

FALLAS EN COILED TUBING: LA IMPORTANCIA DE LOS DEFECTOS EN LA ESTIMACIÓN DE VIDA A FATIGA

Ceferino Steimbregger¹, Mariana Poliserpi^{1,2}, Mónica Zalazar¹, Damián Campos¹

¹ Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, cefesteim@gmail.com

² Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

Sinopsis

El *Coiled Tubing* (CT) es un elemento mecánico que consiste en un tubo flexible de gran longitud, enrollado en un *reel* o bobina. Para su uso, se devana el tubo a través de un sistema de poleas y sujeciones que permiten la introducción del CT dentro del pozo. Dentro de sus aplicaciones principales en la industria hidrocarburífera se encuentran el cementado y limpieza de pozos, la inyección de productos específicos, la fractura hidráulica, y la perforación. La norma API Spec. 5ST [1] establece los requisitos de manufactura, inspección y ensayos de CT de acero al carbono y acero de baja aleación. Asimismo, el documento API RP 5C7 [2] se utiliza como guía para las operaciones de CT en pozos de gas y petróleo, y describe los mecanismos típicos de daño en este componente mecánico. Debido al devanado y enrollado cíclico que experimentan las bobinas de CT, un mecanismo probable de falla es la fatiga de bajo ciclo. Existen *softwares* comerciales que permiten predecir la vida remanente del tubo considerando diversos factores como la cantidad de ciclos de trabajo y metros recorridos, la geometría del CT a lo largo del *string*, las cargas y presiones involucradas en la operación, y la reducción de espesor por corrosión generalizada, entre otros. A raíz de numerosos análisis de falla realizados en los laboratorios de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue, se encontró que la mayoría de los CT fallaron prematuramente antes de la acumulación de ciclos fijada para su reemplazo o corte. En este trabajo se analizarán diversos casos representativos de falla, y se discutirán algunas variables relevantes para un correcto diagnóstico de vida remanente. La presencia de defectos dentro o fuera del CT (por ejemplo, *pits* de corrosión y marcas mecánicas) favorecen la nucleación de fisuras por fatiga y promueven otros mecanismos de falla típicos. Luego, en ausencia de un control periódico del tubo mediante ensayos no destructivos, es importante analizar la severidad de posibles defectos, y sus efectos en la vida útil del CT.

Introducción

La utilización de los CT se ha extendido en las últimas décadas gracias a los avances tecnológicos en el monitoreo de las cañerías y en la comprensión del mecanismo de daño. En particular, debido a la forma de operación, el modo de falla típico en los CT es la fatiga de ultra bajo ciclo. El uso planificado de los CT con tensiones por encima de la fluencia constituye un factor único en las operaciones de la industria hidrocarburífera.

La Figura 1 presenta una disposición típica de una unidad modular de CT [2]. Se observa que la cañería se devana hidráulicamente desde una bobina, y pasa a través de un arco guía conocido como “cuello de cisne”, que permite el ingreso del CT al inyector hidráulico, y luego al pozo. En este recorrido, el material experimenta deformaciones cíclicas que superan el límite elástico, y pueden conducir a la nucleación de fisuras por fatiga. Existe un radio crítico de doblado, R_{cr} , por debajo del cual se espera que el material de la cañería supere la tensión de fluencia. Este radio se calcula por medio de la Ec. (1) [3]:

$$R_{cr} = \frac{E \cdot D_e}{2\sigma_{ys}} \quad Ec. (1)$$

En donde E es el módulo de Young del acero, D_e es el diámetro exterior especificado para el CT y σ_{ys} es la tensión de fluencia del material. Por ejemplo, para un CT90 con tensión mínima de

fluencia especificada de 90 ksi (620 MPa) y un módulo de Young de 210 GPa, el radio crítico varía entre 3,23 m y 15,06 m, para CT entre 0,75 in (19,05 mm) y 3,5 in (88,9 mm) de diámetro exterior. Considerando que los radios del núcleo de la bobina se encuentran entre 24 in (0,61 m) y 65 in (1,65 m), y los radios del arco guía entre 48 in (1,22 m) y 120 in (3,05 m) [2], se puede deducir que, en todos los casos, el CT experimentará deformación plástica, según la Ec. (1). El análisis es aún más crítico para cañerías de menor grado, como CT70 y CT80.

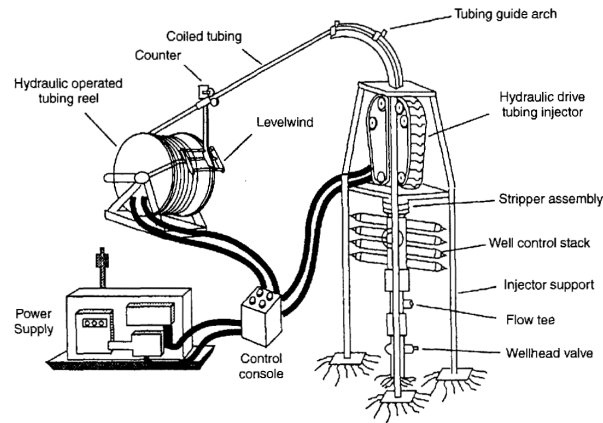


Figura 1: Esquema típico de una unidad modular de CT [2].

Sumado a lo anterior, el CT experimenta presión interna, la cual actúa en detrimento de la vida a fatiga. Esta presión genera un estado plano de tensiones elástico y estacionario que se superpone a las grandes deformaciones cíclicas experimentadas durante el doblado de la cañería [4]. Como resultado, se obtiene un estado triaxial de tensiones complejo, cuya evaluación requiere de modelos de daño multiaxiales. Tipton y Newborn [5] mostraron que a los niveles de deformación plástica experimentados por los CT (~2-3%), el criterio de falla puede simplificarse con un modelo uniaxial.

En forma complementaria, el CT también experimenta fatiga de bajo ciclo cuando sale del inyector. Estas solicitaciones se deben, por un lado, a la carga axial de tracción producida por el peso propio de la sarta y la fuerza aplicada, y por otro, a la carga compresiva generada por la introducción de la cañería en pozos horizontales o el manipuleo de herramientas en fondo de pozo.

Por otro lado, existen fuentes adicionales de cargas cíclicas que actúan en el rango elástico y corresponden, por ejemplo, a las vibraciones causadas por equipos recíprocos, como bombas triplex. El estado tensional puede tornarse aún más complejo si se considera la torsión de la cañería dentro del pozo (para algunas aplicaciones con herramientas rotativas) [6].

Bajo el estado tensional descrito, es posible que una fisura nucleee en la superficie interior o exterior del CT. En este sentido, Newman y Newburn [3] reportaron que las fisuras se iniciaban en la superficie interior, durante los ensayos a escala en equipos reales. Posteriormente, Tipton encontró [7, 8] que la mayoría de las fisuras por fatiga en CT iniciaban en la superficie interior de la pared comprimida del tubo, debido, en parte, a la rugosidad superficial interior del tubo conformado respecto de la rugosidad de la superficie exterior. Independientemente de la zona de iniciación de fisura, si el CT opera con presión interna elevada, es posible que la grieta propague instantáneamente, ocasionando la fractura repentina de la cañería. Debido a la severidad de las condiciones de servicio de los CT, y el impacto negativo a las personas y el ambiente que puede tener la fractura imprevista de la cañería, resulta de gran interés la estimación de vida remanente, en términos de vida a fatiga. Para ello, se han desarrollado distintas metodologías que varían en complejidad, y en los parámetros que consideran. En primera instancia, un diagnóstico adecuado debe incluir [2]:

1. Diámetro exterior del CT,
2. Espesor del CT,
3. Radio de doblado (en bobina y cuello de cisne),
4. Presión interna,
5. Propiedades mecánicas estáticas y cíclicas del material,

Como se verá más adelante, esta lista es general y no considera el efecto de defectos potenciales en el CT.

Hace algunos años, la metodología empleada se basaba en los metros recorrido por la tubería en el pozo, lo cual era simple de cuantificar e implementar mediante la medición de profundidad. Con este método, la cañería se retiraba del servicio cuando se alcanzaba un número específico de metros, que rondaba los 76000 a los 230000 m [2]. El método es altamente empírico y se basa en experiencias previas de cañerías idénticas operando bajo condiciones similares, lo cual impide considerar variables como el diámetro del CT, el radio de doblado, la resistencia mecánica del acero y la presión interna, entre otros factores. Adicionalmente, el método asume que toda la cañería soporta la misma cantidad de ciclos, lo cual sobreestima la severidad del daño para los tramos más interiores de la bobina, con grandes pérdidas económicas asociadas.

Una mejora al método descrito se basa en discretizar la sarta de forma tal de considerar la distancia recorrida para cada tramo específico. Ello permite discriminar aquellas partes que sufren más fatiga por atravesar los mecanismos de doblado de la Figura 1. También se puede incluir el efecto de la presión interna [2], mediante coeficientes empíricos derivados de ensayos a escala a presión constante, aunque ello demanda un esfuerzo considerable y no admite fluctuaciones de presión, como ocurre realmente durante la operación. Esta variante tampoco permite analizar las diferencias geométricas o de material entre cañerías.

Para salvar algunas dificultades de los métodos anteriores, se desarrollaron modelos teóricos que consideran el comportamiento a fatiga de bajo ciclo del material mediante ecuaciones de plasticidad y acumulación de daño. En este caso, se requieren, no solo las propiedades estáticas del acero, como la tensión de fluencia uniaxial y el módulo de Young, sino también las propiedades cíclicas obtenidas según alguna norma de aplicación, como la ASTM E606 [9]. Sin embargo, el estado tensional del CT es triaxial, lo cual demanda la determinación de dichas propiedades bajo condiciones análogas en ensayos a escala. Ello condujo a que en la década del 90' se realizaran numerosos ensayos de fatiga de CT a escala, para replicar con mayor nivel de exactitud las condiciones reales de operación [3, 4, 10-13].

Uno de los modelos más utilizados es el desarrollado por Avakov (Halliburton) [10-12], basado en ensayos de fatiga a escala para obtener curvas deformación vs número de ciclos a la falla. El autor propone el uso de la ecuación de Coffin-Manson, dada por la Ec (2):

$$\Delta \varepsilon_T = \frac{\sigma'_f}{E'} (2N_f)^b + \varepsilon'_f (2N_f)^c \quad Ec. (2)$$

En donde $\Delta \varepsilon_T$ es la amplitud de deformación plástica total, E' es el módulo de elasticidad cíclico, σ'_f es el coeficiente de resistencia a fatiga, ε'_f es el coeficiente de ductilidad a fatiga, y b y c son constantes que dependen del material [14]. La Ec. (2) se ilustra gráficamente con una curva color negro en la Figura 2a. El primer término de la derecha representa la porción elástica de la deformación total, lo cual se visualiza con una curva color rojo en la Figura 2a, mientras que el segundo término corresponde a la parte plástica, representada con una curva color azul. En la aplicación estudiada, la parte elástica puede considerarse despreciable frente al rango de deformación plástica. Avakov asume un valor de $c = -0,5$ y una distribución *logweibull* de la vida para la confiabilidad del análisis [11], y obtiene la relación presentada en la Ec. (3):

$$\frac{N}{N_m} \left(\frac{\sigma}{\sigma_m} \right) = K_Q \quad \text{Ec. (3)}$$

Siendo N_m y σ_m los valores empíricos de la vida media en ciclos y de la resistencia a fatiga media obtenida de ensayos, respectivamente. En particular para ensayos a escala en CT70, $N_m = 130$ ciclos y $\sigma_m = 1000$ ksi, lo cual se aprecia en la Figura 2b. Por su parte, K_Q es el factor de confiabilidad definido por la Ec. (4):

$$K_Q = 11.47 \frac{\ln Q}{\ln 0.5}^{1/15} - 1 \quad \text{Ec. (4)}$$

En donde Q es el nivel de confiabilidad. Para $Q = 0.5$, es decir, la línea media, se obtiene $K_Q = 1$.

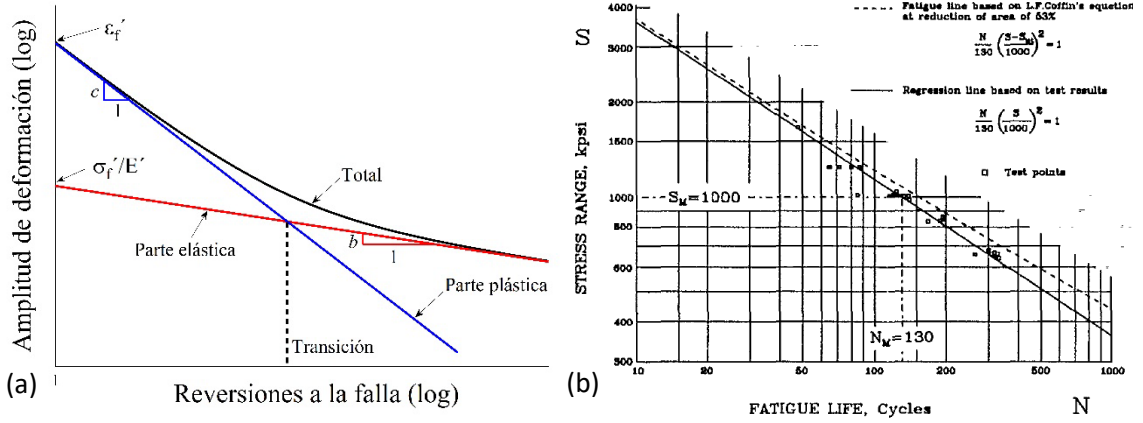


Figura 2: (a) Relación entre la amplitud de deformación y las reversiones a la falla. La ecuación de Coffin-Manson se ilustra con curva color negro. Adaptado de [14]. (b) Resultados de ensayos de fatiga a escala y línea media [10].

Para mayores niveles de confiabilidad ($Q > 0.5$), la vida a fatiga se reduce de N_m a N_R en un factor de K_Q , según la Ec. (5).

$$N_R = K_Q \left(\frac{\sigma_m}{\sigma_R} \right)^2 N_m \quad \text{Ec. (5)}$$

El modelo de fatiga considera una tensión equivalente uniaxial alternante, definida según la Ec. (6):

$$\sigma = \sigma_a + \sigma_t^{1.895} \quad \text{Ec. (6)}$$

La cual es válida para $\sigma_a > \sigma_{ys}$. Para $\sigma_a < \sigma_{ys}$, la tensión σ es 0. σ_a puede interpretarse como la tensión debido al doblado, ya sea en la bobina o en el cuello de cisne. Luego, estará dada por la Ec. (1), despejando para σ_a en lugar de σ_{ys} . Por su parte, σ_t es la tensión circunferencial (*hoop stress*) generada por la presión interna, P_i , la cual puede determinarse en función del diámetro exterior, D_e , e interior, D_i , mediante la Ec. (7).

$$\sigma_t = \frac{2D_i^2 P_i}{D_e^2 - D_i^2} \quad \text{Ec. (7)}$$

Por cada carrera de CT en operación, hay un ciclo de doblado-enderezado en la bobina (σ_r) y dos en el cuello de cisne (σ_g). Luego, el número de ciclos totales en una carrera de CT considerando la resistencia a fatiga media empírica, σ_m , estará dado por la Ec. (8):

$$N_1 = 1 \left(\frac{\sigma_r}{\sigma_m} \right)^2 + 2 \left(\frac{\sigma_g}{\sigma_m} \right)^2 \quad \text{Ec. (8)}$$

Entonces la vida a fatiga consumida en una carrera, a un nivel de confiabilidad dado, está determinada en forma porcentual por la Ec. (9):

$$FD_1 = \frac{N_1}{K_Q N_m} 100\% \quad Ec. (9)$$

El daño acumulado será la suma del daño generado en cada carrera (Ley de Miner). Cuando este daño total alcance el 100%, se espera la falla por fatiga del CT.

En bibliografía pueden encontrarse variantes del modelo descripto u otros modelos de fatiga para CT [5, 6, 15-20], que mejoran la estimación de vida a fatiga bajo determinadas condiciones. Adicionalmente, existen en el mercado diferentes softwares que permiten monitorear la vida a fatiga durante la operación, como Cerberus™ de NOV [21] y CoilLIFE™ de Schlumberger [22], basados en la propuesta de Tipton [20]. Otra alternativa es el software FACT (*Fatigue Analysis for Coiled Tubing*) de Medco [23]. Estos softwares consideran el efecto de un servicio ácido o de otro tipo de corrosión por medio de factores empíricos que incrementan el lado derecho de la Ec. (9). Ello se interpreta como un daño generalizado en el CT, con reducción de espesor homogénea, lo cual muchas veces no es congruente con lo que se observa en campo, como se verá más adelante. Del mismo modo se considera el efecto concentrador de tensiones de, por ejemplo, las soldaduras *bias* y orbital, entre otras.

Si bien estos modelos, o variantes de éstos, se utilizan amplia y exitosamente en la industria para estimar la vida remanente de los tramos de CT, la evidencia en la región indica que el tipo de daño que se genera en operaciones típicas conduce a una falla prematura, que los modelos no permiten prevenir. Si bien cada modelo parte de la base de las buenas prácticas en el manejo de los CT, muchas veces las exigencias de la operación demandan la reducción de tiempos de limpieza entre operaciones. Incluso, factores ajenos a las empresas (huelgas, cortes de ruta, etc.) obligan a abandonar operaciones impidiendo un manipuleo seguro de la sarta. Este tipo de eventos puede conducir a formas de corrosión localizada que los modelos no consideran para la estimación de vida a fatiga. En algunos casos, los manuales recomiendan “factores de aplicación” que son factores de seguridad para condiciones que afectan la fatiga, y que no fueron replicadas en los ensayos a escala, y no pueden medirse durante la operación. Por ejemplo, pueden emplearse factores de aplicación para corregir corrosión desconocida, prácticas de mantenimiento pobres, o condiciones de pozo sin antecedentes. El factor de aplicación considera diversas variables y actúa aumentando la vida consumida de los tramos operativos en forma proporcional. Este método, si bien permite resguardarse ante condiciones “desconocidas”, carece de fundamento teórico y muchas veces sobreestima la vida remanente, dado que no contempla el efecto nocivo del daño (por ejemplo, *pits* de corrosión). En tal sentido, algunos autores han reportado una severa reducción de la vida a fatiga de diversos CT cuando se encuentran sometidos a ambientes corrosivos, sin la protección adecuada [24-26].

De acuerdo con lo expuesto precedentemente, se presentarán a continuación, 3 (tres) casos de falla prematura en CT, debido a la presencia de defectos en el interior.

Desarrollo

En los últimos años, se recibieron numerosos casos de falla de CT en los laboratorios de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue, con el objetivo de encontrar la causa raíz de la fractura prematura de la cañería. Cada falla fue analizada de forma integral, considerando los antecedentes de la bobina, los registros de la operación, la vida acumulada, los certificados de material e información provista por las partes involucradas en el evento. Los análisis de falla contemplaron, en términos generales, registros fotográficos de la zona de fractura, análisis de residuos mediante EDS (*Energy Dispersive Spectroscopy*), estudio de la fractura en un

microscopio electrónico de barrido (SEM), metalografías del acero, barridos de microdureza y ensayos de tracción, de acuerdo con los lineamientos de la norma API 5ST [1].

Los casos de falla de CT que se presentan, corresponden a eventos de diferentes compañías, en diferentes locaciones y bajo condiciones de operación variadas. Asimismo, los materiales analizados presentan resistencias mecánicas diferentes (CT70, CT100 y CT130), y diámetros de 1,5", 2" y 2 3/8"

Caso 1:

Corresponde a la rotura de un CT70 de 1,5" de OD, durante la operación de ingreso al pozo. La fractura es transversal al eje de la cañería, como se aprecia en la Figura 3, y se desarrolló en la zona del cuello de cisne. Según los datos provistos, la vida a fatiga consumida por los tramos de cañería no superó en ningún punto el 20% de la vida total. Esto se aprecia en el registro de la Figura 4.



Figura 3: Caso 1. Fractura en CT70, 1,5".

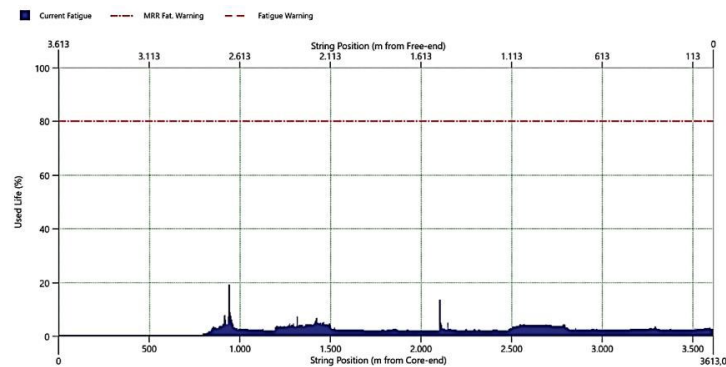


Figura 4: Vida a fatiga acumulada según software específico, CT70, Caso 1.

La cañería presentó un ovalamiento de 4,5% en la sección fracturada y menor al 1% en secciones contiguas. Ello es menor que el límite operacional típico del 5% [2]. El material del CT arrojó una composición química y dureza dentro de las especificaciones de API 5ST, aunque las propiedades mecánicas medidas resultaron en una tensión de fluencia menor que la estipulada en dicho documento. De acuerdo con el análisis metalográfico, la microestructura encontrada consiste en ferrita y perlita orientada en la dirección longitudinal y circunferencial. Este tipo de microestructuras es consistente con el grado del CT bajo estudio [27]. Adicionalmente, el análisis metalográfico reveló la presencia de *pits* de corrosión en la superficie interior, como se muestra en las Figuras 5a y 5b. En la Figura 5b se aprecia, además, la microestructura del CT luego del ataque químico con reactivo Nital al 4%.

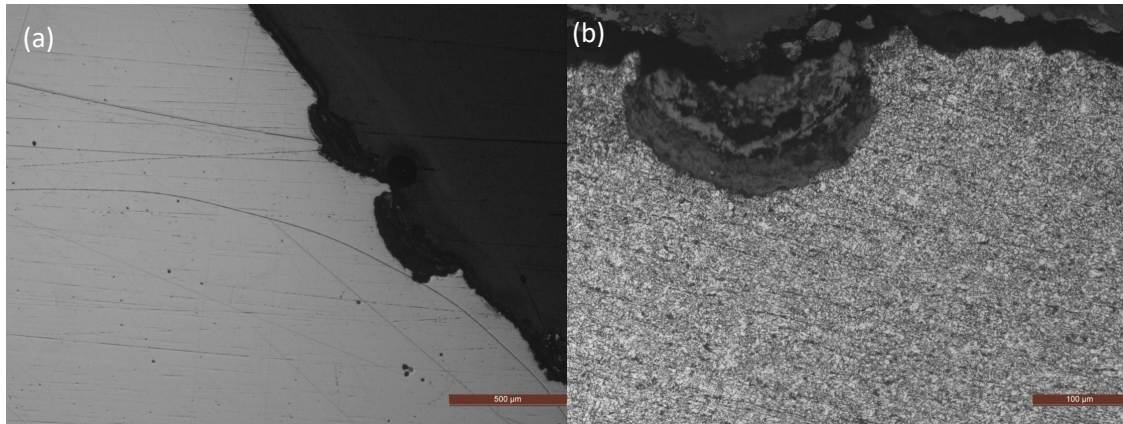


Figura 5: Pits de corrosión en la superficie interior del CT70. (a) 50X, sin ataque químico. (b) 100X, Nital 4%.

Por otro lado, la fractura mostró un aspecto macroscópicamente dúctil, con labios de corte bien definidos. Sin embargo, en la hora 10 se observó un defecto semielíptico con rasgos diferentes. La Figura 6a ilustra la convención de orientación utilizada (hora 12, *extrados*) y la ubicación del defecto. Asimismo, la Figura 6b ilustra la superficie de fractura en esta posición, la cual muestra un aspecto liso y opaco, con marcas semielípticas concéntricas apreciables a ojo desnudo. Esto se indica con flechas color rojo en la misma figura. Estas marcas pueden corresponder con marcas de playa, las cuales son características del mecanismo de daño por fatiga [28], y se deben a cambios en la velocidad de propagación de la fisura por las condiciones de operación variables del módulo de CT (enrollado y desenrollado de la bobina, fluctuaciones de carga por equipos de bombeo pulsantes, sobrecargas y aprisionamientos, entre otros eventos). Las interrupciones en el crecimiento de la grieta modifican la superficie de fractura, creando patrones característicos que indican el avance de la fisura en las distintas etapas del daño. Las marcas de playa pueden emplearse para determinar los sitios probables de nucleación de fisura. En este caso, la geometría de las huellas indica un sitio potencial de iniciación en el diámetro interior. Dado que el defecto comprende la totalidad del espesor, es probable que el flujo de fluido a través de las caras de la fisura haya erosionado la superficie de fractura, resultando en las ondulaciones observadas en la Figura 6b.

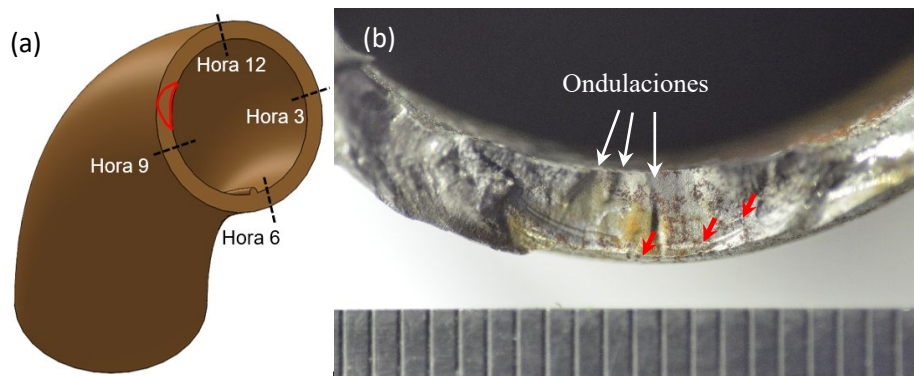


Figura 6: (a) Convención de orientación en la sección transversal del CT y posición del defecto. (b) Superficie de fractura del defecto. Se indican marcas de playa con flechas color rojo, y ondulaciones.

Complementariamente, se inspeccionó la fractura en un SEM, y se constataron nuevamente las marcas de playa y las ondulaciones, como se observa en la Figura 7a. Asimismo, sobre el borde interior, en la zona de iniciación potencial de fisura, se encontraron defectos irregulares como los ilustrados en la Figura 7b. Su profundidad rondó los 40 μm . No obstante, es posible que el flujo de fluido a través de la fisura haya eliminado parte de los defectos, impidiendo la medición precisa de su profundidad. Los residuos en su interior presentaron principalmente Fe y O.

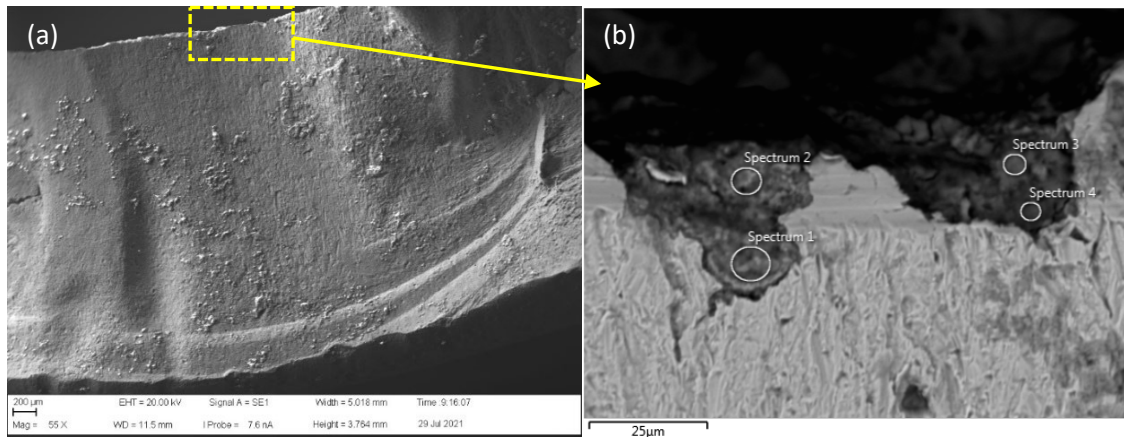


Figura 7: (a) Superficie de fractura del defecto. (b) Detalle de la zona del recuadro con *pits* de corrosión en la superficie interior.

Es importante mencionar que la presencia de defectos puede reducir drásticamente la vida a fatiga de un componente mecánico en general [28, 29] y la de los CT en particular [8, 13, 30-35]. La respuesta de un componente con defectos al crecimiento de fisuras por fatiga dependerá de las propiedades mecánicas del material y, fundamentalmente, de la geometría del concentrador de tensiones. Igualmente importante es el estado tensional resultante de las solicitaciones cíclicas complejas a las que está sometido. Si bien los softwares normalmente empleados en la industria para estimar vida residual admiten la existencia de defectos superficiales en el CT, su influencia se considera a través de ecuaciones empíricas o semi-empíricas, con distintos niveles de detalle y rangos de funcionamiento [20]. En otras palabras, aunque el programa permita incluir en el cálculo la influencia de un medio corrosivo, la severidad de un defecto favorablemente orientado puede diferir ampliamente de las estimaciones, como se observó en el presente caso.

Caso 2:

Se registró la falla de un CT110 de 2" de OD, durante una operación de rotado de tapones. La pinchadura se localizó nuevamente en la zona del arco guía, cuando la sarta se encontraba a 1400 m de profundidad. Las Figuras 8a y 8b ilustran la pérdida de fluido en el punto de falla, y un detalle de la perforación (*pin-hole*), respectivamente. Nótese que la fisura ocurre alrededor de la hora 12 (*extrados*, véase Figura 6a). En este caso, la fisura no propagó hasta completar la fractura total del CT, por lo que fue necesario cortar la muestra para analizar la superficie de fractura. Según los datos provistos, la vida a fatiga consumida por el tramo que falló rondó el 16,4% de la vida total, lo cual se indica en el registro de la Figura 9. Nuevamente, se destaca una subestimación del daño en el CT.

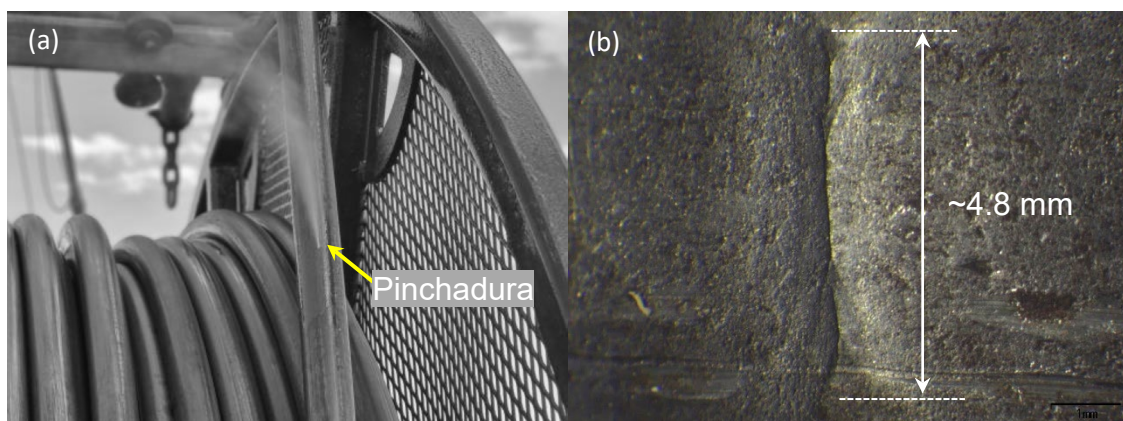


Figura 8: (a) Fisura pasante (pinchadura) en CT110, 2". (b) Medición de la fisura en la superficie exterior del CT.

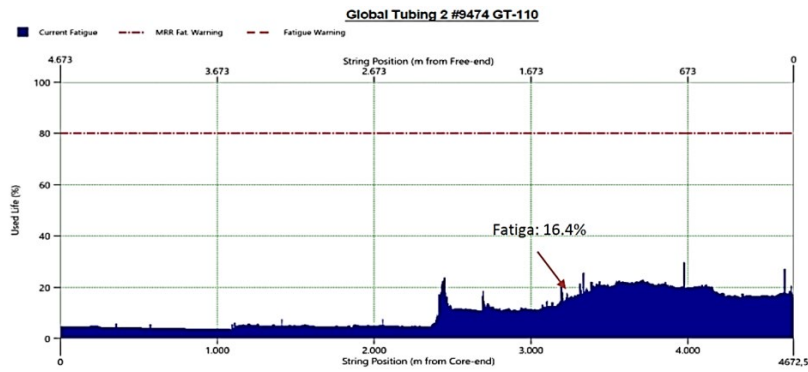


Figura 9: Vida a fatiga acumulada según software específico, CT110, Caso 2.

La cañería no presentó ovalamiento apreciable. El material del CT arrojó una composición química y dureza dentro de las especificaciones de API 5ST para una cañería CT110. La microestructura encontrada consiste principalmente en martensita revenida, o ferrita con carburos [27], orientada en la dirección longitudinal y circunferencial. La inspección mediante microscopía óptica y SEM del diámetro interior reveló *pits* de corrosión en posiciones variadas, aunque con mayor severidad en la zona próxima a la fractura. Ello se muestra en las Figuras 10a y 10b. Dentro de las cavidades, se encontraron depósitos estratificados cuyas capas interiores presentaron, en algunas zonas, un tenor de S entre 1 y 3,4 wt%.

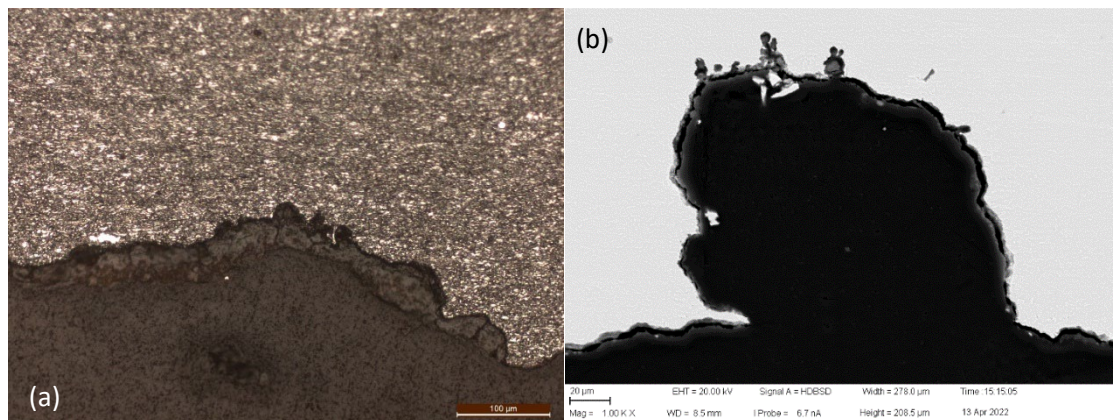


Figura 10: *Pits* de corrosión, superficie interior CT110, Nital 4%. (a) microscopio óptico, 200X. (b) SEM, 1000X.

En función de estas observaciones, se analizó con lupa estereoscópica la superficie interior, y se evidenció una corrosión severa, con daño orientado en forma principalmente transversal al eje de la cañería. Ejemplos de esto se aprecian en las Figuras 11a y 11b.

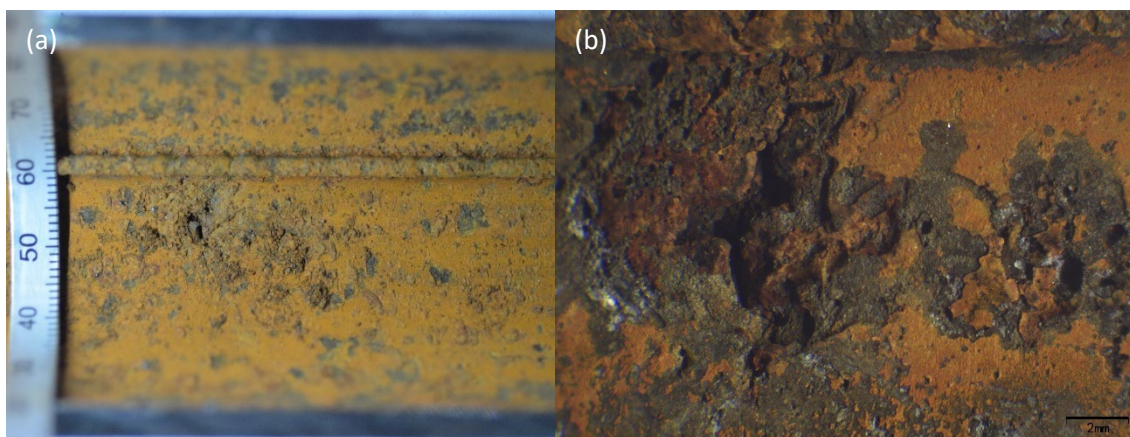


Figura 11: (a) y (b) Corrosión interior en CT110, para dos aumentos diferentes, Caso 2.

Por otro lado, las superficies de fractura del *pin-hole* se presenta en la Figura 12a, en donde se destacan marcas de playa concéntricas con un punto sobre la superficie interior. Esto se aprecia con mayor detalle en la Figura 12b. Debido a la geometría de estas indicaciones, se infieren sitios potenciales de nucleación sobre la superficie interior. Más aún, se observa que la fisura por fatiga nuclea en la raíz de un *pit* de corrosión, como evidencia la Figura 13. Debe destacarse que el daño por corrosión avanzó hasta un 40% del espesor, aproximadamente, antes de propagarse por fatiga de bajo ciclo. Ello justifica una reducción sustancial de la vida a fatiga, respecto a la esperada por daño generalizado, según los softwares específicos de fatiga.

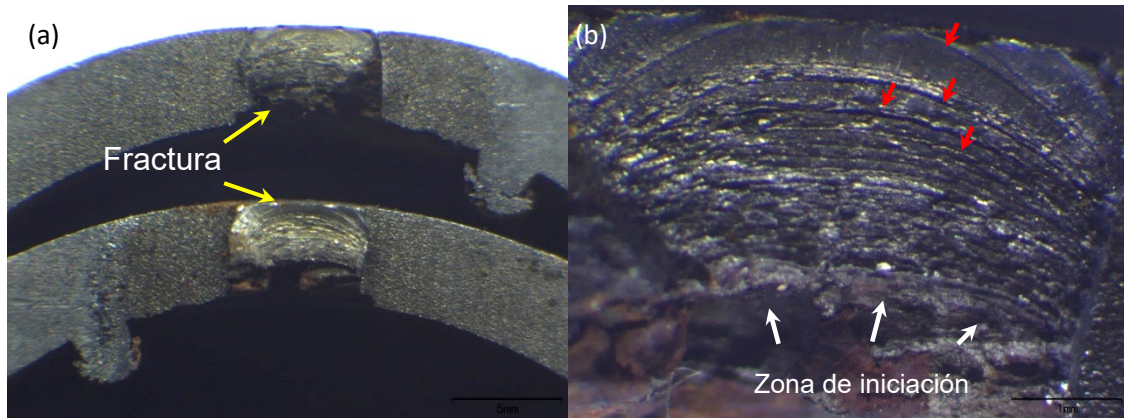


Figura 12: (a) Superficie de fractura del defecto, luego del corte del CT por electroerosión. (b) Detalle del defecto. Se indican marcas de playa con flechas color rojo, y zonas potenciales de iniciación con flechas blancas.

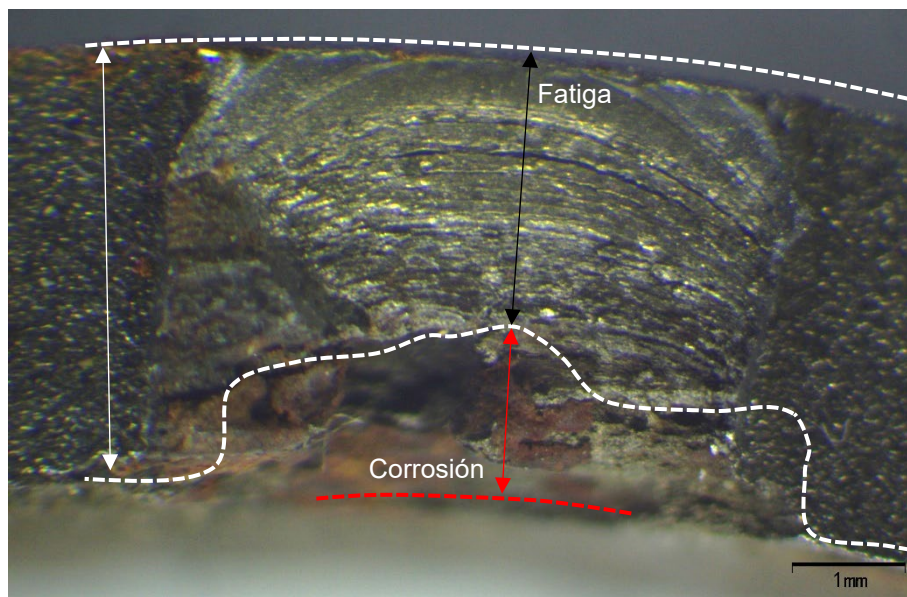


Figura 13: Esquema del avance de la corrosión previo al desarrollo de la fisura por fatiga de bajo ciclo.

Caso 3:

El último caso propuesto para el presente trabajo evidencia la importancia de considerar adecuadamente los defectos interiores potenciales, no solo para casos de daño subcrítico (fatiga, SCC), sino también para evaluaciones estáticas, como pruebas de presión. En este ejemplo, se registró la fractura prematura de un CT de 130 ksi de tensión de fluencia mínima especificada, durante una prueba de presión del *stack* a 10000 psi. El análisis del material mostró una microestructura de martensita revenida de bajo carbono [27], con una composición química y dureza apropiadas para un CT130 (~35 HRC). Sin embargo, la inspección visual evidenció un deterioro significativo de la superficie interior del CT, alrededor de la hora 12, como se ilustra en

la Figura 14a y se detalla con mayor aumento en la Figura 14b. En algunas regiones próximas a la fractura, se detectaron defectos tipo fisura, orientados principalmente en forma circunferencial, como se aprecia en las Figuras 15a y 15b. El análisis mediante SEM/EDS arrojó alto contenido de O, y trazas de S por encima de 2 wt% dentro de estas cavidades.

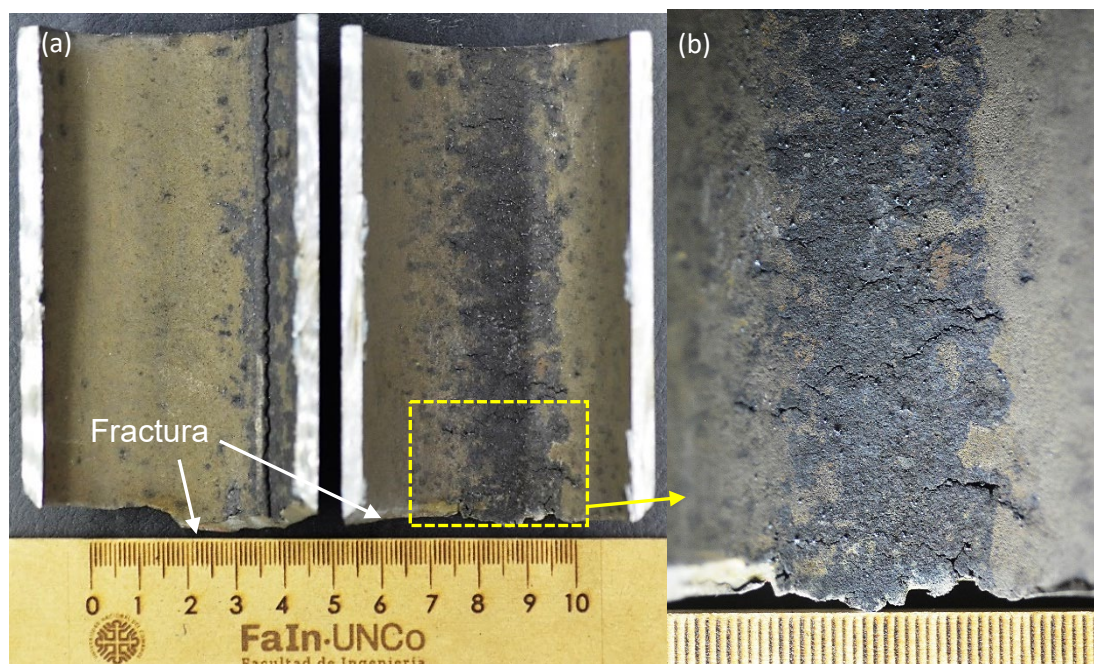


Figura 14: (a) Superficie interior del CT, próxima a la falla. (b) Detalle de la zona del recuadro, Caso 3.

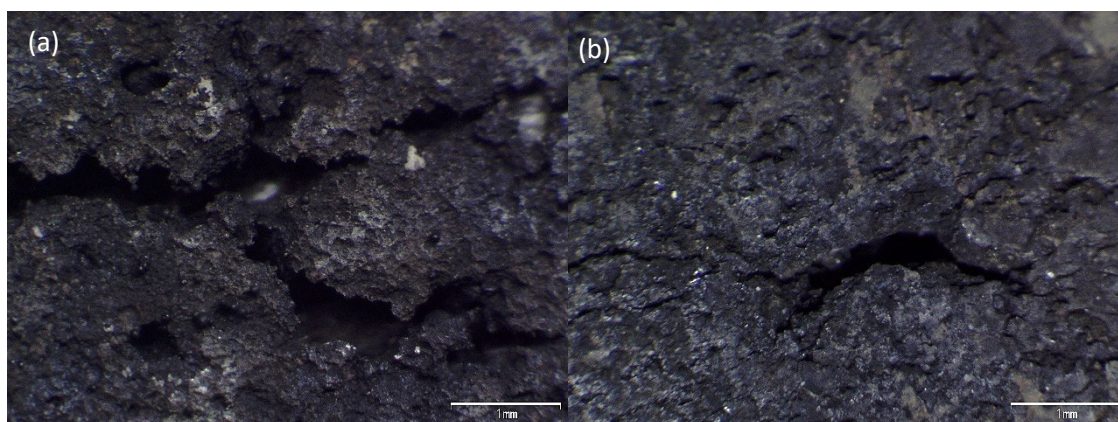


Figura 15: (a) y (b) Defectos tipo fisura en la superficie interior, orientados en forma transversal al eje del CT130.

Vale la pena mencionar, que el mismo *reel* sufrió dos fallas posteriores durante las maniobras de extracción de cañería de pozo. En ambos casos, la rotura se localizó entre el cuello de cisne y la bobina a una presión de 4700 psi. El análisis metalográfico permitió identificar *pits* de corrosión profundos, como los de las Figuras 16a y 16b. Adicionalmente, este deterioro de la superficie interior del CT se constató en la superficie de fractura. Las Figuras 17a a 17d presentan distintas zonas de las fracturas ocurridas en esta cañería. En todas ellas se evidencia un avance pronunciado de la corrosión, desde el interior de la cañería. Ello no solo afecta la sección resistente del CT, sino que también constituye un concentrador de tensiones severo que promueve la falla del componente a cargas inferiores a las esperadas.

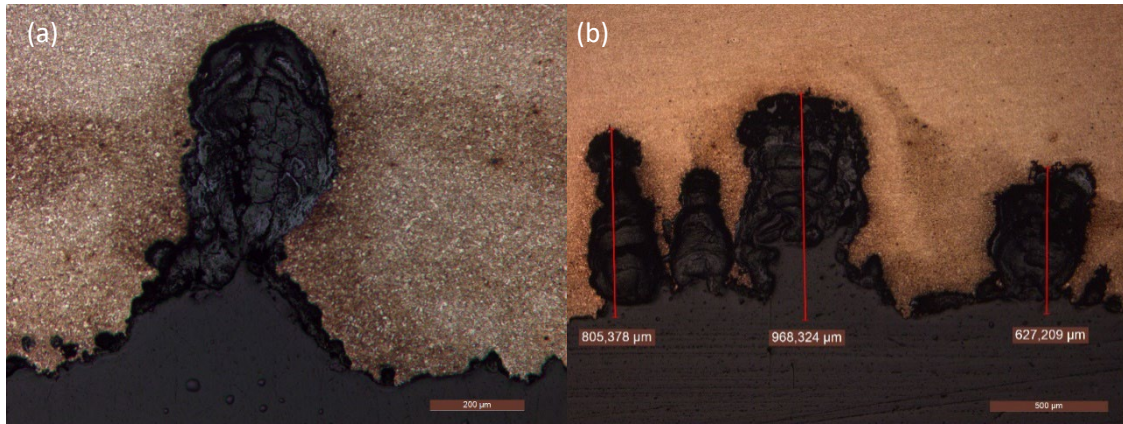


Figura 16: Pits de corrosión en la superficie interior del CT130, Nital 4%. (a) 100X. (b) 50X.

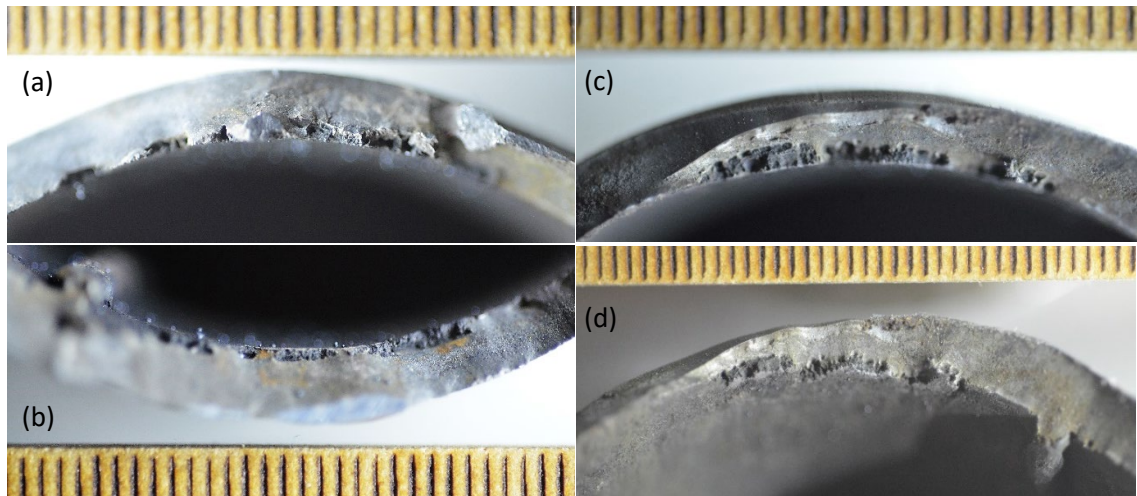


Figura 17: (a) y (b) Superficie de fractura del evento 1, en CT130, con corrosión interior. (c) y (d) Superficie de fractura del 3er evento en CT130, con corrosión interior severa.

En este ejemplo, las fallas ocurrieron en los primeros 1700 m de la cañería. La Figura 18 muestra la vida a fatiga acumulada por los tramos de CT, destacándose que, para las zonas fracturadas, el software específico estimó menos del 30% de vida consumida. Nuevamente se observa una subestimación del daño, y un efecto pronunciado de los defectos en la superficie interior, en la vida del CT.

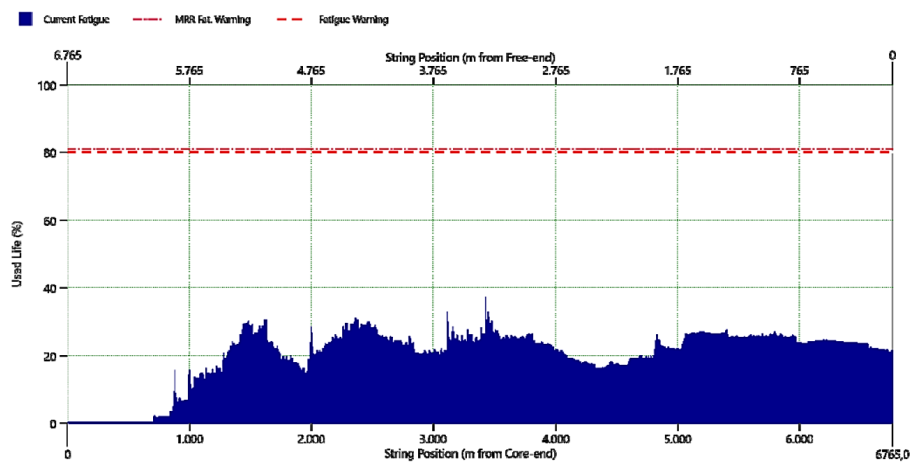


Figura 18: Vida a fatiga acumulada según software específico, CT130, Caso 3.

Los casos descriptos precedentemente ponen de manifiesto la importancia de la consideración de los defectos en el modelo predictivo de daño. Los softwares actuales no contemplan concentradores de tensiones severos de forma localizada, sino que evalúan la corrosión como una disminución generalizada de espesor. Si bien esto puede ser válido en condiciones ideales de operación, la realidad de la industria implica situaciones no previstas que pueden generar daño localizado en la cañería. Bajo este contexto, es importante monitorear el daño en los CT con técnicas no destructivas, que permitan cuantificar la geometría del defecto, o al menos localizar la ubicación de iniciadores potenciales de fisura por fatiga, como *pits* de corrosión profundos. En tal sentido, algunos investigadores han implementado los resultados de ensayos no destructivos, como pérdida de flujo magnético (Magnetic Flux Leakage) [36] e inspección láser [37], en el modelo de daño, con resultados prometedores para su aplicación a escala real.

Si bien existe un desfase entre el desarrollo de metodologías predictivas de daño y su aplicación concreta en producción, los avances descriptos en el presente trabajo marcan el rumbo de la investigación en fatiga de CT. La consideración de los defectos por medio de factores que tengan en cuenta la severidad de la entalla no está lejos de ser incorporada en los modelos y softwares empleados actualmente. Sin embargo, aún quedan cuestiones por resolver.

Conclusiones

Los casos analizados en el presente trabajo ilustran ejemplos de fallas en distintos CT (grados y geometrías diferentes), cuya falla se vio acelerada por defectos interiores, favorablemente orientados. En los tres casos, la corrosión interior fue significativa, y se observaron *pits* que penetraron apreciablemente en el espesor de los CT. Los modelos predictivos de daño estimaron una vida remanente segura, aunque las cañerías fallaron por debajo del 30% de vida consumida. En este sentido, cabe mencionar que los *softwares* de monitoreo de daño parten de las buenas prácticas en el manejo de las cañerías, lo cual incluye la limpieza exhaustiva entre operaciones, y entre traslados a otros yacimientos. Sin embargo, las demandas del sector, así como también situaciones imprevistas, pueden impedir un mantenimiento adecuado del *reel*. De este modo, se favorece la generación de daño, lo cual va a afectar la vida posterior de la cañería. Ello pone de manifiesto la necesidad de incorporar en los modelos la influencia de defectos localizados. Los avances actuales en vida a fatiga de CT se orientan en la determinación de factores que permiten cuantificar la severidad de los defectos, junto con la implementación de ensayos no destructivos que puedan ser aplicados en campo.

Bibliografía

- [1] API Specification 5ST. *Specification for Coiled Tubing*, API, 2015.
- [2] API Recommended Practice 5C7. *Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services*, API, 1996.
- [3] Newman KR, Newburn DA, (1991). "Coiled-tubing life modeling," *Proceedings of 66th Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas, Society of Petroleum Engineers, Paper ID: SPE-22820-MS, pp. 13-19.
- [4] Avakov VA, Martin J, (1997). "Large Coiled Tubing Fatigue Life". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-38407). SPE.
- [5] Tipton SM, Newburn, DA. (1992). "Plasticity and Fatigue Damage Modeling of Severely Loaded Tubing". In *Advances in Fatigue Lifetime Predictive Techniques*, Mitchell M, Landgraf R (Eds). West Conshohocken, PA: ASTM International, 369-382.
- [6] Tipton SM, Carlson GH, Sorem JR. (2006). "Fatigue integrity analysis of rotating coiled tubing". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-100068). SPE.
- [7] Tipton SM, Brown PA. "Monitoring Coiled Tubing Fatigue Life", *Second International Conference on Coiled Tubing Operations*, Gulf Publishing Company and World Oil, Houston Texas, March 28-31, 1994.

- [8] Tipton SM, (1997). "Surface characteristics of coiled tubing and effects on fatigue behavior". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-38411). SPE.
- [9] ASTM E606/E606M-21. *Standard Test Method for Strain-Controlled Fatigue Testing*. West Conshohocken, PA: ASTM International.
- [10] Avakov VA, Foster JC, Smith EJ, (1993). "Coiled Tubing Life Prediction," OTC 7325, 25th Annual OTC in Houston, Texas, May.
- [11] Avakov VA, Foster JC, (1994). "Coiled Tubing Life-Strain-Reliability Function," *2nd International World Oil Conference and Exhibition on Coiled Tubing Technology*, Houston, Texas, 29-31 March.
- [12] Maurer Engineering Inc. "Coiled Tubing Fatigue Model (CTLIFE2) – Theory and User's Manual", DEA-67 Phase II, Project to Develop and Evaluate Coiled Tubing and Slim-Hole Technology, Houston, Texas, 1996.
- [13] Sisak WJ, Crawford DJ, (1994). "The fatigue life of coiled tubing". In *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition* (pp. SPE-27437). SPE.
- [14] Dieter GE, *Mechanical Metallurgy. SI Metric Edition*, adapted by Bacon D. McGraw-Hill Book Company, London (UK), 1988.
- [15] Rolovic R, Tipton SM. (2000). Multiaxial cyclic ratcheting in coiled tubing—part I: theoretical modeling. *J. Eng. Mater. Technol.*, 122(2), 157-161.
- [16] Behenna FR, Myrick DD, Stanley RK, Tipton SM, Hammond WA. (2003). "Field validation of a coiled tubing fatigue model". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-81726). SPE.
- [17] Tian X, Zhang H, Duan Q, Ji Y. (2015). "Establishment and application of fatigue life prediction models for coiled tubing". In *Pressure Vessels and Piping Conference* (Vol. 56963, p. V003T03A036). American Society of Mechanical Engineers.
- [18] Ryu T-Y, Choi J-B, Huh N-S, Kang S-C, Kim K-S. (2018). Effects of work hardening models on low-cycle fatigue evaluations of coiled tubing with CT-100 steel. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 32(11), 5055–5061.
- [19] Shaohu L, Feng G, Xianjin W, Hui X, Zhen W, Ting Y. (2019). Theoretical and experimental research of bearing capacity and fatigue life for coiled tubing under internal pressure. *Engineering Failure Analysis*, 104, 1133-1142.
- [20] Zhao G, Zhong J, Feng C, Liang Z. (2020). Simulation of ultra-low cycle fatigue cracking of coiled tubing steel based on cohesive zone model. *Engineering Fracture Mechanics*, 235, 107201.
- [21] <https://www.nov.com/products/cerberus-modeling-software>
- [22] Newman K, Schlumbeger D. (1991) Determining the working life of a coiled tubing string. *Offshore, incorporating the Oilman*, 51, 31-2.
- [23] <https://www.medcotas.com/>
- [24] Crabtree AR, Gavin W, (2004). "Coiled tubing in sour environments-theory and practice," *Proceedings of SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition*, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, Paper ID: SPE-89614-MS (13 pages).
- [25] Luft HB, (2003). "The Low Cycle Fatigue and Plastic Strain Response of Coiled Tubing in a Sour Environment with and without Corrosion Inhibitor Protection," *Proceedings of SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition*, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, Paper ID: SPE-81723-MS (16 pages).
- [26] Burgos R, Pozo RFM, Bulloch S. (2007). "Delivering Value for Tracking Coiled-Tubing Failure Statistics". *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition*.
- [27] Coloschi, M., Gomez, G., Mitre, J., Nguyen, T., Reichert, B., & Valdez, M. (2013, March). A Metallurgical Look at Coiled Tubing. In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-163930). SPE.
- [28] ASM Handbook Committee. *ASM Handbook, Volume 12 - Fractography*. 9th edition, Materials Park, OH: ASM International, 1987.
- [29] Suresh S. *Fatigue of Materials*, 2nd edition, Cambridge University Press, New York, 2006.
- [30] Shaohu L, Hao Z, Hong Z, Yang L, Zhen W. "Experimental and numerical simulation study on fatigue life of coiled tubing with typical defects". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108212, 2021.

- [31] Padron T, Luft BH, Kee E, Tipton SM. "Fatigue life of coiled tubing with external mechanical damage". SPE 107113. In *SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition*. 2007.
- [32] Christian A, Tipton SM. "Statistical analysis of coiled tubing fatigue data". SPE 121457. In *SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition*. 2009.
- [33] Tipton SM. "Coiled-Tubing Surface Characteristics and Effects on Fatigue Behavior". *SPE Drilling & Completion*, 15(01), 63–66, 2000.
- [34] Ishak J, Santos MA, Tipton SM. (2017). "Numerical and Experimental Analysis of Cyclic Strains in Coiled Tubing Surface Defects for Fatigue Life Assessment". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (p. D011S001R005). SPE.
- [35] Tipton SM, Neuharth LG, Sorem JR. (2006). "Influence of prior cycling on fatigue damage caused by defects in coiled tubing". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-100199). SPE.
- [36] Liu Z, Zheng A, Diaz OO, Hauglund L. (2015). "A novel fatigue assessment of CT with defects based on magnetic flux leakage". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (p. D011S004R005). SPE.
- [37] Kilambi S, Tipton SM. (2011). "Development of a laser scan inspection tool for coiled tubing". In *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition* (pp. SPE-143348).

Breve CV

- **Título y lugar de estudio:**
 - Ingeniero Mecánico, Universidad Nacional del Comahue
 - Maestría en Ciencia de Materiales, Universidad Politécnica de Cataluña.
 - Doctorado en Ciencia de Materiales, Universidad Nacional de Mar del Plata
- **Trayectoria:**
 Más de 20 publicaciones en congresos, 9 trabajos de investigación en revistas con referato de alto impacto y 7 en revistas de eventos de ciencia y tecnología. Realizó más de 300 análisis de falla en componentes industriales. Actualmente, lidera proyectos que estudian el daño térmico en elementos sometidos a fuego y/o altas temperaturas y trabaja en el modelado por elementos finitos de estructuras, para análisis de vida a fatiga con modelos fractomecánicos.
- **Cargo actual en la empresa:** Profesor Adjunto, regular, Universidad Nacional del Comahue