagación intergranular, caso 3A [4].

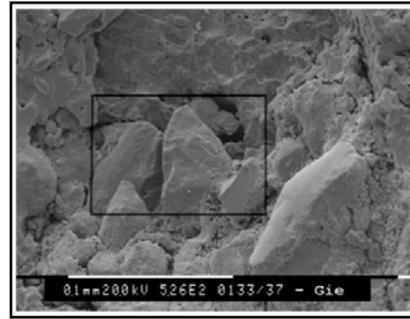


Figura 24. Modo de propagación intergranular, caso 3B [4].

Consideraciones finales

Las estadísticas demuestran que el número de fallas por defectos en el material o errores de fabricación (soldadura, espesores de pared, etc.) se pueden mantener nulos si se respetan las normas y códigos de diseño y construcción. Asimismo es muy importante cumplir con las leyes y regulaciones del estado con el fin de evitar daños al medio ambiente y comunidades aledañas a la ruta de los gasoductos u oleoductos. Finalmente, es de primaria importancia el establecimiento de adecuados planes de evaluación de defectos y control en sistemas de ductos con la finalidad de asegurar una segura y eficiente operación de los mismos.

Referencias

- [1] A. Cosham: Best practice in pipeline defect assessment, Proceedings of the International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, October 2000.
- [2] U.S. Office of Pipeline Safety: Accident summary statistics by year, U.S. Department of Transportation, 2006.

- [3] M. Rosenfeld: Factors to consider when evaluating damage on pipelines, Oil and Gas articles, Sept. 9, 2002.
- [4] C. Manfredi y J. Otegui: Failures by SCC in buried pipelines, Engineering Failure Analysis 9, pp. 495-509, 2003.
- [5] M. Dziubinski, M. Fraczak y A. Markowski: Aspects of risk analysis associated with major failures of fuel pipelines, Journal of Loss Prevention in the Process Industries 19, pp. 399-408, 2006.
- [6] G. Papadakis: Major hazard pipelines, a comparative study of onshore transmission accidents, Journal of Loss Prevention in the Process Industries 12, pp. 91-107, 1999.
- [7] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration: Pipeline Safety Advisory: Potential for damage to pipeline facilities caused by the passage of hurricane Katrina, U.S. Department of Transportation, 2005.
- [8] S. Abedi, A. Abdolmaleki y N. Adibi: Failure analysis of SCC and SRB induced cracking of a transmission oil products pipeline, Engineering Failure Analysis xxx, 2006.
- [9] National Transportation Safety Board: Natural gas pipeline rupture and fire near Carlsbad, New Mexico, NTSB Pipeline Accident Reports, 2003.