Libro de Resúmenes

3-5 SEP 2024
UCA, Puerto Madero, Buenos Aires

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas

IAPG

Tema 1 - Riesgo y Rehabilitación

Tema 2 - Mecanismo de daño, control y mitigación

Tema 3 -Tecnologías de Inspección

Tema 4 - Diseño, Construcción, Materiales y Revestimientos

Tema 5 - Gerenciamiento de Integridad

Tema 6 -Nuevos Desafíos

BUSCAR POR AUTOR O TÍTULO

Tema 1 - Riesgo y Rehabilitación

CRUCES DE RÍOS: ANÁLISIS DE RIESGO HÍDRICO CUANTITATIVO

Martín Carnicero, Marianela Gómez, Leonardo Martinetto
Departamento de Integridad, Transportadora de Gas del Norte
Martin.CARNICERO@tgn.com.ar; Marianela.GOMEZ@tgn.com.ar;
Leonardo.Martinetto@tgn.com.ar

Sinopsis

Durante los últimos años se ha llevado a cabo una actividad intensa enfocada en el desarrollo de métodos de análisis de riesgo aplicados a la operación de ductos. Esto ha conducido en la existencia de muchas alternativas con distintos alcances (cualitativos, semicuantitativos y cuantitativos). Se plantea a menudo cuál elegir, en función de los datos disponibles. En este trabajo se plantea un método cuantitativo, entre cuyas características principales se incluye la totalidad de las amenazas hidrotécnicas posibles en la interacción de un río con un ducto en operación, la vulnerabilidad de la cañería ante estas amenazas y, el análisis de las consecuencias basado en el impacto sobre en vidas humanas. Mediante relevamientos de campo, cálculos ingenieriles (modelos matemáticos de escurrimiento hidráulico y análisis de tensiones) y la metodología de segmentación de la cañería en base a sus propiedades, se podrán fundamentar los resultados en forma trasparente y repetible. Finalmente, el riesgo calculado podrá ser comparado con otras amenazas a la integridad de un ducto en operación.

DESARROLLO DEL PLAN DE PREVENCIÓN DE DAÑOS

Marcos Gerardo Palacios, Sergio Ricardo Martín, Fernando Shigihara,
Transportadora de Gas del Norte- TGN

Sinopsis

Las estadísticas mundiales reflejan que la principal causa de accidentes y emergencias relacionados con ductos enterrados son las excavaciones realizadas por terceros (en relación a personas ajenas a la empresa) sin la coordinación apropiada de los trabajos con el operador. Por eso es importante realizar Planes de Prevención de Daños para concientizar a la comunidad en general, empresas públicas o privadas, etc. de los riesgos de realizar excavaciones, zanjas y movimientos de suelo dentro del área de seguridad de los gasoductos sin previo aviso, autorización y presencia de TGN. Para que exista una relación armoniosa entre el gasoducto y los terceros, es importante que estos últimos conozcan la zona donde se encuentra el trazado del ducto y los planes de Seguridad y Control de emergencias de TGN. Por eso queremos compartir nuestras experiencias obtenidas con el desarrollo de nuestro Plan de Prevención de Daños, exponer las principales acciones llevadas a cabo, las dificultades para implementarlo, los resultados obtenidos y las futuras acciones.

ESTUDIO DE SENSIBILIDAD PARAMÉTRICA EN EL MODELO CUANTITTATIVO PARA RBI PROPUESTO POR API RP 581 ED 2016 AD 2020

Julian Juanes Berro/Marcos Nicolas Dasso, GIE S.A.,
berro@giegroup.net /dasso@giegroup.net

Sinopsis

La metodología de inspección basada en riesgo permite, a través de un análisis estructurado, el estudio de los activos estáticos y sus amenazas con el objetivo de un plan de acción para garantizar la aptitud para cumplir su cometido. Como parte de la metodología, la etapa de análisis de riesgo brinda las herramientas necesarias a los profesionales de la integridad para definir estrategias y formas de abordar el volumen de tareas que resulta del estudio.

Definir estrategias para trazar un plan de acción implica interpretar y comprender las variables del modelo de riesgo y su sensibilidad paramétrica. Particularmente, luego de varios años de interacción con el último modelo de riesgo cuantitativo propuesto por API RP 581 Ed. 2016 Ad. 2020, algunos resultados llevaron al equipo de analistas a profundizar la revisión del proceso de cálculo con el objetivo de ganar un mejor entendimiento de los resultados y su implicancia en la necesidad de contar con inputs de calidad en el análisis.

Uno de los cambios más sustanciales entre la versión 2008 y la 2016 del modelo de riesgo semicuantitativo – cuantitativo planteado por API RP 581 fue el pasaje de un modelo discreto a uno continuo para el análisis del adelgazamiento (cualquiera sea su concepción: interno, externo, bajo aislación o recubrimientos internos). Con el objetivo de comprender mejor aún ese cambio, se tomaron algunas variables de entrada al modelo y se evaluó la respuesta del mismo ante el cambio. El análisis de los resultados frente a la variación de los datos de entrada permitió comprender la naturaleza de las inconsistencias entre expectativas y realidad. La evaluación de sensibilidad paramétrica se llevó adelante con datos reales de activos, realizando proyecciones sobre los mismos y comparándolos con el mismo tratamiento sobre otros equipos cuyos datos de diseño diferían. De este modo, se logró visualizar la respuesta de la variación individual y la afectación de condiciones de diseño sobre el resultado.

EXPERIENCIA EN CONCIENTIZACIÓN EN PREVENCIÓN DE DAÑOS EN LA COMUNIDAD

Fernando Dario Bono, Juan Alberto Kindsvater, TGS
fernando_bono@tgs.com.ar; juan_kindsvater@tgs.com.ar

Sinopsis

En el marco de la gestión de integridad de ductos, una de las principales amenazas a la integridad y preocupación para los operadores de tuberías, sin dudas es Daños por Terceros.

Así es como los operadores crean e implementan Programas de Prevención de Daños, siendo uno de sus pilares, el de concientizar a la comunidad en general, a través de actividades como divulgación de información y otros dispositivos, de la existencia de las tuberías, como identificarlos y principalmente tomar conciencia de los riesgos asociados con actividades en las proximidades de las instalaciones.

Estas suelen ser actividades de comunicación convencionales, masivas y con una eficiencia acotada en la comunidad lindante a las tuberías con relación a la sensibilización en el tema.

Por lo anterior y en respuesta a la necesidad de contar con la colaboración activa de la población para prevenir accidentes que puedan comprometer la integridad de los ductos y, por ende, afectar la seguridad de la comunidad, tgs diseño y llevo adelante en los últimos años campañas de información y concientización denominados Puerta a Puerta. Esta iniciativa se caracteriza por proporcionar información de manera personalizada y comprensible para todo el público, vecinos, empresas y comercios lindante a lo largo de la traza de las tuberías, buscando concientizar sobre la importancia de evitar situaciones que puedan poner en riesgo la seguridad general, mediante la entrega de folletería, reforzar la necesidad de evitar ciertas acciones o alertar a la compañía a través del canal gratuito en caso de observar situaciones de riesgo, logrando así en la comunidad un rol activo en la prevención de daños.

Materializar esta actividad, implico contar con un interlocutor que brinde un fuerte respaldo en términos de confianza y credibilidad hacia la comunidad. Así fue como se establecieron alianzas con los cuerpos de bomberos locales en cada comunidad, fundamentalmente en los jóvenes integrantes, brindándoles capacitación y formación en la temática de prevención, convirtiéndolos en agentes multiplicadores de las medidas de prevención.

El programa puerta a puerta y su contacto directo con la comunidad no solo reforzó la posición de TGS en la promoción de la prevención como un valor fundamental, sino que también fortalece la relación con la comunidad y principalmente las entidades de asistencia ante una emergencia, como lo es un cuartel de bomberos,

donde se ha generado un mayor conocimiento dentro de la institución sobre los riesgos y las medidas de prevención, enriqueciendo la capacidad de observación de sus integrantes.

En este trabajo compartimos la experiencia de TGS en las campañas de concientización de la comunidad en prevención y sus logros en el beneficio de multiplicar el efecto de concientización en prevención de daños en ductos.

EXPERIENCIA EN DESARROLLO INTERNO PARA REALIZAR ESTUDIOS QRA

Adrián Trujillo, Legonardo Galimany, Hermann Dazeo,
Gerencia Técnica, Transportadora de Gas del Sur
atrujill@tgs.com.ar, leonardo_galimany@tgs.com.ar, hermann_dazeo@tgs.com.ar

Sinopsis

El avance y desarrollo urbano, así como los proyectos de infraestructura en cercanía de los ductos se ha incrementado, y en muchos casos, invadiendo las franjas de seguridad.

Ello representa para los operadores una preocupación en la seguridad de las instalaciones y la comunidad. Adicionalmente, la puesta en vigencia de la NAG 100 Adenda 2 – Año 2016, que aborda estos casos, exige a las operadoras la ejecución de análisis de riesgo cuantitativos (QRA) para evaluar el impacto y la necesidad de acciones de mitigación.

Dichos estudios representan transacciones y procesamiento de grandes volúmenes de datos, tiempo de cálculo y emisión de reportes, usualmente servicios contratados a especialistas externos, representando todo el proceso periodos de tiempos extensos.

Fue así que tgs, contando con bases de datos estructuradas, el conocimiento técnico en riesgo y ciencia de datos, desarrollo una aplicación para realizar los QRA, estructurando la toma de datos desde un GIS, automatizando el proceso de alimentación de datos y cálculos, así como la generación de reportes.

La solución consistió, por un lado, en desarrollar un modelo automático en ArcGIS que, para cada tramo de tubería bajo análisis, busca, filtra, procesa y estructura los datos que luego se usan en el cálculo de riesgo. Y, por otro lado, el desarrollo de una aplicación web interactiva en lenguaje de programación R junto con el framework Shiny Server para proporcionar una interfaz fácil de usar que permite a los usuarios, tomas los datos exportados del GIS y llevar a cabo evaluaciones detalladas de riesgos de manera eficiente. La aplicación web ofrece una plataforma flexible y fácil de usar que puede adaptarse a diferentes contextos y requisitos específicos de los usuarios.

Entre las funcionalidades clave de la aplicación se incluyen:
• Automatización del procesamiento de datos: permitiendo estructurar y preparación de datos para cálculo de riesgo directamente desde una base de datos GIS corporativa.
• Visualización de datos: La herramienta permite a los usuarios explorar y visualizar los datos del gasoducto mediante gráficos interactivos y tablas descriptivas.
• Análisis de riesgos: Los usuarios pueden realizar análisis de riesgos detallados utilizando modelos probabilísticos para evaluar la probabilidad de eventos como fugas, rupturas o explosiones, así como las posibles consecuencias asociadas.

• Evaluación de medidas de mitigación: La aplicación también permite a los usuarios simular el impacto de diferentes medidas de mitigación de riesgos para identificar las estrategias más efectivas para mejorar la seguridad y la integridad del gasoducto.
• Up-grade interna: aprendiendo de su utilización, las mejoras son incorporadas sin necesitar de asistencia externa y con rapidez.

Compartiremos la experiencia en esta solución, la cual optimizo los tiempos de realización de los QRA, implementar una plataforma propia y evolucionable aprovechando el know-how interno.

MEJORAMIENTO DE CONFIABILIDAD EN POLIDUCTOS MEDIANTE ANÁLISIS DE RIESGO

Hermann Dazeo, TGS, hermann_dazeo@tgs.com.ar
Lucía Asaro, GIE, alasaro@giegroup.net
Gastón García, GIE, ggarcia@giegroup.net
Fabián Lara, TGS, fabian_lara@tgs.com.ar

Sinopsis

TGS opera 2 poliductos de 14 km cada uno, que une la planta de Procesamiento Gral. Cerri hasta la planta de almacenaje y despacho en Galván, en Bahia Blanca. Tales tuberías operan en baches, transportando propano, butano y gasolina, representando de gran valor para los clientes y actividad industrial de la zona.

Con el crecimiento urbano, la instalación de complejos industriales, la invasión a las franjas de seguridad y las actividades ilícitas y vandalismo sobre las instalaciones de seguridad, la confiabilidad de los ductos representa un desafío para la operación atento las condiciones del entorno representan un mayor riesgo del que originalmente se previó en su diseño inicial.
Por lo anterior, exhaustivos planes de integridad son llevados a cabo para controlar los mecanismos de daño en las tuberías, no obstante, se identificó la necesidad de una evaluación de los mecanismos de control de derrames, la potencialidad de los mecanismos de daño, y la identificación de las zonas más significativas ante un escenario de perdida de contención, para partir de ello, mejorar la confiabilidad del sistema y mitigar los riesgos de las actuales condiciones del entorno.

El proceso incluyó varias etapas, comenzando con un estudio normativo que consideró experiencias internacionales. Luego Se realizó un análisis fluidodinámico para evaluar distintos escenarios de falla con cada tipo de fluido transportado, lo que permitió comprender el comportamiento del sistema frente a una fuga y evaluar los sistemas de seguridad utilizados en la industria.
Además, se llevaron a cabo análisis de riesgo utilizando las metodologías HAZOP y LOPA permitiendo identificar los puntos críticos de las líneas. Con base en estas evaluaciones, se diseñó un plan de acción que permitirá reducir los efectos de una potencial fuga, optimizar la cantidad, distribución y confiabilidad de válvulas, así como los sistemas de detección de una fuga. Todo ello contribuyendo a la disminución del riesgo.

Tgs compartirá la experiencia de analizar de forma integral la confiabilidad de sus poliductos, revisionar el diseño respecto a la evolución del entorno e implementar las mejoras prácticas para incrementar la seguridad y minimización del riesgo general del sistema de tuberías.

RBI: IMPLEMENTACIÓN DE RBI EN VÁLVULAS DE SEGURIDAD MEDIANTE SOFTWARE

Fernanda Lopez, Marcos Meyer, Leo Orfei, Marcos Tissera, Icorr,
flopez@icorr.com.ar; mmeyer@icorr.com.ar; orfeileo@icorr.com.ar;
mtissera@icorr.com.ar

Sinopsis

Las válvulas de seguridad (PSVs) en la industria del gas y petróleo deben ser inspeccionadas y probadas a intervalos suficientemente frecuentes que aseguren que las mismas actúen correctamente. Durante el servicio cada válvula está sometida a condiciones particulares y pueden presentar mecanismos de daño que afecten el funcionamiento previsto por diseño, aumentando la probabilidad de que fallen o se atasquen durante un evento de sobrepresión o produzcan pérdidas, con las consecuencias asociadas a dichos eventos.

La inspección y mantenimiento de PSVs se rigen por normativas internacionales, principalmente normativas API, que establecen frecuencias fijas de inspección que en general varían entre 5 a 10 años como máximo. Por otro lado, las legislaciones locales se imponen por sobre las normativas internacionales y exigen condiciones más conservativas, generalmente los períodos requeridos no superan los dos años. Las últimas versiones de las normativas API permiten la utilización de la metodología de inspección basada en riesgo (RBI) para definir la fecha de próxima inspección de cada PSV. La legislación local comienza a permitir este tipo de metodologías.

Se desarrolló un módulo específico para la evaluación RBI de PSVs. El mismo se incorporó al software general de RBI permitiendo el análisis unificado de equipos, cañerías de planta, tanques de almacenamiento y proceso, ductos de producción y transporte y válvulas de seguridad. El módulo está orientado a sistematizar y optimizar la selección, programación y gestión de actividades de inspección y mantenimiento de PSVs que surgen como resultantes del análisis de riesgo. La misma fue implementada en diversos proyectos durante 2023/24.

RIDA – EVOLUCIÓN DE LA FRECUENCIA DE FALLA EN EL PERÍODO 2009- 2023 EN DUCTOS DE ARGENTINA

Sub-Comisión RIDA de IAPG:

Eduardo Carzoglio, Socio Personal IAPG, Argentina, eduardo.carzoglio@gmail.com
Ivana Rodini, Litoral Gas, Argentina, ivana.rodini@litoral-gas.com.ar
Guillermo Barragán, YPF, Argentina, guillermo.barragan@ypf.com
Carlos Flores, Naturgy, carlosflores@naturgy.com.ar
Cristián Dávila, Distribuidora de Gas Cuyana, Argentina, cdavila@ecogas.com.ar
Marianela Gómez, TGN, Argentina, marianela.gomez@tgn.com.ar
Carmela Gómez, Gasoducto Cruz del Sur, Uruguay, carmela.gomez@gcds.com.uy
Claudio Gomina, Pan American Energy, Argentina,
claudio.gomina@axionenergy.com
Hermann Dazeo, TGS, Argentina, hermann_dazeo@tgs.com.ar
Leonardo Galimany, TGS, Argentina, leonardo_galimany@tgs.com.ar
Lucas Coria, Oleoducto Trasandino, Argentina, lcoria@ducsolingenieria.com

Sinopsis

RIDA, Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina, es una base de datos generada por IAPG que recopila incidentes ocurridos que hayan provocado fugas, derrames o roturas en servicio.

Los ductos considerados son de acero, enterrados fuera de las áreas de dominio exclusivo de las empresas operadoras de los ductos. Se encuentran recopilados datos de incidentes que hayan en los qu ese haya producido fuga o derrame no intencional del fluido transportado desde el año 1993. Los datos recopilados corresponden a 16 empresas que voluntariamente han decidido participar en este proyecto. Entre todas ellas en el año 2023 operaron casi 40000 km de ductos de transporte. Se presentan datos obtenidos de 2ª Informe RIDA (1993-2023). Se describen las características de los ductos en operación en Argentina y su evolución a lo largo del período del Informe.

También se muestra la cantidad de incidentes ocurridos entre 1993 y 2023 en función de sus causas y su evolución a lo largo de ese período.

Para el período 2009-2023 se muestra la evolución de la frecuencia de falla para distintas causas en función de las características constructivas de los ductos (año de construcción, revestimiento, diámetro, espesor, MAPO, grado del acero, etc), dimensiones del orificio de fuga y sus causas primarias.

Las frecuencias de falla obtenidas se comparan con las publicadas por otras organizaciones similares internacionales.

Resumiendo, los datos recogidos permiten mostrar cómo ha evolucionado a lo largo de estos años la seguridad en la operación de los ductos en la medida que las empresas fueron incorporando programas de gestión de integridad.

El trabajo ha sido elaborado por la Sub-Comisión RIDA del IAPG

ESTANDARIZACIÓN DE SEÑALIZACIÓN – NORMA IRAM 3967

Juan Kindsvater TGS SA, juan.kindsvater@tgs.com.ar
Marcos Palacios, TGN SA, marcos.palacios@tgn.com.ar
Raúl Pretz OLDELVAL, Raul.Pretz@oldelval.com
Martín Zabaljáuregui CAMUZZI GAS, Martin.Zabaljauregui@camuzzigas.com.ar

Sinopsis

La señalización adecuada de las instalaciones, es una de las principales actividades para mitigar los riesgos derivados de la amenaza del "daño por terceros", en el transporte y distribución de hidrocarburos a través de cañerías enterradas. Cada empresa, viene implementado esta práctica desde el momento de la construcción de sus ductos, como resultado, nos encontramos con una amplia diversidad de carteles en el terreno, caracterizados por una variedad de colores, mensajes y formas.
Considerando que el "daño por terceros" es la principal amenaza que puede ocasionar daños en nuestras instalaciones enterradas, y que el mensaje que tenemos que transmitir las empresas al público en general debería ser el mismo, se planteó al IRAM, la necesidad de contar con un único cartel para todas las empresas de transporte y distribución de hidrocarburos.

En el año 2019 se conformó la comisión de señalización del IRAM y el 30/08/2021 salió aprobada la Norma IRAM 3967 – Señal de prohibido excavar.

Tema 2 - Mecanismo de daño, control y mitigación

APLICACIÓN DE UN MODELO DE PREDICCIÓN DE CORROSIÓN INTERNA EN TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN DE GAS Y PETRÓLEO

Ana Frapiccini, YPF Tecnología S.A. y CONICET
(Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas)
Teresa Perez, TEP Consultora S.R.L.
Marcela Goldschmit, Consultora Independiente
Pablo Cirimello, YPF Tecnología S.A.
Walter Morris, YPF Tecnología S.A.

Sinopsis

La corrosión interna por CO2 representa un problema crítico en pozos petroleros y gasíferos. El propósito de este trabajo es mostrar la aplicación de nuestro modelo numérico unidimensional composicional, Y-TubCor, para predecir la velocidad de corrosión dulce (por CO2) en tuberías de aceros al carbono y de baja aleación en pozos verticales y horizontales de Petróleo y Gas. Y-TubCor está incorporado a la plataforma de cálculo de integridad de pozos Y-WIMS, desarrollada en Y-TEC.
El modelo Y-TubCor predice la composición química de las fases presentes (petróleo/gas/agua), el pH y la velocidad de corrosión en función de la profundidad del pozo. Se consideran los efectos de los gases ácidos (CO2 y H2S) y los sólidos disueltos totales del agua (Na+, K+, Ca++, Mg++, Cl-, SO4=). También se tienen en cuenta diferentes patrones de flujo: burbuja, slug, burbuja dispersa, anular y segregado, que se determinan a partir de las propiedades de los fluidos y los caudales de producción. Se desarrollaron y acoplaron tres módulos que, a lo largo del pozo: equilibrio de fases, fluidodinámica, pH y tasa de corrosión. El módulo de corrosión está basado en el modelo De Waard 95 y su modificación de 2003, y considera el efecto de la velocidad de la fase liquida, composición del acero, presión parcial de CO2, temperatura, pH y factores de protección (oil, carbonatos y sulfuro de hierro).

Para el modelo integrado, los datos requeridos son: temperatura y presión de cabeza de pozo; caudales de producción de las fases presentes en condiciones estándar; composiciones de dichas fases; geometría del pozo (diámetro de la tubería y perfil del pozo); tratamiento térmico y composición de los tubulares de producción.

El modelo tiene como datos de salida los siguientes resultados en función de la longitud de la tubería de producción: fases presentes; tipo de flujo; temperatura; presión; velocidades de flujo; pH y velocidad de corrosión. En publicaciones anteriores hemos validado los distintos módulos y resultados finales de Y-TubCor. En el presente trabajo se contrastan los resultados obtenidos en pozos reales con mediciones de corrosión físicas de pozos de la cuenca neuquina.

BENEFICIOS DE LA SISTEMATIZACIÓN DEL PROCESO ECDA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS

Andrea Moneta, Maximiliano Pellasio, GIE Group
moneta@giegroup.net; pellasio@giegroup.net

Sinopsis

El proceso conocido como evaluación directa de la corrosión externa, ECDA por sus siglas en inglés, es una metodología estructurada en cuatro etapas que busca identificar la existencia de procesos corrosivos activos sobre un ducto, para poder establecer medidas de mitigación que aseguren la integridad de los activos. Este tipo de evaluaciones es ampliamente utilizado en sistemas de ductos donde no es viable para las operadoras realizar inspecciones internas (ILI) o pruebas de presión.

El proceso contempla la identificación y ubicación de los eventuales puntos con corrosión externa activa, excavaciones para la evaluación y reparación de los defectos y la definición de los períodos de reinspección. El análisis de la información recolectada en todas las etapas permite evaluar la efectividad de la metodología aplicada y delinear las acciones de mitigación.

En este trabajo se mostrará el caso de un proceso ya sistematizado en una compañía de distribución de gas natural en el que analizaremos los beneficios asociados a su implementación y las lecciones aprendidas.

La red de distribución bajo estudio presenta en su sistema de protección catódica fuertes interferencias de corrientes parásitas producidas por red ferroviaria eléctrica, que ha requerido permanente monitoreo, resultando el ECDA una excelente herramienta complementaria para el manejo de esta amenaza.

Por otro lado, desarrollaremos una de las principales lecciones aprendidas relacionada a la selección del método de reparación de revestimiento y fundamentalmente a su implementación en campo a la hora de hacer evaluaciones directas. Luego de la realización de múltiples procesos ECDA, se ha encontrado que en sitios que han sido excavados recientemente, y donde el revestimiento había sido reparado, las inspecciones DCVG indicaron nuevamente defectos en esas mismas ubicaciones.

DESARROLLO DE TABLERO PARA MODELADO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Alan Cornejo, Martin Melucci y Emanuel Benitez, Transportadora de Gas del Norte (TGN) alan.cornejo@tgn.com.ar;
martin.melucci@tgn.com.ar; emanuel.benitez@tgn.com.ar

Sinopsis

El fenómeno de corrosión externa es una de las principales amenazas a la integridad de los gasoductos enterrados. Una de las principales medidas para el control de la corrosión son los pasajes de herramientas de inspección interna que permiten determinar el estado actual de la corrosión, y en caso más específicos determinar el tipo de revestimiento y estado del mismo.

A menudo para estimar una tasa de crecimiento de la corrosión se realiza una comparación entre las anomalías reportadas por dos inspecciones internas sucesivas, si bien esta técnica puede tener buenos resultados, muchas veces está sujeta a los posibles errores de dimensionamiento propio de las tecnologías de inspección.
Para obtener una mayor confianza en la determinación de la tasa de corrosión, desde TGN se impulsó el desarrollo de herramientas innovadoras que integran información de diversas especialidades.

Este trabajo describe el uso de herramientas de análisis de datos como Power BI y GIS para:

• Integrar datos de inspecciones internas, datos del entorno, protección anticorrosiva, datos históricos de verificaciones y otras especialidades.
• Enriquecer la información y reducir los errores de cálculo.
• Generar modelos para estimar la tasa de crecimiento de la corrosión.
• Tener una alerta temprana para esta amenaza.

Finalmente, los resultados de estos modelos generados serán comparados con mediciones directas realizadas en campo.

DETECCIÓN TEMPRANA DE BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS (SRB) POR MÉTODOS POTENCIOMÉTRICOS

Alejandro Javier Robledo, Juan Pablo Busalmen, Diego Ariel Massazza,
INTEMA (CONICET/ UNMdP) - Mar del Plata – Argentina
arobledo@patora.fi.mdp.edu.ar; diegomassazza@gmail.com

Sinopsis

Las bacterias reductoras de sulfato (SRB, por sus siglas en inglés) son un grupo de microorganismos que utilizan el sulfato como aceptor final de electrones durante el metabolismo, lo que lleva a la generación de aniones de sulfuro.

Industrias como la producción del petróleo y del gas sufren enormes pérdidas económicas como consecuencia del crecimiento de SRB y la producción consecuente de sulfuro, debido a su participación en la corrosión influenciada microbiológicamente (MIC, por sus siglas en inglés).

El método prevalente para la detección de SRB en la industria es el ensayo del Número Más Probable (NMP), que puede requerir hasta 28 días para obtener resultados. En las últimas décadas, se han desarrollado diversos métodos (técnicas de microscopía, técnicas de biología molecular, técnicas enzimáticas, técnicas microbiológicas) con diferentes complejidades, costos y demandas de tiempo para identificar y monitorear SRB en entornos industriales. Sin embargo, el uso de equipos tecnológicamente avanzados y la necesidad de profesionales altamente calificados han obstaculizado su aplicación práctica en el campo en comparación con la técnica de NMP.

Este estudio presenta una metodología para la detección altamente sensible de la actividad metabólica de SRB en medios acuosos, basada en el seguimiento de cambios en el potencial de equilibrio de un electrodo de Ag/Ag2S, causados por la presencia de sulfuro biogénico.

Se construyó el electrodo de Ag/Ag2S y se evaluó su respuesta bajo diferentes condiciones de pH, medios de crecimiento y metabolismo microbiano. Evaluamos el sensor tanto como una unidad externa para pruebas de cultivo como un sensor de cultivo interno para monitoreo continuo. Se encontró que, en todos los tiempos de detección, el sensor se anticipó al NMP.

A través de ensayos de respuesta temporal, se vinculó efectivamente el crecimiento de un cultivo de SRB con los datos entregados por el sensor en un medio inoculado con un recuento celular cercano a extinción (102 SRB mL-1), cuya actividad pudo identificarse en menos de 24 horas. Con estos datos, establecimos una estimación cuantitativa de SRB basada en las lecturas del sensor para un cultivo de laboratorio, que podría ser aplicable para una rápida estimación de microorganismos SRB en el campo.

Este enfoque innovador puede ser utilizado en campo con requisitos técnicos, profesionales y de equipos mínimos. El método puede disminuir el tiempo necesario entre los eventos de detección y la aplicación de medidas preventivas, como la dosificación de biocidas

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE INSTALACIONES DE SUB-SUPERFICIE DE POZOS PRODUCTORES

Rocío Vilches, YPF S.A., rociomariaisabel.vilches@ypf.com;
Gustavo Twardowski, Petromark SRL,
gustavo.twardowski@petromark.com.ar;
HugoCasas,PetromarkSRL,hugo.casas@petromark.com.ar;
Angel Vico, Petromark SRL, angel.vico@petromark.com.ar

Sinopsis

La mitigación de la corrosión de instalaciones de sub-superficie de pozos productores de gas y petróleo desempeña un papel fundamental en garantizar la integridad mecánica de las barreras que las constituyen y reducir significativamente el impacto ambiental de esta actividad. Este trabajo detalla una metodología de diseño computacional de un sistema de protección catódica por corriente impresa de las cañerías de revestimiento de un bloque de pozos productores en la provincia de Santa Cruz.

La fase de diseño se apoyó en un análisis computacional utilizando el método de elementos de contorno (BEM, por sus siglas en inglés). Se evaluaron diversas configuraciones de emplazamiento de los componentes del sistema de protección (fuente y dispersor) considerando minimizar sus costos de instalación como también reducir el área impactada y riesgo de daños por interferencias de corriente en instalaciones aledañas.

El diseño obtenido permite la adecuada protección de las instalaciones de superficie, constituida por cañería de guía y de revestimiento, de los tres pozos productos que constituyen el bloque de interés, y contemplando mitigar el daño por interferencia eléctrica de las instalaciones de un pozo en reserva ubicado en la locación de emplazamiento del sistema de protección catódica.
Este enfoque computacional permitió establecer criterios para determinar los requisitos de corriente recomendados por los estándares disponibles. Por ejemplo, el método E-log-I (también conocido como Ensayo de Tafel) establecido por NACE STD RP0186 proporciona una estimación de la corriente requerida para proteger una instalación, pero no considera la distribución de esta corriente en distintas profundidades del suelo.

En contraste, la aplicación del modelo numérico propuesto permite evaluar la distribución de corriente en toda la estructura, considerando las características eléctricas del sustrato a diferentes profundidades del suelo. Esto optimiza los requisitos de corriente y garantiza una protección efectiva de las instalaciones sub-superficiales de los pozos productores, asegurando su integridad y durabilidad.

EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE RECUBRIMIENTOS INTERNOS EPÓXICOS EN CAÑERIAS DE ACERO EN PROCESOS DE SOLDADURA CUPROALUMINOTÉRMICA DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA

Lizeth Linares, Petromark, lizeth.linares@petromark.com.ar
María Luz Bernal, Zoxi S.A., luz.bernal@zoxisa.com.ar

Sinopsis

La conexión eléctrica de los cables de protección catódica a la cañería se realiza a través de soldaduras realizadas con polvos de óxidos de cobre y de aluminio, que generan una reacción exotérmica, donde el metal fundido cae sobre el cable y la superficie del caño, soldándolo. Cuando ocurre dicha reacción, la temperatura se va incrementando, produciendo un calentamiento de la superficie en la zona donde se efectúa la soldadura. Debido a esto, en este trabajo se plantea evaluar el efecto que tiene la temperatura en espécimen de cañerías de acero API, de diferentes diámetros, revestidos internamente con dos (2) tipos de recubrimientos epoxicos, con espesores promedios de 200-350 µm, sometidos a soldaduras cuproaluminotérmica de la protección catódica. La evaluación se inicia registrando los cambios de temperatura que adquiere la superficie del caño revestido internamente, al aplicar 15 g de polvo de óxido de cobre y de aluminio, de dos diferentes marcas, en la zona donde se realiza la soldadura exotérmica, hasta que se consume en su totalidad. La integridad de los recubrimientos internos y de porosidad son evaluados bajo observaciones macro y microscópicamente, a través de un microscopio estereoscópico y electrónico de barrido (MEB), así como también la formación de grietas en el recubrimiento se realiza a través de los ensayos de continuidad de capa e impedancia electroquímica. Las cargas de soldadura encapsulada no directas al crisol pueden generar condiciones más controladas de la temperatura y menor daño por grietas o porosidad en unos de los esquemas de recubrimientos.

EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE CUPONES DE CORROSIÓN VS. PHASED ARRAY SCAN C

Abel Matías Guzmán, Luna Lorenzo, María Angelica Victoria, Pan American Energy, Cerro Dragón, aguzman@pan-energy.com , vlorenzoluna@pan-energy.com
Agustina Lucía Renna, Petromark S.R.L. agustina.renna@petromark.com.ar

Sinopsis

En el Yacimiento Golfo San Jorge (GSJ) las pérdidas por corrosión son cada vez más frecuentes en Plantas de Inyección de Agua Salada (PIAS). Ante la necesidad de adelantarse a la posible falla, el sector de Integridad y Corrosión cuenta con distintos métodos de monitoreo que entregan como resultado un valor de velocidad de corrosión (VC). En este trabajo analizaremos dos de ellos, Cupones de Corrosión y Phased Array Scan C en Condition Monitoring Locations (CMLs). Estos métodos difieren en su principio de funcionamiento, tipo de medición y precisión por lo tanto conocer la discrepancia de sus resultados y hallar una ecuación que los relacione entre sí nos permitirá decidir qué método nos permite obtener la mejor representatividad de lo ocurrido en las instalaciones.

Previo a este estudio los cupones de corrosión, en algunos casos, han resultado un método poco exacto ya que en varias instancias relevaron situaciones anómalas cuando verificando por otras técnicas de Ensayos No Destructivos (END) no se presentaban estos hallazgos.

En las zonas cercanas a los porta-cupones de las PIAS, se seleccionaron los CMLs para realizar mediciones sucesivas con la técnica Phased Array Scan C. Con las conclusiones obtenidas a través del análisis estadístico de ambas técnicas en cada una de las 31 zonas seleccionadas se busca optimizar el monitoreo tanto en costos como en exactitud.

Los CMLs medidos con Phased Array Scan C son más representativos del estado de corrosión del piping por su naturaleza de medición, aportando información más clara acerca de los diferentes mecanismos de daño en comparación a lo que se puede analizar en los respectivos cupones de corrosión, los cuales nos aportan información sobre la corrosividad del medio, siendo este muy fluctuante e impactando de distinta forma en las instalaciones que en el cupón. Ya que dicho impacto dependerá de la fluidodinámica, diseño del piping, presión, temperatura, caudal, entre otros.

EVALUACIÓN DE FALLA Y APTITUD PARA EL SERVICIO: INSTALACIONES DE POZO

Juan Pedro Rossi, Ariel Novelli, Sintec S.A. –Mar del Plata – Argentina
jprossi@sintecsa.com.ar; anovelli@sintecsa.com.ar

Sinopsis

Si bien el desarrollo no convencional introdujo nuevos desafíos a la integridad de instalaciones de pozo, a la fecha la estadística de fallas gravita sensiblemente sobre unidades convencionales. Los mecanismos de daño y modos recurrentes de falla involucran parámetros constructivos, operativos, de proceso y mantenimiento, algunos de los cuales son de naturaleza sinérgica y demandan una aproximación integrada para el abordaje de soluciones factibles. Estas amenazas frecuentemente derivan en compromiso sobre la funcionalidad, hermeticidad y resistencia de elementos de barrera de pozo y de componentes mecánicos móviles.

El presente trabajo desarrolla la implementación metodológica propuesta para la evaluación y aseguramiento de instalaciones de pozos convencionales y no convencionales, como soporte para la implementación y sustentación de estrategias globales de gestión de integridad, mediante el abordaje de casos representativos, a saber:

• Pozos convencionales: como representativo de este grupo se desarrolla el análisis de falla y simulación de comportamiento a la fatiga de componentes clave en sistemas de bombeo mecánico, sujetos a falla recurrente.
• Pozos no convencionales: en esta categoría se aborda un caso distintivo de falla recurrente y compromiso mecánico en tubulares de producción, a través de simulación analítica y numérica de mecanismos de daño (pérdida de metal) y comportamiento mecánico (plasticidad-ruptura) de componente críticamente afectados por erosión y erosión-corrosión.

Como corolario de cada caso se ilustra el plan de aseguramiento necesario para mitigar la probabilidad de falla temprana al mínimo costo operativo, sustentado en las siguientes iniciativas particulares:
• Monitoreo optimizado de parámetros operativos, mecánicos y de proceso.
• Inspección selectiva y pormenorizada.
• Restitución mecánica racional.
• Predictivo avanzado.

Palabras clave: Aptitud – Pozos – Integridad – Erosión – Corrosión – Fatiga - WIMS - No Convencional - Convencional

EVOLUCIÓN EN LA DETECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE DAÑO POR H2S HÚMEDO

Juan Martin Calvanese, YPF S.A., juan.calvanese@ypf.com
Javier Fausti, Grupo Tergo LAF, javier.fausti@grupotergolaf.com
Alejandro Cuello, Grupo Tergo LAF, alejandro.cuello@grupotergolaf.com

Sinopsis

Existen una cantidad considerable de equipos de refinerías de petróleo que son susceptibles a fisuración inducida por hidrógeno (también conocido como HIC por sus siglas en inglés de Hydrogen Induced Cracking)

Este mecanismo de fisuración ocurre en servicio de H2S húmedo, donde el hidrógeno atómico (producto de la corrosión) difunde en el acero alojándose en lugares de baja energía (mayormente inclusiones) y generando un agrietamiento interno paralelo a la superficie.

El método de Ensayos No Destructivos más efectivo para la detección de este mecanismo de daño es el Ultrasonido con arreglo de fases (o Ultrasonido Phased Array o UTPA). Uno de los principales problemas que presenta la técnica es la facilidad con la que pueden confundirse las indicaciones del daño por HIC con las indicaciones que generan las laminaciones y/o inclusiones presentes en los materiales de los equipos de la Refinería. Esto es más común en los equipos antiguos debido a la calidad de los aceros utilizados para la fabricación de estos.

En la refinería La Plata YPF se ha trabajado en los últimos años en la mejora del diagnóstico del daño por HIC evaluado con Ultrasonido a través de la comparación con macrografías, micrografías ópticas y electrónicas, de muestras extraídas de los equipos.

El objetivo del estudio es presentar las experiencias y las lecciones aprendidas en la detección y caracterización de daño por H2S húmedo, en particular de daño por HIC, mediante el ensayo de Ultrasonido Phased Array y TFM (Total Focusing Method) y posterior comprobación a través de microscopía y macroscopía.

EXPERIENCIA EN LA UTILIZACIÓN DE PROTECCIONES MECÁNICAS (CASING)

Mario Retamozo, Matías Piccin, Pablo Cianciosi, YPF
mario.g.retamozo@ypf.com; matias.e.piccin@ypf.com; pablo.cianciosi@ypf.com

Sinopsis

Es bien sabido que los sistemas de cañerías de transporte cruzan por diversidad de geografías naturales, ríos, lagunas, cauces son algunas de ellos. Así mismo, es común el cruce con caminos, rutas, autopistas y vías ferroviarias. Los organismos que administran estos últimos a menudo estipulan que cualquier cruce de cañerías nuevo o de reemplazo, este provisto de protecciones mecánicas conocidas como Casings. En esta publicación se ilustrará cuáles son los problemas asociados con la metodología de protección con Casings en los ductos de transporte alcanzados por el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos. Se estudiará el problema de estanqueidad de sus sellos anulares y la imposibilidad de proteger estos segmentos con protección catódica. Se realizará una evaluación temporal del crecimiento de anomalías de corrosión dentro de estos. Se procederá a detallar algunas alternativas de inhibición de la corrosión en el espacio anular, con sus inconvenientes asociados, basados en la experiencia de llenado de 3 caños camisa con resultados dispares. Terminaremos mostrando resultados reales del estado de integridad de los ductos protegidos por Casings. Se muestran las velocidades de corrosión en esas zonas y como se relacionan con las condiciones de frontera en esas áreas. Concluimos con la desestimación definitiva de este tipo de estructuras debido a los problemas expuestos en esta publicación, algo que sigue las tendencias mundiales en gestión de activos. Los estados de carga de vehículos que crucen sobre cualquier ducto quedaran cubiertos con el factor de seguridad de las cañerías en esas zonas aumentando el espesor o la tapada requerida.

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

Ceferino Steimbreger, Facultad de Ingeniería, UN del Comahue, cefesteim@gmail.com
Mariana Poliserpi, Facultad de Ingeniería, UN del Comahue, y Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), cefesteim@gmail.com
Mónica Zalazar, Facultad de Ingeniería, UNdel Comahue, cefesteim@gmail.com
Damián Campos, Facultad de Ingeniería, UN del Comahue, cefesteim@gmail.com

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.

GESTIÓN DE CORROSIÓN EN INSTALACIONES CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

Juan Pedro Rossi, Adolfo Pellicano, Sintec S.A. – Mar del Plata– Argentina
jprossi@sintecsa.com.ar; apellicano@sintecsa.com.ar

Sinopsis

Dentro de las amenazas de diverso origen que afectan negativamente la integridad de instalaciones de producción y tratamiento, la corrosión es la de mayor impacto técnico-económico. Los costos directos e indirectos derivados de la ocurrencia de fallas inducidas por corrosión son significativos, a tal punto que la estadística global los sitúa en el orden del 3.4% del PBI mundial. Por otro lado, las formas de corrosión son múltiples y variadas, lo que acompleja sensiblemente su detección, seguimiento, mitigación y control.

Si bien el desarrollo tecnológico de las últimas décadas ha contribuido significativamente a reducir el impacto económico de la corrosión, no es suficiente para reducir el riesgo de falla temprana en sistemas de alta agresividad, cuyo aseguramiento requiere de gestión proactiva y racional de recursos que combinan monitoreo, inspección, mitigación y mantenimiento. Este tipo de enfoque necesariamente requiere de estrategias flexibles y adecuadas a los objetivos de cada negocio, recursos calificados y herramientas avanzadas para el monitoreo y análisis de datos, que provean el soporte necesario para tomar decisiones.

El presente trabajo presenta la metodología propuesta para la gestión racional y eficaz de la corrosión activa en instalaciones convencionales y no convencionales, con soporte en resultados obtenidos durante más de dos décadas de experiencia en el segmento upstream. Los ejes principales del enfoque presentado son los siguientes:

• Monitoreo: técnicas avanzadas (tasa y mecanismos de pérdida de metal), análisis estadístico de datos, correlación con resultados de inspección y retroalimentación de predictivo.
• Tratamiento químico: criterios de implementación, evaluación de performance y optimización.
• Limpieza interna: control de deposición e impacto en sistemas clave.
• Selección de materiales: técnicas para selección y seguimiento (metales-aleaciones-polímeros).

Como núcleo de la gestión racional se ilustran los fundamentos del sistema analítico-predictivo, diseñado con foco en las siguientes premisas particulares:

• Identificación, cuantificación y seguimiento de parámetros clave para la evolución crítica de la corrosión en instalaciones de producción y tratamiento.

• Ajuste adaptativo conforme evolución del proceso y estado de instalaciones severamente afectadas por corrosión.
• Traducción del OPEX en inversión.
• Adecuación del riesgo por corrosión conforme criterio ALARP.

Palabras clave: Corrosión – Gestión - Monitoreo – Tratamiento – Predictivo – CMAS - No Convencional - Convencional

GESTIÓN DE FISURAS Y MEJORA EN LA PERFORMANCE EMAT (UN ENFOQUE INTEGRAL MEDIANTE ILI, PULL TEST Y TÉCNICAS DE CAMPO)

Alan Cornejo, Adrian Destefano. Transportadora de gas del norte (TGN)
Alan.cornejo@tgn.com.ar, adrian.destefano@tgn.com.ar

Sinopsis

La gestión de SCC (agrietamiento bajo tensión) es un proceso complejo donde es necesario tener un buen conocimiento de todas las variables involucradas y como interactúan entre sí.

Su impacto en la integridad estructural de los gasoductos es significativo, ya que, si no se trata adecuadamente, puede llevar a fallas catastróficas.

La morfología compleja del SCC dificulta su detección y dimensionamiento. Además, su interacción con el entorno lo convierte en una de las amenazas más críticas para los gasoductos. Existen combinaciones específicas de temperaturas, tipos de suelo y condiciones ambientales que favorecen la aparición del SCC. Por lo general, se observa cerca de las plantas compresoras, pero también puede manifestarse en áreas alejadas de estas zonas.

Dentro de la gestión de integridad de fisuras en tuberías vintage, existen diversas técnicas para su análisis, seguimiento y mitigación. Entre las más convencionales para la verificación en campo se encuentran la evaluación por partículas magnetizables y ultrasonido angular phased array.
A su vez se realizó un trabajo en conjunto con el proveedor de inspecciones internas para generar una mejorar en la capacidad de detección y dimensionamiento de las fisuras mediante el uso de la herramienta EMAT.

El objetivo de este trabajo es presentar:

1. El esquema integral para el manejo de fisuras en tuberías de gas antiguas.
2. El trabajo de mejora de performance de la herramienta EMAT (Transductor Electro-Magnético Acústico) que se realizó junto con el proveedor.
3. También la incorporación técnicas de campo no convencionales y el proceso de certificación para el personal de campo.

GESTIÓN EFICIENTE DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS DESDE EL PUNTO DE VISTA FRACTOMECÁNICO

Matías Daniel Vigliano, Transportadora de Gas del Norte SA,
matias.vigliano@tgn.com.ar

Sinopsis

La reparación en servicio por fisuras de los ductos para el transporte de gas natural son un verdadero desafío para la industria, que al estar enterrados se deben tener en cuenta no sólo aspectos técnicos, sino que además económicos. Por ello, es necesario realizar una gestión eficiente de la integridad para preservar la seguridad de las personas y bienes, minimizando el costo.

La gestión de la integridad desde el punto de vista fractomecánico se basa en realizar las evaluaciones de aptitud para el servicio con su correspondiente mitigación, evaluar el período de reinspección de la herramienta de inspección interna (ILI) para detección de fisuras, analizar las fallas ocurridas en servicio o en una prueba hidráulica, y la búsqueda de nuevas tecnologías y evaluadores para la caracterización de las fisuras halladas.

Las evaluaciones de aptitud para el servicio se hacen más exactas obteniendo datos del material mediante ensayos de laboratorio, con la utilización de las normas de referencia actuales, y analizando las tensiones residuales en la soldadura. Todo lo anterior reduce la cantidad de mitigaciones de ductos en servicio, con su consecuente baja de costos.

El período de reinspección de la herramienta de inspección interna para detección de fisuras se puede ampliar a partir de un cálculo de fisura crítica menos conservativo, aumentando dichos períodos de reinspección y por consiguiente disminuyendo la cantidad de inspecciones con la herramienta en un tiempo determinado, disminuyendo los costos.

Los análisis de fallas son esenciales en la gestión de la fractomecánica, debido a que permiten detectar las amenazas a los ductos para luego aplicarlo en todos los puntos anteriores y realizar una correcta mitigación.

Las nuevas tecnologías de caracterización de las fisuras son una herramienta fundamental, debido a que permite realizar un correcto dimensionamiento y de esta forma hacer más exacto el cálculo de aptitud para el servicio. Por otro lado, también es importante una adecuada evaluación de los operadores de ensayos no destructivos, para disminuir el error humano.

INFLUENCIA DE LA SOBREPROTECCIÓN EN LA CORROSIÓN AC. ANÁLISIS DE UN CASO REAL

Ivano Magnifico, Automa SRL (Italia), ivano.magnifico@byautoma.com

Sinopsis

El riesgo de corrosión por AC siempre ha estado relacionado, en particular, con los paralelismos de las tuberías subterráneas con las líneas de HVAC, especialmente en aquellas zonas geográficas donde la morfología del territorio crea los llamados "corredores tecnológicos" obligatorios y, por tanto, obliga a la coexistencia de diferentes servicios sobre largas distancias.

Más recientemente, la mayor difusión de las redes ferroviarias alimentadas por AC ha aumentado aún más las fuentes de interferencias en alterna, mientras que el uso de revestimientos de mayor rendimiento en tuberías subterráneas ha aumentado, por un lado, su aislamiento del suelo circundante y, por otro, ha aumentado el riesgo de sobreprotección en comparación con revestimientos viejos, de menor rendimiento o más degradados.

Este artículo, a partir de un caso real encontrado en una red de distribución de gas en una capital europea, presentará los criterios normativos que se utilizan para mantener bajo control el riesgo de corrosión por AC y resaltará cómo precisamente la presencia simultánea de sobreprotección catódica puede resultar en un ciclo autocatalítico que conduce a una corrosión acelerada por AC, en el que el seguimiento se vuelve fundamental para poder realizar a tiempo las acciones correctoras adecuadas.

MITIGACIÓN DE INTERFERENCIAS MÚLTIPLES EN DUCTO COSTERO: UN ENFOQUE ESTRATÉGICO PARA LA PROTECCIÓN DE INFRAESTRUCTURAS CRÍTICAS EN EL GOLFO SAN JORGE

Andrés Bateman, Javier Carbajales, YPF S.A.
andres.bateman@ypf.com; javier.carbajales@ypf.com
Gustavo Twardowski, Carlos García Martínez, Angel Vico, Petromark SRL,
gustavo.twardowski@petromark.com.ar; carlos.garcia@petromark.com.ar;
angel.vico@petromark.com.ar

Sinopsis

El proyecto de mitigación de interferencias en Oleoducto Costero, sujeto a la Resolución E-120/2017, se encuentra ubicado en una zona semi urbana, específicamente en la región costera cercana a Caleta Córdova, en el Golfo San Jorge de la provincia de Chubut. Esta área es de suma importancia debido a su papel crucial en el transporte marítimo de la producción petrolera, siendo un punto neurálgico para la economía local y nacional.

La presencia de varios ductos de diferentes diámetros y pertenecientes a diversas empresas confiere a esta zona un carácter complejo y crítico en términos de infraestructura. Estos ductos tienen como objetivo transportar la producción de múltiples compañías hasta el terminal marítimo de Caleta Córdova, desde donde se lleva a cabo el embarque de petroleros.

La confluencia de estos ductos provoca interferencias significativas en el sistema de protección catódica del Oleoducto. La cercanía de estas infraestructuras a áreas pobladas y a la costa marítima resalta la importancia crítica de resolver estas interferencias de manera efectiva.

En este contexto, la iniciativa de mitigación de interferencias comienza con la realización de mediciones detalladas en campo para comprender la magnitud y naturaleza de las corrientes errantes. Estos datos son esenciales para diseñar estrategias efectivas que tomen en consideración la presencia de los múltiples ductos. Utilizando software especializado, se lleva a cabo una precisa simulación del entorno del ducto, lo que permite identificar las áreas críticas de interferencia y proponer soluciones adaptadas a estas condiciones únicas.

Los resultados obtenidos tras la implementación de las medidas de mitigación prometen un avance significativo en la gestión de las interferencias catódicas en infraestructuras críticas como la del Oleoducto Costero. Esta experiencia subraya la importancia de enfoques personalizados y adaptados a las particularidades de cada sistema, especialmente en áreas congestionadas y críticas como el Golfo San Jorge, destacando la necesidad de soluciones a medida para abordar eficazmente los desafíos de corrosión en infraestructuras estratégicas.

MITIGACIÓN DE LA CORROSIÓN EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN EN EL YACIMIENTO CERRO FORTUNOSO

Eduardo Curci, YPF, eduardo.curci@ypf.com
Verónica Silva, LANXESS, veronica.silva@lanxess.com
Juan Castellano, YPF, juan.castellano@ypf.com
Facundo Mariani, YPF, facundo.mariani@ypf.com
Federico Fernández, YPF, federico.fernandezdapaz@ypf.com
Agustina Gramaglia, YPF, agustina.m.gramaglia@ypf.com
Víctor Agüero, AESA, victor.agüero@ypf.com
Darío Cacciamani, AESA, dario.cacciamani@ypf.com

Sinopsis

En este trabajo se muestran las modificaciones que se implementaron en los tratamientos anticorrosivos en el sistema de inyección de Cerro Fortunoso para mitigar la corrosión.
Inicialmente en el sistema se realizaron tratamientos anticorrosivos siguiendo la planificación y propuestas realizadas por la empresa contratista que se adjudicó la licitación de tratamientos químicos de agua. Al principio los parámetros relacionados con efectos corrosivos eran aceptables en este yacimiento, pero desmejoraron a medida que pasaba el tiempo. Debido a esta desmejoría en 2021 YPF decide modificar los tratamientos anticorrosivos para corregir los desvíos observados. A partir de los cambios implementados se observa una mejora sustancial, la cual se mantiene hasta la fecha. Mejora la tasa corrosión disminuyendo 54% (medida por cupones según norma NACE SP0775) y ATP disminuye 74% (medido según norma ASTM D7463).

En el desarrollo de este trabajo se cumplieron las siguientes etapas:

Primeramente, se realizó una completa caracterización microbiológica incluyendo mediciones de ADN bacteriano, empleando técnicas de biología molecular de última generación tales como qPCR (quantitative polymerase chain reaction), y N.G.S (Next-generation sequencing).
Se identificaron y cuantificaron diversos tipos de arqueas y de bacterias. Entre las más significativas se pueden nombrar sulfato reductoras, productoras de ácidos, reductoras de hierro, oxidantes de sulfuro y reductoras de nitrato.

Cada uno de estas especies vienen asociadas a un riesgo (MIC, producción de H2S y formación de biofilm). Al conocer cantidad de microorganismos y tipo de riesgo asociado se puede inferir la probabilidad de daño a las instalaciones afectadas.

Posteriormente se realizó la selección de productos (kill test) con pruebas entre 31 combinaciones de biocidas seleccionando la opción que ofreció mayor efectividad.

La combinación de biocidas seleccionados tiene dos características fundamentales.

Acción rápida y efecto duradero, lo que garantiza una rápida mortandad y buen efecto residual.

La optimización realizada logró una reducción de costos en Cerro Fortunoso de 217.000 U$D/año.

Se demostró la importancia de decidir los tratamientos químicos con el conocimiento de los microorganismos presentes en el sistema.

MONITOREO DE CORROSIÓN EN POZOS: SISTEMA MÓVIL

Adriana Blanco, PAE L.L.C., Neuquén, ABlancoMartinez@pan-energy.com
Jhonattan.Barrueta, Florencia Iuliano, Verónica Emiliani,
Marcos Bragagnolo, PAE L.L.C., CABA
jbarruetabrito@pan-energy.com; fiulianoferrero@pan-energy.com;
vlemiliani@pan-energy.com; mbragagnolo@pan-energy.com
Ariel Novelli, Sintec S.A., Mar del Plata – Argentina – anovelli@sintecsa.com.ar

Sinopsis

El presente trabajo se desarrolló en las siguientes áreas operadas por PAE: Aguada Pichana Oeste, Aguada de Castro en pozos productoras de Shale Gas, y en el área Coirón Amargo Sureste, con foco exclusivo en pozos productores de Shale Oil.

Al momento de implementar el sistema no se disponía de registros provenientes de mediciones de velocidad de corrosión en los pozos mencionados, sino que se aproximaba su comportamiento mediante una combinación de simulación y monitoreo de parámetros fisicoquímicos-gaseosos, para inferir indirectamente la incidencia de potenciales mecanismos de daño.

Para abordar este gap de incidencia clave en la integridad de instalaciones de pozos no convencionales, se implementó un programa de monitoreo soportado en tecnología móvil, que simultáneamente permite medir velocidad de corrosión instantánea in situ y aproximar mecanismo dominante, bajo las condiciones equivalentes a la que está sometida la instalación.

El sistema de monitoreo combina una interfaz que permite acoplarse físicamente en BDP con un potenciostato portátil que habilita la medición instantánea de variables electroquímicas (velocidad de corrosión y condición superficial). Las mediciones electroquímicas se llevan cabo con sensores de 3 y 5 electrodos, sometidos a condiciones locales (P, T y fluido), sobre los que se llevan a cabo ensayos no destructivos (resistencia de polarización lineal e impedancia electroquímica), cuyo output permite determinar tasa instantánea de pérdida de metal, variables de control del proceso corrosivo y mecanismo probable (gases agresivos – bacterias).

Los objetivos clave del programa WIMS (PAE), vinculados al monitoreo de corrosión de pozos no convencionales, son los siguientes:
1. Determinación de la dinámica de pérdida de metal y aproximación de mecanismos corrosivos causales, como soporte para la estrategia de mitigación en curso.
2. Evaluación de la performance de sistemas de mitigación en servicio (inhibidor de corrosión, secuestrante de O2 y bactericida), por medición directa de su impacto en tasa instantánea de corrosión libre.

Como instancia inicial del programa se realizó una primera campaña de monitoreo en pozos de Aguada Pichana, Aguada de Castro Sur y Coirón Amargo, en un total de

10 unidades. Como resultado inicial se cuantificaron velocidades de corrosión y se determinaron mecanismos activos, cuyo aporte clave al sistema WIMS se resume en los siguientes puntos:
1. Confiabilidad de las técnicas: en todos los casos se observó correspondencia entre ambas técnicas EIS (espectroscopia de impedancia electroquímica) y RP (resistencia de polarización), lo que efectivamente permite validar los resultados obtenidos.
2. Caracterización: ambas técnicas permitieron identificar y discriminar los sistemas más agresivos, aun cuando en esta primera muestra se verifica que, a nivel general, prácticamente la totalidad de los pozos ensayados presentan tasas dentro del rango alto.
3. Cuantificación: los resultados de ensayo proporcionaron el dato instantáneo de velocidad de corrosión en todos los casos, por lo que se pudo retroalimentar el predictivo de vida remanente de cada pozo analizado. Adicionalmente se verificó la incidencia y potencial ajuste del tratamiento químico en dos pozos del sistema APO, lo cual abrió la oportunidad latente de optimizar la inyección.

Palabras clave: Corrosión – Gestión - Monitoreo – Tratamiento – Predictivo – CMAS - No Convencional - Convencional

MONITOREO DE LA CORROSIÓN POR MÉTODOS ELECTROQUÍMICOS

Adolfo Pellicano, Sintec S.A., Mar del Plata – Argentina, apellicano@sintecsa.com.ar
Silvia Marcela Ceré, INTEMA - Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales - UNMDP CONICET – Mar del Plata – Argentina
smcere@fi.mdp.edu.ar
Juan Pedro Rossi. Sintec S.A., Mar del Plata – Argentina, jprossi@sintecsa.com.ar

Sinopsis

El análisis y evaluación de los procesos de corrosión en los sistemas de producción de yacimientos de petróleo y gas suele ser complejo, debido principalmente a que existen una serie de variables independientes que ejercen diferentes grados de control sobre la cinética de la corrosión, como la presión, la temperatura, la velocidad, la concentración de especies agresivas y la presencia de bacterias. Se deduce entonces que la cuantificación individual de los parámetros de corrosión no es muy útil por sí misma, cuando se trata de abordar de manera efectiva el alcance real del problema de corrosión y su incidencia en la integridad de las instalaciones y la evaluación de riesgos asociados. Con el fin de obtener una imagen precisa de la situación de corrosión de una determinada instalación es necesario desarrollar un programa de monitoreo basado en técnicas que permitan cuantificar las tasas de corrosión instantáneas, identificar mecanismos de degradación activos, seguir la evolución en el tiempo y evaluar el rendimiento de los sistemas de mitigación.
En el presente documento se presenta una estrategia de monitoreo basada en la utilización de sensores electroquímicos internos y externos que permiten realizar mediciones electroquímicas in situ tanto de CC como de CA, incluyendo Resistencia a la Polarización (RP), Espectroscopía de Impedancia Electroquímica (EIS), curvas de despolarización de potencial ON-OFF y medición de la corriente de protección catódica. Se presentan las mediciones de campo llevadas a cabo y se describen algunas observaciones y resultados obtenidos, incluyendo la detección temprana de casos críticos de corrosión, la identificación de mecanismos de corrosión y la determinación de un índice de corrosión, tanto externa como interna.

Palabras clave: monitoreo de corrosión, mediciones electroquímicas, resistencia a la polarización, espectroscopía de impedancia electroquímica, índice de corrosión.

OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN: LA IMPORTANCIA DE LA EVALUACIÓN EN LABORATORIO

Andrea Moneta, Catalina Dazeo, GIE Group
moneta@giegroup.net; cdazeo@giegroup.net

Sinopsis

El objetivo de este trabajo es demostrar la importancia de la etapa de ensayos de laboratorio en la evaluación del comportamiento de los inhibidores de corrosión. Puede llegar a pensarse que, puesto que las condiciones de operación son muy difíciles de reproducir en laboratorio, no tiene mayor sentido invertir tiempo y dinero en dicha etapa previa a una prueba en campo. Sin embargo, está demostrado todo lo contrario. Las pruebas de laboratorio permiten interesantes ahorros económicos, evitan complejas maniobras operativas para adecuar los sistemas para las pruebas en campo, disminuyendo plazos de testeos para el proceso de selección del producto más adecuado.
Se presentará la evaluación de cuatro productos comerciales, dos de carácter soluble en agua y dos solubles en hidrocarburo, para su implementación en un sistema con muy elevado corte de agua. El proceso contempló tres etapas: determinación de la velocidad de corrosión y eficiencia alcanzada respecto de un blanco sin inhibidor, evaluación de las propiedades secundarias de cada producto y, finalmente, la ponderación de los resultados anteriores para ranquear a los diferentes productos respecto a su comportamiento en los ensayos de laboratorio. Todo el proceso fue ejecutado bajo los lineamientos de la norma ASTM G170-06 (2020) “Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory”.

Para la evaluación de la eficiencia de los inhibidores se determinó la velocidad de corrosión mediante la técnica de resistencia a la polarización lineal y polarización de Tafel en una celda Kettle para diferentes concentraciones cercanas a la óptima comercial y a diferentes condiciones de partición agua/hidrocarburo. Sumado a estos ensayos se realizó paralelamente la determinación de la velocidad de corrosión y eficiencia por la técnica del electrodo de cilindro rotatorio a diferentes concentraciones de inhibidor y en las condiciones de partición más favorables respecto a cada producto.

La importancia de la evaluación a escala de laboratorio de estos inhibidores de corrosión quedó expuesta ante ciertas particularidades que se manifestaron durante los ensayos y que permitieron hacer más contundente el ranqueo final. Es importante comprender en este proceso, que no existen buenos o malos productos sino productos adecuados para cada una de las condiciones de los sistemas bajo estudio, que son infinitamente diversas.

PAULATINO DAÑO POR TERCEROS EN UN OLEODUCTO

Jose Luis Otegui, CONICET, Tections South S.A, Instituto de Ingeniería y Agronomía - UN Arturo Jauretche (UNAJ), jotegui@tections.com
Pablo Cirimello, YPF Tecnología S.A. (Y-TEC S.A.)
Guillermo Carfi, Instituto de Ingeniería y Agronomía, UN Arturo Jauretche (UNAJ)

Sinopsis

Las cañerías y los componentes asociados al transporte de hidrocarburos raramente fallan por una única causa física. Algún problema con el material, con la soldadura, con la instalación, el transporte, más alguna inspección no realizada o insuficiente, sumada a una zona particularmente agresiva del terreno, deslizamientos, entre otras, se suman para que los coeficientes de seguridad se vayan consumiendo hasta que ocurre algún incidente. Por el contrario, las fallas asociadas con daños por terceros suelen estar asociadas a un evento aislado: el "revolver humeante" de un arañazo involuntario, un intento de robo, sabotaje, etc. En este artículo presentamos una fuga de crudo asociada a un daño por terceros, que fue tomando cuerpo durante varios años de servicio, lo que, sumado a otras condiciones del tipo de las enunciadas precedentemente, facilitaron la ocurrencia de la falla.

El caso en estudio es un derrame en un oleoducto de Ø 30", que llevaba más de 20 años enterrado en un suelo plano, en zona rural, sin incidencia de sismos ni actividad en subsuelo. El operador había definido un riesgo muy bajo de falla por terceros y no tenía registros de eventos de sobrepresión por encima de la MAPO (40 bar). No se detectaron signos de daño por corrosión en las superficies interna o externa de la cañería. No se detectaron tampoco despegues o marcas por daño mecánico en el revestimiento externo.

Las evaluaciones fractográficas y metalográficas permitieron verificar la propagación de fisuras en el material en la zona afectada por el calor (ZAC) de la soldadura longitudinal de la tubería. La propagación ocurrió en etapas, a partir de discontinuidades preexistentes en el talón interno de la soldadura realizada oportunamente con el método de doble arco sumergido (DSAW). Otros defectos internos de mayor tamaño, originados durante la fabricación del ducto, definieron la forma de la propagación final pero no constituyeron la causa de la propagación en servicio del defecto.

Un análisis de la zona del evento permitió detectar una tapada reducida a 0.40 m, en un espacio de terreno de unos 5 metros de ancho, entre canales de drenaje cavados por la explotación agrícola del superficiario. Análisis de mapas en Google permitieron inferir maniobras de vehículos agrícolas que cruzaban el derecho de vía por este espacio en distintos momentos, durante al menos quince años previos a la falla. Estas maniobras fueron por un lado reduciendo la tapada, y por otro generando picos de tensión secundaria en la zona del defecto preexistente, con la consiguiente propagación subcrítica de las fisuras que se asume dieron lugar a la fuga. Alguna

de estas maniobras generó probablemente además algún tipo de abolladura, que incrementó las tensiones debidas a las cargas externas. Se detallan en este trabajo, los análisis efectuados, y se proponen medidas a implementar tendientes a evitar la ocurrencia de este tipo de fallas.

PRIMEROS PASOS EN EL DESARROLLO DE UN INHIBIDOR DE CORROSIÓN INNOVADOR A BASE DE NANOTECNOLOGÍA

María Mercede Messina, YPF Tecnología (Y-TEC), Berisso, La Plata, Argentina
Albert Saavedra, YPF Tecnología (Y-TEC), Berisso, La Plata, Argentina
Florencia Ailín Fernandez, CONICET- YPF Tecnología (Y-TEC), Berisso, La Plata, Argentina
María Jesú González-Pabón, YPF Tecnología (Y-TEC), Berisso, La Plata, Argentina
María Clara Pagliaricci, YPF Tecnología (Y-TEC), Berisso, La Plata, Argentina
Mariano Guevara, YPF S.A
Isabel Vega, YPF Tecnología (Y-TEC), Berisso, La Plata, Argentina

Sinopsis

Los inhibidores de corrosión son productos ampliamente utilizados en la industria del O&G. El grafeno es un material innovador que por su gran área superficial y particulares características se presenta como un candidato con gran potencial como inhibidor de corrosión en medios agresivos: con alta salinidad, acidez o concentración de CO2. En este trabajo, se desarrolló una formulación compuesta por flakes de grafeno que presentó alta eficiencia a bajas dosis. Se caracterizó el producto obtenido y se realizaron estudios electroquímicos en condiciones representativas del proceso, lo cual permitió obtener valores de velocidad de corrosión para distintas dosis del producto y condiciones de pH. Por último, mediante espectroscopia de impedancia electroquímica, se logró verificar la formación de una película protectora sobre la superficie del acero al carbono.

PROTECCIÓN CATÓDICA EN TANQUES EXISTENTES- DISEÑO Y APLICACIÓN

Martín Barragan, Federico Iyaiz, Pablo Cianciosi, Iris González, YPF,
martin.h.barragan@ypf.com; federico.iyaiz@ypf.com;
pablo.cianciosi@ypf.com; iris.gonzalez@ypf.com

Sinopsis

Los sistemas de protección catódica en plantas con tanques existentes plantean un desafío significativo en lo que respecta a la distribución de corriente. En particular, en tanques de gran diámetro resulta complicado establecer los potenciales necesarios en la envolvente, lo cual compromete la protección efectiva del centro del tanque.

En este estudio, se presenta una alternativa de diseño que aborda este problema de forma simplificada, sin la necesidad de recurrir a perforaciones dirigidas para instalar electrodos de referencia en el centro de cada tanque. Se realiza un análisis exhaustivo de esta estrategia, incluyendo un cálculo estimativo de los beneficios asociados en comparación con el enfoque tradicional de la perforación dirigida para la instalación del electrodo de referencia central. Además, se abordan las variables críticas a considerar en dicho cálculo, así como las posibles formas de fallo relacionadas con este sistema.

SOLUCIONES MIC TAILOR MADE PARA INSTALACIONES DE SUPERFICIE EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

María Pagliaricci, Graciela Rojas, Francisco Massello, Joaquín Dos Santos, Agustina Piatti, Facundo Porcel de Peralta, Isabel Vega, Y-TEC,
maria.c.pagliaricci@ypftecnologia.com;
graciela.rojas@ypftecnologia.com;
francisco.l.massello@set.ypf.com;
joaquin.dossantos@ypftecnologia.com;
agustina.piatti@ypftecnologia.com;
facundo.l.porcel@ypftecnologia.com;
isabel.n.vega@ypftecnologia.com

Sinopsis

El agua de flowback en yacimientos No Convencionales presenta tanto en Argentina como en el mundo un microbioma rico en el género bacteriano Halanaerobium, diagnosticado por estudios metagenómicos del gen 16S ARNr. Esta bacteria es nativa de la formación Vaca Muerta (Argentina), donde se encuentra esporulada. No obstante, en las instalaciones de superficie, encuentra condiciones óptimas de crecimiento en forma plantónica y sésil ocasionando corrosión inducida por microorganismos (MIC). Los mecanismos que aceleran la corrosión por parte de este microrganismo son: la reducción de tiosulfato, produciendo sulfuros de hierro y H2S por vías de intermediarios químicos (CMIC) o en forma directa por transferencia de electrones (EMIC), la producción de ácidos orgánicos a partir de la fermentación y la formación de biofilms. Debido a esto, Halanaerobium es un género target a controlar en instalaciones de superficie de la producción No Convencional.

En este estudio se presenta una metodología de Soluciones MIC Tailor Made en dos niveles: laboratorio y campo. En el laboratorio, se desarrollaron cultivos in vitro plantónicos y sésiles del género target y se seleccionaron formulaciones biocidas efectivas a través de kill test mediante ATP, fluorescencia y microscopía confocal. En campo, se diseñaron tratamientos de aplicación acompañando la dinámica de la producción y se implementaron monitoreos rápidos de la criticidad MIC mediante: recuentos por ATP, recuentos por qPCR específicos para el target, análisis de la diversidad microbiana completa por el estudio metagenómico del gen 16S ARNr con tecnología de nanoporos, caracterización espectroscópica de productos de corrosión y el seguimiento de la velocidad de corrosión mediante cupones de acero al carbono, de acuerdo a ASTM G1 y AMPP- NACE SP 775.

Finalmente, los resultados obtenidos de la aplicación de esta metodología en una planta de tratamiento de crudo No Convencional permitieron demostrar su efectividad. Se lograron los KPI deseados: disminución del recuento total de microorganismos, reducción de la velocidad de corrosión y eliminación de la presencia del género target en las corrientes líquidas a un costo total de aplicación competitivo.

TELEMEDICIÓN Y TELECONTROL DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA

Edgardo Coos, Camuzzi Gas Pampeana/Del Sur S.A.,
Edgardo.Coos@camuzzigas.com.ar

Sinopsis

Los requerimientos regulatorios y normativos imponen desafíos para verificar la eficacia de la operación de los sistemas de protección catódica. Uno de los aspectos principales para establecer la eficacia de un sistema de protección catódica se refiere al control y verificación de los elementos de protección catódica en forma periódica, en particular los equipos de corriente impresa.
Estas tareas pueden presentar dificultades cuando estos equipos se encuentran en lugares muy distantes entre sí, de difícil acceso o alejados de las bases de mantenimiento que tienen las empresas que operan cañerías enterradas, a lo que se suma que muchas veces estas inspecciones deben realizarse en momentos del año donde las condiciones del tiempo puedes dificultar e incluso impedir la ejecución normal de estas tareas.

En esta problemática descripta consideramos importante estudiar una alternativa a la "visita al equipo" tradicional, que minimice las dificultades descriptas utilizando técnicas de control y comunicación con la tecnología disponible actualmente. Para ello, se analizarán: los parámetros necesarios que pueden telemedirse y telecontrolarse, tanto desde el punto de vista de la protección catódica como de la seguridad operacional de los equipos, los distintos métodos de comunicación disponibles, los protocolos de comunicación que pueden utilizarse como en la forma física de establecer la comunicación.

También se describirá la solución elegida y utilizada en el sistema implementado (SCADA) en los Gtos. a Villegas y a América.

Finalmente, se concluirá analizando las ventajas y desventajas que posee esta implementación.

Tema 3 -Tecnologías de Inspección

ANÁLISIS DE CONDICIÓN MECÁNICA EN TORRE DE DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA, ASISTIDA POR EMISIÓN ACÚSTICA Y AUT

Rolando D. Bustamante, Nicolás Fernández,
Gerencia Técnica, Refinería Campana, Pan American Energy

Sinopsis

El equipo de IM de PAE-Refinería Campana, asumió el desafío, en su más reciente parada de planta de inspeccionar la Torre de Destilación Atmosférica con el objetivo de extenderle la vida útil, a fin de operar de manera “segura” hasta su reemplazo en 2029.

La torre en cuestión data del año 1958 y cuenta con antecedentes de daños en la sección inferior, donde el linning interno que protege el Shell contra la corrosión por TAN y sulfidación presenta históricos daños y deficiencias.

Se llevó a cabo un monitoreo continuo remoto, previo y durante el proceso de fuera de servicio (CoolDown), utilizando técnica de emisión acústica (EA), a fin de evaluar la existencia de corrosión e indicaciones correlacionadas con “Crack Like” en el cuerpo de la torre (Mat. CS) y así programar/ejecutar potenciales reparaciones.

La (EA) nos indicó y localizó zonas del tipo discontinuidades activas, que fueron validadas con ultrasonido (UTSW), dada localización y morfología y nuestra experiencia no requirieron intervención mecánica.

Adicionalmente se empleó la técnica de mapeo por corrosión con AUT mediante robot. Se realizaron mapeos de corrosión en zonas probables de corrosión a lo largo de la columna.

En la presentación se dará a conocer los resultados de los END desarrollados y detalles de la intervención mecánica necesaria para continuar operando de manera integral y segura hasta el reemplazo de la torre.

AVANCES EN LA INSPECCIÓN DE CORROSIÓN POR PHASED ARRAY EN CODOS: ¿ES POSIBLE UTILIZAR ESTA TÉCNICA PARA ESTE TIPO DE GEOMETRÍAS?

Martín Chimenti, ARO S.A., m.chimenti@aroline.com.ar

Sinopsis

Las tecnologías de inspección por Ensayos No Destructivos (END), como por ejemplo el Phased Array, continúan evolucionando a un ritmo vertiginoso, y esto conlleva un notable crecimiento en la productividad de los ensayos, en la probabilidad de detección (POD), y en la confianza que arrojan sus resultados. Además, su uso no implica riesgos para la salud de las personas ni su entorno, por lo que es sustentable en términos sociales y medioambientales. En este trabajo se presenta una solución completa, eficiente y eficaz para la inspección de corrosión en codos y en tanques esféricos (esferas ASME) por Phased Array, realizada con el equipo OmniScan X3 de la marca Olympus (ahora Evident Scientific). Además de conducirnos a importantes mejoras técnicas, esta solución evita posibles accidentes en comparación con los métodos de inspección, anteriores al Phased Array, utilizados para estas aplicaciones. Una correcta selección del tipo de transductor y del escáner a utilizar, la posterior creación de un plan de escaneo, el proceso de inspección semiautomatizado y la capacitación y formación en los END avanzados para llevar a cabo una correcta inspección, son aspectos fundamentales a la hora de lograr un mapeo de corrosión exitoso del 100% de la superficie que se necesita controlar. Todo esto facilita el trabajo de los inspectores de campo y la toma de decisiones del personal de integridad.

DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES AL MAPEO DE CORROSIÓN COMO TÉCNICA PARA PREVENIR PÉRDIDAS DE CONTENCIÓN EN CIRCUITOS DE TUBERÍA DE LA SELVA PERUANA

Rikardo Quispe De La Cruz, Giroshi Reyes Villar, Bernardo Elosegui,
ACONCAGUA INGENIERÍA
rikardo.quispe@aconcaguaingenieria.com;
giroshi.reyes@aconcaguaingenieria.com;
bernardo.elosegui@aconcaguaingenieria.com

Sinopsis

Desde el año 2021 hasta la actualidad realizamos monitoreos constantes utilizando la medición de espesores mediante ultrasonido de haz recto en diversos circuitos de producción de petróleo en la selva norte del Perú con el objetivo de estimar adecuadamente las velocidades de corrosión en cada uno de los circuitos y predecir la vida remanente de los mismos. Sin embargo, se presentaron diversas pérdidas de contención que contradecían la evaluación de integridad realizada con la información recopilada de los monitoreos de medición de espesores.

Debido a esto, se optó por ejecutar ensayos especializados para el análisis de falla mediante uso de técnicas diversas como difracción de rayos X (DRx), microscopía óptica de barrido (SEM), espectroscopía de energía dispersada (EDS), entre otros con la finalidad de caracterizar e identificar con mayor precisión los mecanismos de daño presentes en los circuitos inspeccionados. Como resultado de esta evaluación especializada se determinaron mecanismos como corrosión por oxígeno disuelto, corrosión microbiológica, corrosión por CO2, etc. Todos estos mecanismos pueden presentar formas de ataque localizados (p.e. picaduras).

La técnica de medición de espesores por ultrasonido de haz recto posee limitaciones para la detección de corrosión localizada en los componentes pertenecientes al circuito de producción del lote debido a que es una técnica utilizada para detectar corrosión generalizada. En ese escenario, desde el año 2023 se optó por utilizar la técnica de ultrasonido por arreglo de fases para realizar el mapeo de corrosión en los componentes más críticos/sensibles de cada circuito. Esto conllevó a un incremento significativo en la detección de puntos de corrosión con alta probabilidad de fuga (espesores detectados con menos de 1mm de diferencia con el espesor requerido):
• Cero (00) puntos con alta probabilidad de fuga detectados entre los años 2021 y 2022.
• Once (11) puntos con alta probabilidad de fuga detectados durante el año 2023.

EFECTOS DE LA CORROSIÓN EN POZOS DESVIADOS PRODUCTORES DE GAS

Matías José Martino, Pablo Ríos Garcés, Superior Energy Services,
matias.martino@superiorenergy.com; pablo.garces@superiorenergy.com

Sinopsis

Este estudio se focalizó en investigar los impactos de la corrosión en pozos desviados destinados a la producción de gas. Para tal fin, se empleó una herramienta Multifinger con el propósito de evaluar la corrosión interna en la tubería de revestimiento de los pozos.

Los resultados revelaron que aquellos pozos con trayectorias en forma de "S" exhibían concentraciones significativamente mayores de corrosión en el lado inferior de la tubería, atribuibles al flujo estratificado de agua y gas en estas secciones, donde el pozo presenta desviaciones considerables respecto a la línea vertical.
Se identificaron ciertas limitaciones y errores asociados al uso de la herramienta Multifinger; como por ejemplo, una resolución circunferencial limitada, lo cual implicaba la evaluación de aproximadamente un 21% del área interna del tubo en estos casos. No obstante, a pesar de esta restricción, se confirmó la utilidad de dicha herramienta para la detección de procesos corrosivos localizados.

Se enfatizó la importancia del mantenimiento adecuado de los palpadores empleados en la herramienta para garantizar mediciones precisas. El desgaste y la deformación de los palpadores pueden afectar la capacidad de detectar defectos pequeños y precisos.
Asimismo, se abordó el efecto rotacional que se presenta durante el proceso de descenso y ascenso en el pozo, atribuible al sistema de adquisición utilizado (Wireline). Este fenómeno podría generar interpretaciones erróneas de las mediciones si no se tiene en cuenta de manera adecuada.
El fenómeno responsable principalmente de la corrosión observada fue atribuido a la presencia de CO2 y agua en el fluido de producción. El mismo se canaliza por la parte inferior del tubular en el tramo inclinado de los pozos, generando de esta manera, efectos electroquímicos que dañan el metal.

This study aimed to analyze the effects of corrosion in deviated gas-producing wells. A multifinger tool was used to evaluate internal corrosion in the well isolation casing. The results showed that wells with an "S" trajectory had higher concentrations of corrosion on the lower side of the tubing due to stratified flow of water and gas in these sections where the well deviates significantly from vertical.
It was found that the multifinger tool had limitations and errors, such as limited circumferential resolution, which meant that only approximately 22% of the internal perimeter of the tubular was evaluated for these cases. However, despite this limitation, it was demonstrated that this tool is useful for detecting localized corrosive processes.

The importance of proper maintenance of the probes used in the tool to obtain accurate measurements was highlighted. Wear and deformation of the fingertips affect their ability to measure small and precise defects.

Furthermore, mention is made of the rotational effect that occurs during descent and ascent within the well due to Wireline acquisition system. This effect could lead to errors in measurement interpretations if not properly considered.
The main phenomenon responsible for observed corrosion was attributed to CO2 and water presence which channels through the lower part of the tubular. This leads to electrochemical effects that damage metal.

HERRAMIENTA DE INSPECCIÓN INTERNA DE GASODUCTOS

Jorge Esteban Guerrina, Diego Palmerio, Misión Midstream de Y-TEC
(YPF Tecnología S.A.)
jorge.guerrina@ypftecnologia.com; diego.palmerio@ypftecnologia.com

Sinopsis

En general, los ductos de transporte están expuestos a una amplia gama de potenciales mecanismos de daño, que pueden resultar en fugas o en roturas con consecuencias sociales y económicas, si no se identifican a tiempo para prevenirlos.

No existe aún, una tecnología de inspección única que puede detectar y dimensionar todas las combinaciones de mecanismos de daños, pero podemos concentrarnos en aquella que tiene la capacidad de detectar las anomalías más frecuentes.

La tecnología MFL puede solucionar este planteo con la ventaja de tener un desarrollo de casi 30 años y con mucha experiencia favorable en la industria local. Pero no existe en Argentina un desarrollo propio para grandes gasoductos. Esto conlleva a posibles incumplimientos de las regulaciones jurisdiccionales y de los compromisos de gestión de integridad de cada operador.
Esta situación se resuelve con el diseño de una herramienta propia, adecuada a las necesidades de los ductos de Argentina, tanto para operadoras locales como para transportistas de gas y petróleo.

Y-TEC lidera el proyecto que presentaremos en este documento, cuyo objetivo es realizar el desarrollo, diseño, ingeniería y construcción de un prototipo que alcance los estándares comerciales de una herramienta de inspección interna de gasoductos de 24” de diámetro con la tecnología MFL (Magnetic Flux Leakage) o en su traducción, Perdida de Flujo Magnético.

El análisis profundo del fenómeno físico electromagnético, el estudio de distintas alternativas de diseño, la evaluación de la disponibilidad local de tecnología; materiales; instrumentación y hardware consideradas para este primer prototipo abre el camino para escalar esta tecnología en desarrollo para otros prototipos destinados a ductos de distintos diámetros y materiales, y para lograr los arreglos técnicos óptimos en cada caso. El objetivo próximo es lograr una herramienta competitiva, pero además contar con bancos de pruebas que permitan el escalado de este primer desarrollo, incluso probar otras técnicas de inspección ILI distintas al MFL. La última etapa del proyecto consiste en aplicar los conceptos y teoría del machine learning e IA para desarrollar un software de gestión de integridad adecuado a la cultura y técnicas locales para que el ingeniero/a de integridad / corrosión optimice sus recursos al momento de administrar su sistema de gestión de integridad.

INTEGRACIÓN DE UNIDADES DE MAPEO INERCIAL EN HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA EN EL OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES (ODL) PARA LA GESTION PROACTIVA DE AMENAZAS GEOLÓGICAS

Leonardo Mendoza, John Jordan, ROSEN Group, Bogotá, Colombia
jjvalderrama@rosen-group.com
Jon Hernandez, Orly Alvao, ODL, Bogotá, Colombia
orly.alvao@odl.com.co

Sinopsis

La empresa ODL gestiona un oleoducto vital en los departamentos colombianos de Meta y Casanare, que abarca 260 kilómetros. Adicionalmente ODL gestiona la integridad dos oleoductos, uno de 483 km que atraviesa los departamentos de Boyacá, Antioquia y Córdoba. El otro tiene 230 Km. Estos oleoductos enfrentan desafíos debido a las amenazas geológicas que podrían comprometer su operación segura. Para mitigar estos riesgos, ODL ha implementado el Sistema Integral de Aseguramiento de Oleoductos (SIAD), que utiliza tecnologías como la fibra óptica, mediciones del flujo del río, sobrevuelos con drones y mapeo inercial con herramientas de inspección en línea (ILI). A pesar de la implementación de estas medidas, la frecuencia de inspecciones ILI es limitada, realizándose cada cinco años o más, lo que dificulta la detección oportuna de cambios en la tubería tras eventos geológicos o climáticos.

Para abordar esta limitación, ODL ha integrado una nueva tecnología en su estrategia: una unidad de mapeo inercial dentro de una herramienta de limpieza de oleoductos. Esta innovación permite un monitoreo más frecuente y temprano de la posición del oleoducto y el análisis de deformaciones por curvatura.

Los resultados de la implementación de esta nueva tecnología han demostrado una buena trazabilidad de los datos inerciales, identificando dos zonas de deformación por curvatura de alta prioridad y que representan una amenaza para la integridad de las tuberías. Una de estas zonas muestra un movimiento constante desde 2011, mientras que la otra presenta un leve cambio en la trayectoria horizontal desde entonces. Esta tecnología ha permitido identificar áreas potencialmente activas de movimiento en uno de los oleoductos y diferenciar secciones estables de inestables, lo que facilita la planificación de acciones de mitigación.

En resumen, la integración de esta tecnología mejora considerablemente la gestión de amenazas geológicas y la operación segura de los oleoductos que gestiona ODL. Este avance en el monitoreo y la mitigación de riesgos geológicos proporciona una mayor seguridad operativa y mejora la capacidad de respuesta ante posibles eventos adversos. La implementación de esta nueva tecnología en la estrategia de ODL representa un avance significativo en la gestión de riesgos, asegurando una operación más segura y eficiente de los oleoductos.

En conclusión, la incorporación de la unidad de mapeo inercial dentro de las herramientas de limpieza de los oleoductos que gestiona ODL ha mejorado notablemente la detección y mitigación de riesgos geológicos, brindando mayor seguridad operativa y capacidad de respuesta ante eventos adversos.

TUBULARES FLEXIBLES. VARIABLES PARA EL MONITOREO ESTRUCTURAL

Adolfo Pellicano, Sintec S.A. - Mar del Plata, Argentina apellicano@sintecsa.com.ar
Juan Morán, CET – Compuestos Estructurales. INTEMA [CONICET-UNMdP]
Martín Toscano, Phoenix Argentina S.A., m.toscano@phoenixgr.com
Pablo Montemartini, CET – Compuestos Estructurales. INTEMA [CONICET-UNMdP]

Sinopsis

Los denominados tubulares flexibles de material compuesto (FCP por su sigla en inglés), también denominados termoplásticos reforzados (RTP) o enrollables (SRPP), se presentan como un promisorio producto para líneas de transporte en la producción de petróleo y gas. Dentro de la denominación FCP se incluyen una serie de productos, la mayoría de los cuales están compuestos de 3 capas:
• un liner interno, generalmente conformado a partir de un polímero termoplástico (PE, XPE, PP);
• una estructura intermedia que actúa de refuerzo, normalmente basada en fibras de origen orgánico (vidrio, aramidas, carbono), aunque existen productos con fibras metálicas;
• un recubrimiento externo, el cual también generalmente se basa en un polímero termoplástico similar al que constituye el liner interno
La gestión de integridad de líneas de tubulares FCP presenta un desafío respecto de las variables a considerar y los potenciales métodos de inspección para realizar el seguimiento del estado de la instalación.
Luego de un adecuado y minucioso proceso de selección del producto, asumiendo que el proceso de fabricación se realiza bajo estándares trazables y se cumplen las buenas prácticas de instalación la gestión de integridad se concentra en el seguimiento de las variables críticas reflejado en el plan de inspección[1].
El envejecimiento o deterioro de los materiales durante el tiempo de vida en servicio requiere el conocimiento de los mecanismos involucrados y la evolución de estos mecanismos en las condiciones de operación. Los principales mecanismos de deterioro en materiales plásticos pueden resumirse en[2]:
• Modificaciones físicas. Permeación, hinchamiento, plastificación, solvatación y extracción de aditivos.
• Ataque químico. Corte de cadenas o entrecruzamiento.
• Fisuración por efecto de tensiones en presencia de productos químicos específicos
La cinética de evolución de estos mecanismos y el efecto de la pérdida de propiedades en la integridad de la instalación no resultan triviales.
El presente trabajo muestra la evolución del comportamiento de FCP comerciales sometidos a condiciones de operación simuladas en laboratorio medido a partir de propiedades consideradas potencialmente críticas para la integridad de la instalación. Los resultados obtenidos en condiciones de operación simuladas en laboratorio se comparan con tubulares en operación.

[1] API Recommended Practice 15SA
[2] Plastic Pipe Institute. “Chemical Resistance of Plastic Piping Materials TR-19. 2020”

Tema 4 - Diseño, Construcción, Materiales y Revestimientos

PRÁCTICA RECOMENDADA: ALMACENAMIENTO DE CAÑOS DE ACERO REVESTIDOS

Subcomisión de Revestimientos, Comisión de Integridad de Oleoductos y Gasoductos, IAPG

Andrea Moneta, GIE Group, moneta@giegroup.net
Maximiliano Pellasio, GIE Group, pellasio@giegroup.onmicrosoft.com
Pablo Cianciosi, YPF S.A., pablo.cianciosi@ypf.com
Edgardo Coos, Camuzzi Gas, edgardo.coos@camuzzigas.com.ar
Eduardo Carzoglio, Consultor Independiente, eduardo.carzoglio@gmail.com
Ignacio Lafoz, TGN S.A., ignacio.lafoz@tgn.com.ar

Sinopsis

El marco normativo de la industria de Gas para la estiba de caños revestidos en Argentina se ve regido por la norma NAG 109, la cual tuvo su última revisión en el año 1986. A lo largo del tiempo los materiales, los ensayos, los recursos tecnológicos y las exigencias en materia de seguridad y cuidado del medio ambiente, han evolucionado y muchas operadoras adoptaron nuevas prácticas para el almacenamiento de ductos que no se han visto plasmadas en una nueva revisión de la mencionada normativa.

Desde la Subcomisión de Revestimientos Anticorrosivos de IAPG, se trabajó durante 2023 en la elaboración de una Guía de buenas prácticas para la estiba de cañerías, tomando como base la estructura de NAG 109 e incorporándole todas las recomendaciones aportadas por las distintas empresas participantes de la Subcomisión (transportadoras, distribuidoras, proveedores de servicios y materiales), así como también las recomendaciones que se utilizan a nivel internacional.

El documento elaborado contiene el detalle de los métodos de ensayos y tipo de inspección que deberían realizarse durante el tiempo que se decida almacenar el activo y los que se deberían aplicar antes de poner en uso una cañería estibada. También incluye recomendaciones sobre el apilamiento, la protección contra la intemperie y prácticas para que las operadoras puedan asegurar la trazabilidad de sus activos.

CAUSAS RAÍZ DE FALLAS EN TURBOCOMPRESORES EN PLANTA DE LICUEFACCIÓN DE GAS NATURAL

Jose Luis Otegui, CONICET yAconcagua Ingeniería S.A,
jose.otegui@aconcaguaingenieria.com;
Gustavo Bianchi, CONICET e Instituto Malvinas, UNLP,
gustavo.bianchi@aconcaguaingenieria.com
Luciano Carlini, Aconcagua Ingeniería S.A.,
luciano.carlini@aconcaguaingenieria.com

Sinopsis

En este trabajo presentamos el análisis técnico especializado de las fallas ocurridas en los turbocompresores de propano (PR) y mezcla refrigerante (MR), componentes principales de la operación de una planta de licuefacción de gas natural (LNG) . El primer evento involucró al turbo compresor de propano y originó una parada de planta de varias semanas. Siguiendo las recomendaciones surgidas del análisis de falla realizado por la operadora, se realizaron modificaciones en este compresor y en el compresor de mezcla refrigerante. Pero no se pudo evitar una nueva parada prolongada de planta, pocos meses más tarde, debida esta vez a la falla del compresor MR. El análisis de falla realizado en el compresor PR se focalizó en las causas inmediatas, y no detectó algunas causas raíz de construcción y operación, comunes a ambos equipos.

Dada la magnitud de los costos resultantes de las fallas, el ente regulador solicitó a laboratorios argentinos un modelo realista de la sucesión de eventos que condujeron a las fallas, dentro de un Análisis de Causas Raíz (RCA), de acuerdo con las normativas de API RP585. Con los resultados de revisión de antecedentes en la industria en equipos similares y de los informes periciales realizados por la operadora en ambos equipos se determinaron las causas raíz de los eventos.

Se presentan detalles de las características del modelado desarrollado. La causa física inmediata de falla en ambos casos fue la fractura de álabes del estator del compresor axial debida a la propagación por fatiga de fisuras en la base de álabes estatóricos en la etapa de compresión del aire de combustión. Las causas subyacentes están relacionadas con esfuerzos cíclicos en los álabes por encima del umbral de fatiga del material, desgaste (Fretting/ Galling), y concentradores de tensión cerca de la base de los álabes estatóricos, probablemente provocados por corrosion pitting.

Algunas causas raíz de la segunda falla se deben a errores en el procedimiento de reparación preventiva: huelgo de punta de álabe inapropiado, inadecuado procedimiento de reparación, inadecuado control dimensional post reparación. El análisis realizado permitió también definir causas raíz comunes a ambas fallas:
- Corrosión pitting durante el servicio.
- Posibles errores de diseño: resonancia en los alabes estatóricos, material de los alabes con poca capacidad de endurecimiento por deformación.

- Deficiencia de diseño y selección de los filtros, no se dimensionó adecuadamente la agresividad de la atmosfera húmeda con alta concentración de cloruros y arena.

El operador reconoció la deficiencia en los filtros, reemplazó los filtros originales por elementos filtrantes de alta eficiencia, de acuerdo con la nueva normativa ISO 16890, e incorporó una nueva etapa de pre filtrado para protección de esos elementos.

EVALUACIÓN DE REVESTIMIENTO EN CAÑERIAS ESTIBADAS

Andrea Moneta, Maximiliano Pellasio, GIE Group,
moneta@giegroup.net; pellasio@giegroup.net

Sinopsis

Aunque las cañerías son fabricadas para prestar servicio enterradas, un gran porcentaje de ellas muchas veces permanece en estiba por largos períodos de tiempo. El diseño no contempla la exposición atmosférica en forma prolongada. Es frecuente que esta estiba se realice sin contar con un adecuado procedimiento, y más grave aún, sin un plan de mantenimiento ni una posterior evaluación de aptitud para el servicio.

En este trabajo se pondrá foco exclusivamente en el caso del revestimiento extruido tricapa (PET). A pesar de todos los controles PQT/PPT (Procedure Qualification Test/Pre-Production Test) que se realizan en fábrica, se viene registrando desde hace tiempo una severa problemática a nivel mundial caracterizada por la falta de adherencia. La gravedad reside en el apantallamiento de la protección catódica que esto produce en este tipo de revestimientos, permitiendo el avance de procesos corrosivos difíciles de detectar por medios eléctricos.

Lo mencionado anteriormente se agrava por el uso de cañerías que han estado estibadas por períodos prolongados sin el adecuado mantenimiento y con un faltante normativo respecto de los ensayos que deberían realizarse antes de su puesta en servicio. Es frecuente que se utilicen los mismos requerimientos utilizados en fábrica. Si bien esta es una práctica que pretende ser conservadora, lo cierto es que no todos los ensayos realizados en la planta de aplicación serían apropiados para la evaluación de aptitud luego de largos períodos en estiba.

En el presente trabajo se mostrará el caso de cañerías largamente estibadas a la espera de ser utilizadas en proyectos de construcción de nuevos ductos; donde se realizó un diagnóstico conceptual de aptitud para el servicio, que incluyó la determinación de ensayos de evaluación del estado de un revestimiento tricapa que permaneció casi 7 años a la intemperie. Se mostrarán los resultados de los estudios que contribuyeron al lanzamiento de un proyecto de escala nacional que tenía por objetivo mitigar la crisis energética local, minimizando postergaciones e inversiones extras en la compra de nuevas cañerías y, a su vez, frente a la urgencia, evitando usar directamente esta estiba sin una evaluación previa.

REPARACIÓN EN CAMPO DE REVESTIMIENTOS ANTICORROSIVOS EN CAÑERÍAS ENTERRADAS DE ACERO AL CARBONO

Subcomisión de Revestimientos,
Comisión de Integridad de Oleoductos y Gasoductos, IAPG

Ignacio Lafoz, TGN S.A., ignacio.lafoz@tgn.com.ar
Andrea Moneta, GIE Group, moneta@giegroup.net
Pablo Cianciosi, YPF S.A., pablo.cianciosi@ypf.com
Edgardo Coos, Camuzzi Gas, edgardo.coos@camuzzigas.com.ar
Eduardo Carzoglio, Consultor Independiente, eduardo.carzoglio@gmail.com

Sinopsis

Esta guía pretende ser un documento de referencia acerca de las normas, procedimientos y mejores prácticas para reparación de revestimientos anticorrosivos externos en cañerías enterradas de acero al carbono, dentro de los ámbitos de producción, transporte y distribución del Gas y Petróleo.

Se pretende recopilar y difundir la experiencia en servicio de las distintas operadoras, transportadoras y distribuidoras que forman parte de la subcomisión de revestimientos.

Estructurado a partir de los sistemas de revestimiento abarcados por la norma NAG-108, se elaborará sobre características de aplicación en campo y performance, preparación superficial, control de condiciones ambientales, control de herramientas e insumos, aplicación y control de calidad.

RESISTENCIA A LA CORROSIÓN DE MATERIALES 13CR EN AMBIENTES DE CO2 CON ALTO CONTENIDO DE CLORUROS

Jazmín Poliseno, Claudio Morales, Martín Valdez, Constanza Pássera, Mariana Pagnussat, Fabián Benedetto, Tenaris, jpoliseno@tenaris.com
Lelio Da Silva, YPF, lelio.dasilva@ypf.com

Sinopsis

Vaca Muerta, la segunda reserva de gas no convencional más grande del mundo, podría presentar en algunas zonas un ambiente severo en términos de corrosión debido a altas presiones de CO2, elevadas temperaturas observadas y alto nivel de cloruros. En el caso de los aceros al carbono, pueden observarse grandes pérdidas de espesor de pared después de los primeros meses de producción. Por lo tanto, frente a estas condiciones una posible solución es el uso de aceros inoxidables martensíticos (MSS). El grado API 5CT L80 13Cr ha demostrado tener una buena resistencia a la corrosión por CO2, pero con posibles limitaciones respecto al rango de temperatura y contenido de cloruros que podrían presentarse en algunas zonas de Vaca Muerta.

Para evaluar el comportamiento del L80 13Cr en condiciones representativas de algunos campos, se llevó a cabo estudios de laboratorio a una presión de 30 bar de CO2, a una temperatura de 115°C y a dos niveles diferentes de cloruro (65.000 mg/l y 150.000 mg/l). La evaluación de este material se realizó en conjunto al 13Cr Super 95ksi a modo de comparación. Además, se exploraron dos condiciones superficiales diferentes: algunas muestras se pulieron y se reservaron en un desecador durante 24 horas para promover la formación de capa pasiva y algunas muestras se pulieron inmediatamente antes de sumergirlas en la solución de prueba con la intención de simular un daño de la capa pasiva. Las velocidades de corrosión se calcularon a partir de cupones de pérdida de peso ensayados durante 30 días en una autoclave estática y en una autoclave giratoria donde se buscaba replicar una condición de flujo esperada en campo. Además, se analizaron los cupones en busca de picado. Este estudio de laboratorio fue complementario a algunas pruebas de campo en pozos agresivos.

Como se esperaba, se obtuvieron tasas de corrosión uniforme más altas para el material L80 13Cr en comparación con el 13Cr Super 95ksi. Esta diferencia fue más notoria al imponer un flujo. Las tasas de corrosión fueron ligeramente más bajas cuando se aumentó el contenido de cloruro. Esto último podría atribuirse a una menor solubilidad del CO2. En términos de corrosión localizada, el L80 13Cr presentó micro-picado solo en condiciones de altos cloruros. Los cupones con distintas condiciones superficiales no mostraron diferencia. Los resultados se validaron con observaciones de campo donde L80 13Cr ha mostrado un rendimiento aceptable hasta la fecha.
Palabras claves: MSS, 13Cr, cloruros altos, CO2, corrosión, picado, daño capa pasiva.

Tema 5 - Gerenciamiento de Integridad

ANÁLISIS DE CORROSIÓN EN DUCTOS MEDIANTE INTERACCIÓN DE PHASED ARRAY Y ESCANER 3D

Luis A. Ohara, Mauricio R. Bertotto, Petromark SRL
luis.ohara@petromark.com.ar; mauricio.bertotto@petromark.com.ar

Sinopsis

En el actual contexto de tecnología e innovación, la aplicación e interacción de las diferentes herramientas disponibles, aportan información sobre el estado de los activos analizados. En este caso, la combinación de software para evaluación y la técnica de relevamiento cuantitativa nos permite generar un detalle pormenorizado del estado de un tramo de tubería de manera precisa y rápida.
En los relevamientos sobre un ducto, pueden surgir anomalías en el interior y exterior del mismo. Mediante la aplicación sucesiva de ensayos de USPA (Ultrasonido Phased Array) e IVD (Inspección Visual Digital) permite registrar la pérdida de material de manera cuantitativa. Se hace especial mención en mecanismos de daño exterior, donde podemos encontrar áreas afectadas de difícil acceso para galgas de medición manual. La versatilidad del escaneo digital mediante una matriz láser permite obtener registros con mediciones precisas del estado superficial en cuestión de minutos.

Los datos se almacenan de manera segura en la nube, garantizando la accesibilidad y la integridad de la información.
Desde la nube, un colaborador de integridad colecta la información de las técnicas de USPA y de IVD y se ejecuta en el software de evaluación el análisis por separado de ambas técnicas. A continuación, se enlazan para realizar el análisis por criterios de ASME B31.G y B31.G modificado. Los resultados obtenidos influyen en la planificación de las reparaciones requeridas.

Entre las características más destacadas de la actividad, se pueden mencionar:

- Enlace de dos técnicas mediante software: La integración de USPA y de IVD permite un seguimiento preciso de la condición de hallazgos en tuberías, facilitando la identificación de áreas críticas y definiendo parámetros de servicios acorde a la condición.
- Historial Detallado: Se obtiene un análisis pormenorizado, que puede brindarse a otros proveedores y enriquecer inspecciones futuras.
- Presentación de informe de integridad: Al ser evaluada la información por el sector de integridad, los resultados exhibidos cuentan con la verificación del equipo para no omitir detalles o consideraciones de interés.

ANÁLISIS DE FALLA Y CAUSA RAÍZ. ROTURA EN DERIVACIÓN

Matias Vigliano, Transportadora de Gas del Norte SA, matias.vigliano@tgn.com.ar
Jose Luis Otegui, Aconcagua Ingeniería, jose.otegui@aconcaguaingenieria.com
Ricardo Ramos, Aconcagua Ingeniería, ricardo.ramos@aconcaguaingenieria.com

Sinopsis

Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio en una derivación, que fue detectada en la madrugada del 30 de octubre 2023.

Las caracterizaciones fractográficas en microscopia óptica y electrónica (SEM) permitieron verificar tres instancias de propagación de fisura en la zona de iniciación de la falla. El mecanismo de daño en servicio es desgarre en etapas, debidos a cargas controladas por desplazamiento (reacciones en la cañería de derivación) que generaron esfuerzos transversales al espesor, dirección en el cual el material del ducto presenta debilidades microestructurales. Estas debilidades han generado desgarros paralelos a la superficie del ducto, tanto en la zona de iniciación como en varias zonas de la propagación rápida de la fractura.

Las caracterizaciones metalográficas permitieron verificar la ausencia de mecanismos de daño en servicio por SCC. Las caracterizaciones químicas y mecánicas no revelaron no conformidades severas en los materiales. El material del gasoducto cumple los requisitos de la norma para un acero API 5L X52, excepto por contenidos de fósforo superiores a los límites de norma. Asimismo, se encontraron socavaduras que contribuyeron a la iniciación del defecto cuya propagación en servicio dio origen a la falla.

El estudio de las condiciones operativas del gasoducto no justificaron por sí mismas el mecanismo de falla descripto anteriormente. La utilización del modelo numérico para evaluar diferentes escenarios alternativos permitió encontrar una situación compatible con el análisis de falla y con las condiciones de construcción de la derivación.

Se discuten las causas raíz del problema, y se realizan recomendaciones para evitar este tipo de fallas para aplicar en derivaciones ya existentes o al momento de diseñar y colocar derivaciones nuevas.

CALIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE INSPECTORES DE DEFECTOS EN CAMPO. VENTAJAS Y BENEFICIOS

Alan Cornejo, Martín Melucci y Emanuel Benitez, Transportadora de Gas del Norte (TGN)
alan.cornejo@tgn.com.ar, martin.melucci@tgn.com.ar y emanuel.benitez@tgn.com.ar

Sinopsis

Una de las tareas más relevantes en el análisis de integridad estructural es el relevamiento y medición de anomalías en campo. Estos datos son de vital importancia para el cálculo de aptitud para el servicio de las instalaciones. Al ser una tarea dependiente del operador y de las tecnologías se suele incurrir en distintos tipos de desvíos.

Para abordar esta problemática, TGN ha diseñado un esquema integral con el objetivo de generar confianza y garantizar resultados precisos en estas tareas. Dicho esquema se compone de dos elementos fundamentales:
- Equipos de Medición: Seleccionar y utilizar instrumentos adecuados es esencial para obtener mediciones fiables.
- Personal Calificado: La capacitación y competencia del personal son pilares fundamentales para asegurar la calidad de los datos recopilados.

En el presente trabajo se detallará el proceso de certificación de Inspectores de integridad abocados a la tarea de evaluación de defectos, donde las principales motivaciones del proceso fueron:
- Garantizar Conocimientos y Habilidades: La certificación verifica que los inspectores posean los conocimientos teóricos y prácticos necesarios y los equipos indicados para las evaluaciones
- Seguimiento Normativo: Se asegura que se apliquen de manera continua las normativas y procedimientos internos vigentes.
- Registros y Trazabilidad: Contar con registros confiables y trazables es esencial para la gestión de anomalías.
- Aplicaciones de Campo Eficientes: Se promueve el uso de herramientas que simplifiquen la recolección de información.
- Reducción de Riesgos: Minimizar errores y fallos en los análisis de aptitud para el servicio.
- Claridad en Responsabilidades: Comprender las tareas y responsabilidades propias de un inspector de integridad de ductos.

Este proceso de certificación se realiza de manera anual y permite realizar un análisis de desempeño y realizar ajustes a lo largo del proceso. Esta certificación consta de validaciones de conocimiento teóricas, como así también prácticas. (relevamiento de patrones bajo norma y anomalías reales).
Este proceso de certificación es fundamental para garantizar la eficiencia y la fiabilidad del proceso de gestión de anomalías y es por lo que en el siguiente trabajo se explicará la metodología empleada para obtener esta certificación interna que habilita a los inspectores a realizar estas tareas en campo.

CERTIFICACIÓN DE PERSONAS EN PROTECCIÓN DE SUPERFICIES (CPPS): AVANCES Y PERSPECTIVAS

Héctor Ignacio Pérez, Daniela Stoklosa, Yanina Ieracitano,
Instituto Nacional de Tecnología Industrial
hperez@inti.gob.ar; dstoklosa@inti.gob.ar; yieracitano@inti.gob.ar

Sinopsis

Todos los procesos poseen etapas críticas que deben contemplarse para asegurar su desarrollo efectivo. En el ámbito de la protección de superficies metálicas, la experiencia demuestra que el componente humano encargado de llevar a cabo los diferentes procesos es determinante. Por ello, es fundamental elevar los estándares respecto a las aptitudes, habilidades y conocimientos teóricos básicos del personal que desempeña dichas tareas.

En respuesta a esto, desde el INTI se está impulsando un esquema de certificación de personas en esta temática, de acuerdo con los lineamientos de la norma internacional IRAM-ISO/IEC 17024:2013. El objetivo es lograr el reconocimiento formal, por una tercera parte independiente, de que una persona posee competencia laboral en su área de acción. Esto establece un conjunto mínimo de capacidades, que permitirán, por un lado, aumentar la calidad, confiabilidad y rentabilidad de los trabajos; y por el otro, disminuir el reprocesado de estructuras por fallas prematuras, paradas de planta excesivas, ejecución de garantías, entre otras contrariedades.

Este trabajo de certificación se realiza con la participación de múltiples actores, entre los que se puede encontrar fabricantes y proveedores de esquemas de recubrimientos y equipos de aplicación, empresas usuarias y prestadoras de los servicios de aplicación, entidades gubernamentales, cámaras, escuelas de capacitación y profesionales independientes (aplicadores, inspectores, etc.). Todas las partes interesadas participan y definen todos los aspectos del proceso de certificación, por medio del Comité Técnico Asesor.

Actualmente, el proceso de CPPS se encuentra en las etapas finales del protocolo de la Especialización de aplicación de recubrimientos para usos industriales (Pintores Industriales), con la intención de que en un futuro sea solo una de las muchas especializaciones asociadas, entre las que pueden incluirse pretratamientos superficiales, como el chorreado abrasivo o métodos químicos, aplicación de recubrimientos especializados, como el recoating de cañerías, y eventualmente incluir tareas de inspección de recubrimientos, como el de operario de control de calidad de recubrimientos.

COMPARATIVA DE ESTUDIOS QRA UTILIZANDO LAS BASES DE DATOS RIDA Y EGIG

Esteban Cáceres, Mayra Lagarde, Andrés Rodriguez, Aconcagua Ingeniería esteban.
caceres@aconcaguaingenieria.com;
mayra.lagarde@aconcaguaingenieria.com;
andres.rodriguez@aconcaguaingenieria.com

Sinopsis

Este estudio se centra en la realización de un análisis de riesgo cuantitativo (QRA) para un gasoducto de transporte de gas natural, utilizando la base de datos argentina RIDA (Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina). El estudio aborda las amenazas críticas en gasoductos, tales como corrosión externa, daño por terceros y defectos de manufactura y construcción, mediante un enfoque cuantitativo que evalúa la probabilidad de ocurrencia de eventos adversos, aprovechando la especificidad de la base de datos RIDA en el contexto argentino.

El objetivo del trabajo implica la comparación de los resultados obtenidos por la metodología con aquellos obtenidos mediante la aplicación de la base de datos europea EGIG. Esta comparativa permite identificar posibles discrepancias, o sensibilidad en factores particulares, en los niveles de riesgo asociados al transporte de gas natural en diferentes regiones, ofreciendo así una visión más amplia y completa de las condiciones específicas de cada entorno.

La relevancia de este trabajo radica en su contribución al fortalecimiento de la gestión de riesgos en el sector de gasoductos en Argentina. La comparación en un caso de aplicación entre las bases de datos RIDA y EGIG no solo proporciona información valiosa sobre las particularidades del riesgo en gasoductos argentinos, sino que también respalda la formulación de estrategias de prevención más eficientes, propias del entorno nacional, contribuyendo al desarrollo de prácticas más seguras en este sector.

CORROSIÓN BAJO AISLACIÓN

Leandro Lezcano, TGS, leandro_lezcano@tgs.com.ar

Sinopsis

La Corrosión Bajo Aislación es un fenómeno que afecta a cañerías y recipientes sometidos a presión de diversas calidades de materiales, en diferentes condiciones y contextos, ambientales y operativos. Este mecanismo de daño se produce como resultado ante la presencia de humedad bajo el aislamiento, consecuencia de múltiples factores que dan lugar al inicio y propagación del mismo.

Por la naturaleza de esta amenaza, en muchos casos, la inspección, mitigación y el mantenimiento son procesos basado en detección, centrándose en acciones correctivas, donde dicho fenómeno ha avanzado significativamente. Esto incide en elevados costos, ya sea por las acciones correctivas, como por el tiempo de inactividad del activo durante la ejecución de estas.

En tgs, tenemos antecedentes sobre esta amenaza en equipos y cañerías de plantas compresoras de transporte y plantas de procesamiento y almacenaje de gas natural.

En este trabajo técnico se compartirán y demostrarán causas y condiciones necesarias para el origen y propagación del mecanismo de daño de CUI, a partir de exponer los casos más representativos ocurridos en tgs. Y como a raíz de la evidencia y análisis de los mismos se trabajó en la revisión de planes de inspección y evaluación, basado en la predicción, prevención y mitigación, siguiendo los lineamientos de las normativas internacionales y practicas recomendadas de la industria; las cuales brindan herramientas de inspección y análisis de los resultados para lograr mayor confiabilidad en los procesos, y consecuentemente, una extensión de la vida útil de los componentes afectados a partir del control y/o reducción de la probabilidad de ocurrencia de fallas logrando una adecuada gestión del riesgo.

CORROSIÓN COMBINADA POR BACTERIAS, CO2 Y H2S EN DUCTO DE PLANTA DE GAS

C. Seijas (1); (1) Ingeniero químico en la Unidad de Investigación, Desarrollo, Extensión y Transferencia "Innovación Energética y Ambiental", Instituto Malvinas, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata y en Tections South S.A.
cseijas@tections.com
Gustavo Bianchi, Aconcagua Ingeniería S.A. (Neuquén Argentina) y Unidad de Investigación, Desarrollo, Extensión y Transferencia "Innovación Energética y Ambiental", Instituto Malvinas, Fac. Ingeniería, UN de La Plata,
Gustavo.bianchi@aconcaguaingenieria.com
Luciano Carlini, Aconcagua Ingeniería S.A. (Neuquén Argentina),
Luciano.carlini@aconcaguaingenieria.com
E. Cuevas, Tections South S.A., Ecuevas@tections.com

Sinopsis

El CO2 genera incrustaciones de carbonato de hierro que cubre el metal y retarda la tasa de penetración de la corrosión. Este depósito puede ser removido por la acción del fluido o iones como los cloruros.

La corrosión por el gas ácido H2S genera una picadura de fondo redondo y de profundos bordes biselados. Es usualmente pequeña, ocasional y dispersada sobre toda la superficie del componente. Un segundo agente de corrosión, generado por el H2S es la incrustación de sulfuro de hierro.

En este trabajo, en los tramos del ducto de gas húmedo analizado, en el análisis por microscopía electrónica de barrido (MEB) en una región con presencia de picado y depósitos de corrosión, se encontró evidencia de los granos del metal fisurados, tanto de manera intergranular como transgranular, evidenciando que sufrieron ataques corrosivos producidos por el CO2 y el H2S.

También al realizar un análisis por MEB en la región de la raíz interna del cordón de soldadura y sus alrededores, se evidenciaron efectos de los ataques ocasionados por bacterias sulfato reductoras (BSR). Con los análisis por EDS se corroboró la presencia de azufre en los depósitos de corrosión.

En conclusión, la corrosión encontrada en el interior de estas tuberías de acero al carbono es compatible con la presencia de cloruros en el condensado, junto con una alta concentración de sales y presencia de CO2 transportado en el gas. En particular, la corrosión localizada fue originada por el efecto sinérgico entre el CO2 y el H2S, lo que se respalda con el hallazgo de fracturas del tipo transgranular en las imágenes con el MEB.

ESTRATEGIAS NOC PARA MECANISMO DE DAÑO POR EROSIÓN

Iván Barrientos, Sebastián Chevalier, Marcelo Cañaveras, Tecpetrol
ivan.barrientoscabrera@tecpetrol.com;
sebastian.chevalier @tecpetrol.com; marcelo.canaveras@tecpetrol.com

Sinopsis

Los nuevos sistemas de extracción No Convencional de los pozos de gas en conjunto con el desafío constante de asegurar la integridad de los sistemas que contienen energía, y por ende el flujo de producción conocido también como flow assurance, nos han impulsado al desarrollo y análisis de riesgo donde se refleja el conocimiento pasado, actual y futuro de cada sistema. Así se combinan decisiones estratégicas de extracción, caudales de producción, presiones de boca de pozo, tasas de separación de arena, estados de evolución de pozos, construcción de las facilidades instaladas desde el diseño y las nuevas.

Como parte del proceso de Gestión de Integridad implementado en Tecpetrol S.A. se realizó en 2019 un análisis de riesgo base para el sistema de producción de los pozos (PAD) mediante un modelo cuantitativo. Dicha evaluación permitió identificar las amenazas principales y definir las acciones del programa de inspección, monitoreo y mitigación basadas en riesgo. A partir de una falla ocurrida en el 2023, el sistema se reevaluó y también el plan original, dando origen a un plan de segunda generación, basado en la revisión de los mecanismos de daños propuestos en el estudio de riesgo, combinando más herramientas de análisis, cómo simulaciones por elementos finitos, uso de ecuaciones distintas a API 14E, migrando a los modelos de Salama y DNV (Det Norske Veritas) para calcular velocidades de erosión. Así se cambiaron y combinaron técnicas de inspección específicas para el mecanismo de daño encontrado. La necesidad de re inspeccionar más de 180 pozos en producción, se combinó con la metodología utilizada en el seguimiento de la gestión, revaluando resultados y actualizando al modelo de análisis de riesgo cuantitativo. Con las metodologías de cálculo de probabilidad, consecuencia y riesgo, el modelo cuantitativo se basa en probadas normativas y publicaciones internacionales, principalmente API RP 581 (Inspección basada en riesgo). Dando origen al Plan de Inspección de tercera generación, que combina una nueva técnica para visualizar y validar la presencia del mecanismo de daño presente en forma instantánea.

ESTUDIO SOBRE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE EVALUACIÓN DIRECTA DE CORROSIÓN EXTERNA (EDCE/ECDA) EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CGP/CGS (2010-2023)

Juan M. Cerzón Matías P. Pirotti, Alejandro Lorenzo, Camuzzi
juan.cerzon@camuzzigas.com.ar; matias.pirotti@camuzzigas.com.ar;
alejandro.lorenzo@camuzzigas.com.ar

Sinopsis

La evaluación directa (ED) es uno de los métodos propuestos por la parte O de NAG-100 para la evaluación de la integridad de las líneas de transmisión. Tanto en CGS como CGP es utilizado como método de evaluación primario para las amenazas de corrosión externa. En este caso, se la denomina evaluación directa de corrosión externa (EDCE) o external corrosion direct assessment (ECDA).

Este método consta de 4 pasos:
• Pre-evaluación.
• Examinación indirecta.
• Examinación directa.
• Post-evaluación y evaluación continua.

Habiendo ya pasado varios años desde la entrada en vigencia de la Adenda N°1 Año 2010, en la cual se prescriben los requerimientos mínimos de un programa de gerenciamiento de integridad de líneas de transmisión de acero, consideramos importante realizar un análisis y estadística de los resultados obtenidos a lo largo del proceso, el cual implicó hasta el momento, aproximadamente, la examinación indirecta de 9700 km de cañerías y la ejecución de 1000 pozos de examinaciones directas.

A tal fin, se hizo una recopilación de todas las examinaciones directas realizadas en CGS y CGP entre 2010 y 2023 en el marco de los planes de gerenciamiento de integridad de cada cañería. De esta forma se relevó gran cantidad de datos que, analizados en conjunto, permitieron obtener conclusiones sobre la eficacia del método en la evaluación de corrosión y la incidencia de diversos factores.

Son algunos de los objetivos del análisis:
• Estudiar la incidencia de la antigüedad de la cañería en la susceptibilidad del revestimiento de las cañerías a sufrir fallas de revestimiento y corrosión.
• Estudiar la incidencia del tipo de revestimiento de la cañería en la eficacia de los métodos DCVG y CIS para la detección de fallas de revestimiento en la fase de examinación indirecta.
• Estudiar la incidencia del tipo de revestimiento en la susceptibilidad a la corrosión externa de la cañería, siendo de particular interés la diferencia entre los del tipo A1 y G4.

• Estudiar la incidencia de la resistividad del suelo, pH y potencial caño-suelo en los fenómenos de corrosión en la cañería.
• Tener una estadística de las causas de defectos volumétricos encontrados en las cañerías: corrosión vs daños por terceros.
• Desarrollar y establecer una tipificación de fallas de revestimiento.
Identificar oportunidades de mejora en los procesos de cualquiera de las 4 fases de la evaluación.

EXPERIENCIA EN LA UTILIZACION DE TECNICA DE INSPECCION POR MEMORIA MAGNETICA DE METAL Y REPARACION EN FRIO CAÑERÍA 24”

Agustín J. Marcuzzi, Matías P. Pirotti, Alejandro Lorenzo, Camuzzi,
agustin.marcuzzi@camuzzigas.com.ar;
matias.pirotti@camuzzigas.com.ar;
alejandro.lorenzo@camuzzigas.com.ar

Sinopsis

La alimentación de gas a la ciudad de La Plata y alrededores se realiza a través de una cañería de 24” Dn y la misma constituye uno de los principales activos de Camuzzi teniendo en cuenta la cantidad de usuarios asociados a su operación.

Dicha cañería, tiene una antigüedad considerable (61 años) y no está preparada para el pasaje de scrapers inteligentes.

Por este motivo, Camuzzi venía utilizando metodologías de inspección directa (la combinación de estudios CIS-DCVG y pozos de inspección) a los efectos de verificar la integridad de la misma.

Adicionalmente y ante el ofrecimiento de un proveedor local de realizar una prueba con un método de inspección por un método no muy explorado en el país como el de Memoria Magnética de Metal (MMM), se sometió a la cañería a dicha inspección y se encontraron tres anomalías de importante magnitud (según el tipo de reporte de este tipo de estudio).

Este método requiere una inspección directa para caracterizar las anomalías y luego de realizar las mismas, se verificó que una de estas se correspondía con un importante defecto de laminación en el caño y para caracterizarlo detalladamente se utilizaron distintas técnicas de inspección no destructivas.

Una vez caracterizada la falla, que tenía más de 6 mts. de longitud, se aplicó la técnica de Fitness For Service según API 579 Nivel 2 (el nivel 1 requería la reparación del caño) y de la cual se desprendía que, si bien el caño era apto para seguir operando, requería de inspecciones periódicas.

Ante esta situación se resolvió realizar una reparación en frío utilizando un material de matriz compuesta para dar una solución definitiva al problema.

Teniendo en cuenta que en la solución de este trabajo se aplicaron técnicas novedosas (al menos para la empresa) de inspección y reparación consideramos importante compartir todo el proceso, desde la inspección hasta la reparación final y las tomas de decisiones involucradas.

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DEL OLEODUCTO LOMA LA LATA

Gustavo Paez, Fernando Dilucente, YPF SA
gustavo.paez@ypf.com, fernando.dilucente@ypf.com

Sinopsis

La producción de condensados del yacimiento Loma La Lata es de 1200 m3/día y junto con la producción de yacimientos No convencionales lindantes de la compañía, da un total de 10.000 m3/día los cuales son procesados en la planta Cabecera de Bombeo. Esta producción se transporta a través de un Oleoducto de 93 km de longitud comprendido en 5 tramos de 12"- 8" de diámetro.

Los tramos 2 y 3 con 44 años desde su puesta en marcha, son los que cuentan con mayor antigüedad; con la salvedad que de los primeros 30 años no existen registros de inspección/mantenimiento.
Para mejorar la confiabilidad de los 2 tramos, se comenzó con un plan de inspección de tecnologías de herramientas inteligentes innovadoras para el negocio (MFL-A Ultra y MFL-C), junto con un plan de verificación/reparación de los defectos para validar estas tecnologías.

Ambos tramos presentaban un riesgo elevado y una MAPO limitada, ocasionando una restricción para aumentar la capacidad de transporte; para lo cual se plantearon en el tiempo dos hipótesis; inicialmente el reemplazo total de los dos tramos y luego se analizó y evaluó una segunda, la cual contaba de realizar un estudio técnico exhaustivo que nos permita darle una viabilidad técnica-económica con un programa de aseguramiento adecuado. En esta última hipótesis y sobre el tramo 2 nos focalizaremos principalmente en dicho estudio.

GESTIÓN GLOBAL DE INTEGRIDAD EN UN YACIMIENTO MADURO

Emilio Kuchen, Maria Pia Areal, Cristian Perrini, Pluspetrol

Sinopsis

La gestión desde el foco de integridad para un campo maduro, con un nivel de desarrollo avanzado que comprende más de 1000 pozos, 3 plantas de tratamiento y una veintena de satélites, con más de 130 tanques y 40 equipos de proceso, es un desafío por la magnitud, variedad de equipos y mecanismos de daños presentes. Para el abordaje de esta problemática de desplegaron una serie de estrategias preventivas principalmente análisis de riesgo según API 580/581, y estrategias de gestión de deficiencias.

Con el envejecimiento del activo, sumado a diversas causas que generaron diferimientos en inspecciones, tales como contexto económico de Argentina y la pandemia, los resultados de los análisis RBI comenzaron a arrojar niveles de riesgo por encima de los targets de la compañía, como se observa en la Figura 1. Este escenario requirió un abordaje específico para mitigar y controlar el riesgo.

Ante la alta probabilidad de falla asociada a los mecanismos de daño y la extensión del piping en plantas principales e instalaciones descentralizadas de definió un plan para abordar esta problemática, dicho plan tenía dos ejes; por un lado, una fuerte campaña de inspección, para poder definir con claridad las necesidades de remplazo; en forma paralela se inició un plan de remplazo de piping, dentro de este plan el primer año se logró remplazar más de 80 spooles. Una estrategia similar se llevó a cabo con válvulas de proceso, dentro del yacimiento contamos con un universo de más de 5000 válvulas, por lo que se hizo un análisis para la segmentación de modos y tipos de falla, lo que permitió definir la estrategia de inspección y remplazo.

Respecto a equipos y tanques, debido a la magnitud del yacimiento y la cantidad de equipos con los que contamos, llegamos a la conclusión que la capacidad de trabajo para intervenciones del equipo de O&M propio no era suficiente para el número de apertura en equipos para mantenimiento e inspección necesarias para poder llevar el riesgo a los niveles tolerables. Debido a este se avanzó con la contratación de un servicio tercerizada para intervenciones en equipos que trabaje de forma paralela. De esta forma pudimos lograr intervenir hasta 30 tanques y 4 equipos. Las intervenciones para mantenimiento e inspección interna se complementaron con diversas actividades de inspección externas.

A través de esta gestión global se logró reducir el número de equipos en riesgo alto en un 42% y medio-alto en un 37% en el año 2023, como se observa en la Figura 1. Esta reducción de riesgo se vio reflejada en un menor número de fallas y eventos tanto en equipos como piping y válvulas, lo que valida el análisis y confirma la efectividad de los planes empleados.

INTEGRACIÓN DE MÚLTIPLES CARRERAS ILI

Esteban Cáceres, Mayra Lagarde, Luciano Carlini, Aconcagua Ingeniería
esteban.caceres@aconcaguaingenieria.com;
mayra.lagarde@aconcaguaingenieria.com;
Luciano.carlini@aconcaguaingenieria.com

Sinopsis

En el ámbito de la integridad de ductos, la integración de múltiples inspecciones internas ILI (In-Line Inspection) emerge como un proceso clave para evaluar y proyectar el estado de integridad de los ductos a lo largo del tiempo. La complejidad en el emparejamiento de indicaciones aumenta cuando las inspecciones involucran tecnologías y proveedores diversos, dificultando la correlación de datos especialmente en ductos con varios años de operación.

Para agilizar el emparejamiento de anomalías, se desarrolló una aplicación en VBA (Visual Basic for Application) ejecutada en Microsoft Excel. Esta herramienta permite ingresar parámetros relacionados con el formato de datos y las herramientas utilizadas en cada inspección, facilitando el emparejamiento automático de indicaciones entre dos o más inspecciones consecutivas.
La automatización ofrece ventajas significativas, eliminando errores humanos y acelerando la generación de informes.

Por un lado, la correlación de resultados de inspección de dos tipos de herramientas diferentes permite evaluar la interacción de distintos mecanismos de daño sobre el ducto bajo estudio.
Adicionalmente, el emparejamiento de inspecciones consecutivas permite evaluar el avance de los mecanismos de daño dependientes del tiempo. En este sentido, nos enfocamos en las amenazas de corrosión interna y corrosión externa, emparejando las indicaciones de pérdida de metal en la pared interna y externa del ducto respectivamente. El cálculo de la tasa de corrosión implica calcular la diferencia de profundidades entre indicaciones emparejadas, considerando linealidad en la tasa de corrosión. La aplicación realiza un análisis estadístico conjunto de las velocidades de corrosión, aportando una visión completa para evaluar la integridad del ducto.

Las anomalías emparejadas se representan como variables aleatorias normales, permitiendo estimar velocidades de corrosión tanto interna como externa. Luego, siguiendo las indicaciones de la normativa DNVGL-RP-F101, proyectamos el crecimiento de todas las anomalías utilizando la tasa de corrosión estimada que proporcione un nivel de certeza del 95% para el periodo evaluado.
Este enfoque no solo optimiza los tiempos de emparejamiento de indicaciones, sino que también mejora la fiabilidad de las proyecciones, cumpliendo con estándares reconocidos en la industria. La aplicación se presenta como una herramienta valiosa para la gestión efectiva de la integridad de ductos en entornos donde se ven involucradas múltiples inspecciones y tecnologías.

INTEGRIDAD DE RECIPIENTES A PRESIÓN AGUADA PICHANA OESTE

Martin Quiroga, Emiliano Vergara, Jhoan Guerrero, Cristian Leonel Alfaro,
Pan American Energy SL,
mquiroga2@pan-energy.com; evergara2@pan-energy.com;
jmguerreroyoris@pan-energy.com;calfaromolina@pan-energy.com

Sinopsis

Pan American Energy SL. Suc. Argentina, dentro de la Unidad de Gestión Neuquén, opera las áreas Aguada Pichana Oeste y Aguada de Castro. Ambos Yacimientos son parte de la formación VM, en el mismo se extrae, procesa y transporta shale gas. Donde actualmente la producción de gas promedia los 8MMSm3/gas.

Dentro de la estrategia de PAE para el desarrollo inicial del área, se instalaron facilidades modulares llamadas MT (Módulos transportables) donde a través de skid se montan un conjunto de equipos como separadores, torres TEG y regeneradora de glicol, lo que permito extraer el gas crudo y mediante un proceso simple ponerlo en especificación de venta a través de estas instalaciones y poder transportarlo e inyectar a venta. Esto permitió a PAE desarrollar rápidamente el área con instalaciones poco complejas.

Luego de un tiempo de operación no convencional, se encuentran mecanismos de corrosión y erosión que comienzan a afectar este tipo de instalaciones y disminuir sus condiciones de operación y vida remanente, lo cual requiere determinar una estrategia intensiva de inspección de equipos que permita anualmente revisar y evaluar la aptitud para el servicio de los equipos.

Los equipos son reutilizados en nuevos puntos e instalaciones y para esto adicionalmente se requiere mantener una trazabilidad de las inspecciones y el estado de integridad de los recipientes a presión para lo cual se genera una aplicación donde se puede consultar las características técnicas, estado de integridad y datos de inspección de los equipos en una visualización simple y rápida que agiliza la toma de decisiones para la operación.

La app se creó en “PowerApp” sin códigos, diseñada, desarrollada e implementada por los ingenieros de integridad y corrosión del equipo.

LIMPIEZA DE DUCTOS DE PETRÓLEO NOC VS TRATAMIENTO QUÍMICOS

Adriana Blanco, Cristian Aburto, Florencia Iuliano,4Verónica Emiliani, Marcos Bragagnolo, Cristian Alfaro, PAE SL., Neuquen – Argentina
ABlancoMartinez@pan-energy.com;
caburtoanazco@pan-energy.com;
fiulianoferrero@pan-energy.com;
vlemiliani@pan-energy.com;
mbragagnolo@pan-energy.com;
calfaromolina@pan-energy.com

Sinopsis

El transporte de hidrocarburos por oleoductos es un desafío debido a la presencia de parafina, caracterizados en general por la TWAT (Temperatura de aparición de primer cristal de ceras) del crudo, lo que dificulta el aseguramiento del flujo en ductos, interrumpiendo la operación normal del ducto y disminuyendo la confiabilidad de los sistemas.

La UGNQN, se cuenta con 5 ductos principales que transportan petróleo interplantas y hacia ULACT. Se transporta diariamente 3000 m3 de petróleo. Son tres áreas productoras de petróleo: Lindero Atravesado, Coirón Amargo sureste y Bandurria Centro.

En los petróleos producidos hay variables críticas que se tienen en cuenta para la deposición de parafinas: el porcentaje de parafinas, entre 3% y 10%, a la Twatt está entre 30 y 40 °C, velocidad de transporte del fluido y la temperatura del sistema. En el caso de nuestros ductos, la salida de las plantas se encuentra por encima de la Twatt, pero el perfil de temperatura baja enseguida, lo que lleva a la posibilidad de deposición de parafinas en los ductos, Por otro lado, en época invernal la temperatura baja significativamente, lo que favorece aún más la deposición de parafinas.

Se realizó estudio para aplicación de tratamiento químico en los ductos, con la recomendación de limpieza mecánica para compensar el % de inhibición que no se logra con el producto químico. La ppm establecida para disminuir la deposición de parafinas en época invernal por ducto es de 250 ppm de inhibidor de parafinas y 100 ppm de solvente de parafinas.

Con la implementación de las limpiezas mecánicas, se logró optimizar el TTQ , logrando en época de verano reducir a cero el consumo de químico en uno de nuestros ductos y en el resto se redujo sustancialmente el consumo de inhibidor de parafinas y solvente. Hubo un ahorro de 47% en mejoradores de flujo.

En este proceso de trabajo se logró asegurar que las operaciones pigging se realicen de manera sustentable, con el menor riesgo posible, y sistematizado en 7 pasos por limpieza, donde identificamos los principales beneficios:

• Ahorro estimado de 600MUSD
o Reducción de Dosificación de PQ.
• + Confiabilidad Operativa de ductos:
o Disminución de un 10% en las presiones operativas.
o Eliminación de 100% de paros por taponamiento de filtros.
o Disminución en la utilización de recursos finitos para la operación.
• - 104 Kg de parafina anual.
• Disminución de la probabilidad por corrosión interna (MIC).

Palabras clave: Crudo – Gestión – Limpieza mecánica – Twatt- Transporte- Tratamiento - No Convencional - Convencional

MÁS ALLÁ DE LA INTEGRIDAD: LOS RIESGOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE UN SERVIDOR PÚBLICO

José Luis Robles Laynes, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) jrobles@osinergmin.gob.pe

Sinopsis

El objetivo de este trabajo es profundizar los aspectos relacionados a la gestión de riesgos, aportando una mirada particular: la de un Servidor Público dedicado a fiscalizar instalaciones de infraestructura energética (Servidor).

Esta mirada particular es diferente a la de los ingenieros del tipo tradicional que solemos tratar con solvencia y profundidad las amenazas del tipo "hard". No obstante, conviene recordar que los riesgos están asociados a percepciones, siendo diferente el riesgo "percibido" por una Empresa, que el que pueden percibir el Estado o los ciudadanos.

En este contexto, el Servidor ejecuta sus actividades considerando una fiscalización ex-ante, en la cual su actuación estará sujeta a aciertos y desaciertos, pudiendo, estos últimos, generar sobrecostos, o a que no se traten riesgos que debieron ser mitigados. De otro lado, podemos hablar de un escenario ex-post, que considera los eventos posteriores a la ocurrencia de un accidente mayor; por el cual la Empresa pierde prestigio y el Estado, legitimidad. Adicionalmente, aparecen factores que hacen que el Estado pueda decidir aplicar medidas coercitivas poco relacionadas con los aspectos técnicos, para lo cual se iniciará una búsqueda de culpables.

En la mencionada búsqueda de "culpables" se tratará de responsabilizar al Servidor, a quien: a) si supervisó con "acierto", se le imputará que algo se le escapó; y, b) si dio la conformidad a algo que no debía, lo harán (¿único?) responsable, haciéndolo pasar por un tedioso proceso legal.

Lo mencionado grafica un escenario en el cual un Servidor puede tener incentivos para que, ante la duda, decida desaprobar algo que debió ser aprobado. De otro lado, para los casos en que se haya aprobado algo que debió desaprobarse, no se puede afirmar de buenas a primeras que se trata de una falta ética, pudiéndose tratar de un error involuntario. Sea cual sea el caso, sin ser permisivos con los casos en los cuales se identifique "dolo", corresponde que el ente fiscalizador implemente los filtros pertinentes para mitigar los impactos de los errores que los Servidores puedan cometer. Asimismo, corresponde tomar medidas convenientes para mejorar el desempeño de los Servidores y de las instituciones que realizan la fiscalización.

De otro lado, aunque la opinión pública no siempre lo ve así, la responsabilidad de la operación de una instalación es de la Empresa, no de los Servidores. Por ello, las instituciones dedicadas a la fiscalización deben apuntar a que sea la propia empresa la que gestione sus riesgos de manera adecuada y oportuna.

PROGRAMA DE GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE CAÑERÍAS ENROLLABLES

Adolfo Pellicano, Sintec S.A. – Mar del Plata, apellicano@sintecsa.com.ar
Pablo Montemartini, INTEMA - Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales – UN Mar Del Plata CONICET, pmontema@fi.mdp.edu.ar
Martín Toscano, Phoenix Global Resources – Bs. As., m.toscano@phoenixgr.com

Sinopsis

El objetivo de este documento consiste en presentar los lineamientos mínimos requeridos para la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Cañerías Enrollables de polietileno de alta densidad (PEAD), que permita garantizar la operación segura de las cañerías, el cumplimiento de la normativa vigente y la satisfacción de las expectativas corporativas. Estas cañerías flexibles presentan tres capas, una interna (liner) que provee la resistencia química a las sustancias transportadas, una capa intermedia que brinda la resistencia mecánica, y una capa exterior que protege de agentes externos. Un programa de gestión de la integridad de las tuberías es un conjunto de políticas, procesos y procedimientos documentados para gestionar el riesgo de las tuberías.

Para garantizar la integridad de estas cañerías es necesario llevar a cabo un proceso sistemático de identificación de amenazas, caracterizar los posibles modos de falla involucrados, realizar una evaluación de los riesgos asociados, establecer los requisitos de prueba y los ensayos a realizar tanto en el campo como en laboratorio, definir las prácticas de inspección requeridas, determinar las prácticas de inspección de las etapas de acoplamiento y ajuste final, desarrollar las metodologías de reparación requeridas y detallar la documentación que es necesario preservar para realizar los estudios de integridad presentes y futuros. Asimismo, debe incluir una serie de actividades que permitan evaluar la performance del programa y la retroalimentación en función de los resultados obtenidos para asegurar la optimización continua de todo el proceso.

Palabras clave: gestión de integridad, polietileno de alta densidad, análisis de riesgos.

PRUEBAS HIDRÁULICAS E INCREMENTOS DE PRESIÓN COMO MÉTODOS DE VALIDACIÓN DE MAPO

Fernando Horacio Vazquez. Transportadora de Gas del Norte SA,
fernando.vazquez@tgn.com.ar

Sinopsis

Las exigencias de la industria en cuanto a transporte de gas, requieren para sus sistemas de cañerías, una operación confiable y segura a la Máxima Presión Admisible de Operación (MAPO). Es por ello, que se precisa que los gasoductos troncales sean aptos para el servicio a sus MAPO, las cuales deberán estar vigentes y ser validadas de acuerdo a las normas de aplicación internacionales y nacionales.

Las pruebas hidráulicas son una práctica ampliamente utilizada en la industria para mitigar diversas amenazas a la integridad estructural de las cañerías y para definir las MAPO de las mismas.

Otro de los métodos de revalidación de MAPO de un tramo de cañería es la ejecución de incrementos controlados de presión basados en la parte K de Nag 100.

El objetivo de este trabajo es describir el programa de pruebas hidráulicas e incrementos de presión que lleva a cabo TGN y la importancia de estas prácticas en el gerenciamiento de integridad de cañerías vintage. A su vez, se presentarán dos ejemplos de aplicación en los cuales estas obras fueron claves tanto para los aspectos de integridad como para el aumento de los caudales transportados por la compañía.

REHABILITACIÓN DE DUCTO LUEGO DE 17 AÑOS DESDE SU ULTIMA OPERACIÓN

Arturo Jose María Heinke, Lucas Coria, Dario Grenada, Matías Cardacce,
Oleoducto trasandino SA
arturo.heinke@oleotrasandino.com;
lcoria@ducsolingenieria.com;
dgrenada@ducsolingenieria.com;
mcardacce@ducsolingenieria.com

Sinopsis

El Oleoducto Trasandino tiene su estación de bombeo cabecera en Puesto Hernández, Rincón de los Sauces, Neuquén, Argentina y recorre la cordillera de los Andes de Este a Oeste finalizando su traza en la ciudad de Concepción en la octava región en Chile, en el puerto San Vicente sobre el océano pacífico. Tiene 428Km de longitud total y 16 pulgadas de diámetro nominal. El ducto se construyó en el año 1993 con material de tubería soldada longitudinalmente de acuerdo con API 5L X65. El espesor de pared nominal es 6,35mm, utilizándose espesores 7,14 y 8,74 para cruces especiales. La presión operativa máxima permitida (MAOP) es 102 Kg/cm2 y la altimetría del ducto en su estación cabecera es 650m pasando en su punto más alto a 1950m y descarga en Concepción a nivel del mar.

El ducto operó de manera ininterrumpida por 12 años desde su puesta en marcha (PEM) en 1994 hasta el año 2006, cuando se decidió su desafectación por motivos comerciales. . El ducto fue vaciado , desconociéndose con precisión el procedimiento de limpieza utilizado y su efectividad.

Durante el estadío fuera de servicio se realizaron tareas de monitoreo sobre la traza y el sistema de protección catódica, realizándose las presentaciones anuales que requiere la resolución 120/17

En 2019, motivado por las producciones de crudo del momento y proyectadas en Vaca Muerta, se decide poner nuevamente en operación y comienzan las tareas de reacondicionamiento de sus activos finalizando con la PEM en mayo de 2023.

El apéndice P de la resolución 120/2017 de la SEN habla de la desafectación y abandono de cañerías y su condición para el retorno al servicio de las mismas si estas estuvieron más de 5 años en esta condición. Debido a la inexistencia de bibliografía y recomendaciones internacionales al respecto, se elaboró una metodología de trabajo para realizar un retorno al servicio en condición segura con la aprobación de la autoridad de aplicación.

En el presente trabajo se expondrá la metodología desarrollada en el proceso de rehabilitación y los desafíos presentados principalmente al rehabilitar un ducto donde ejecutar una prueba hidráulica a 1,25 de su MAOP en toda su extensión es impracticable dada su altimetría.

La experiencia adquirida con este proyecto pretende no solo ser plasmada en el presente trabajo sino también aportar a una futura revisión de la normativa vigente y dejar un antecedente que pueda servir como metodología de trabajo para proyectos de similares características.

Palabras clave: Rehabilitación, oleoducto, puesta en marcha, limpieza interna, parafina, normativa.

REVISIÓN CRÍTICA DEL ESPACIAMIENTO ENTRE VÁLVULAS EN LA GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE GASODUCTOS

Marianela Gomez, Leonardo Martinetto, TGN
marianela.gomez@tgn.com.ar; leonardo.martinetto@tgn.com.ar

Sinopsis

El espaciamiento entre válvulas de líneas de transmisión y la automatización del accionamiento de sus cierres, actúan como barreras de seguridad reduciendo las consecuencias en caso de rotura. Esto se debe a que influyen en el tiempo en que se tarda en aislar a una sección que contiene la falla alcanzando el cese de la liberación de gas. Sin embargo, la eficiencia de estas barreras como medida de seguridad está fuertemente relacionada con el entorno en donde ocurre la falla.

En el mundo, existen varios códigos normativos que incluyen la instalación de válvulas de bloqueo de línea y específicamente requerimientos en cuanto al distanciamiento que debe existir entre ellas (ASME B31.8, 49 CFR 192, IGE/TD/1, entre otras). En Argentina, en la Sección 179 de la norma NAG100 – Válvulas en líneas de transmisión, se establecen los criterios mínimos a cumplir sobre espaciamientos entre válvulas de líneas de transmisión en función de la clase de trazado.

El cumplimiento del espaciamiento entre válvulas ha traído controversias a lo largo del tiempo específicamente en lo que respecta a su capacidad de reducir las consecuencias en caso de una rotura. Técnicamente, la reducción de los daños se lograría disminuyendo su distanciamiento, lo cual debe considerarse en el marco de un análisis costo-beneficio de su instalación, especialmente cuando se produce un cambio en la clase de trazado que implica, en la mayoría de los casos, la instalación de una nueva válvula para cumplir con los requerimientos normativos. Sin embargo, en la mayor cantidad de incidentes ocurridos hasta el momento las consecuencias ocurren en los primeros 30 segundos de la falla y bajo este escenario, no hay distanciamiento entre válvulas que influya en las consecuencias.

El objetivo de este trabajo es compartir el estudio efectuado por TGN y el plan de acción desarrollado por la empresa para priorizar la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de línea en los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo, sitios donde efectivamente la adecuación del espaciamiento entre válvulas y la automatización de su accionamiento de cierre, tienen un fuerte impacto. El mismo, se basa en los hallazgos y entendimiento extraído de análisis normativo internacional, de mejores prácticas de la industria (poniendo foco en los conceptos introducidos en la última actualización de la norma 49 CFR 192), base de datos de incidentes en USA, informes públicos de incidentes de la NTSB, entre otros.

UTILIZACIÓN DE TÉCNICA FMEA EN PLANTA DE PROCESOS DETRATAMIENTO DE RESIDUOS OLEOSOS PARA DETECCIÓN Y PREVENCIÓN DE FALLAS

Ivan Rodrigo Martini, Patricio Radosta, Juan Manuel Rupcic, A-Evangelista S.A.
juan.rupcic@aesa.com.ar, ivan.martini@ypf.com, patricio.radosta@ypf.com

Sinopsis

Si bien el análisis FMEA (Failure Modes Effect Analysis) es una herramienta cualitativa de confiabilidad que se encuentra pensado para efectuar el análisis de modos de falla de equipos puntuales, el mismo es un método sistemático para la identificación y prevención de fallas en equipos y componentes por lo que hemos ampliado el alcance del método y adaptado el mismo para utilizar como herramienta inicial de diagnóstico para instalaciones en desarrollo, de manera de poder identificar los puntos débiles de la misma, registrarlos y proponer mejoras.

Definiendo a la falla como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer los requerimientos de funcionamiento deseados, el método se basa en:

- Reconocer y evaluar fallas potenciales de un producto o proceso y los efectos.
- Evaluar que acciones pueden eliminar o reducir la probabilidad de ocurrencia de la falla.
- Documentar el proceso

Para poder avanzar con el proceso se deben definir factores de probabilidad de ocurrencia, consecuencias y severidad, que irán arrojando datos sobre la criticidad de las fallas un Número de Riesgo Potencial (RPN) de la instalación que se analiza.

Adicionalmente hemos desarrollado una visualización gráfica del método que nos permite tener al alcance de la mano, de manera sectorizada y automatizada (por las posibles modificaciones que existan en el análisis como consecuencia de la implementación de mejoras), los componentes y equipos más críticos para hacer foco en su solución.

Con las herramientas utilizadas y desarrolladas se permitió al equipo de trabajo en primera instancia identificar y registrar puntos de mejora de la instalación y en segunda instancia demostrar a la cadena de mando la necesidad de implementar las sugerencias relevadas. En la medida de las posibilidades de inversión, se están comenzando a implementar las soluciones más críticas para el proceso, lo cual redundará en confiabilidad y seguridad en las instalaciones. Esto se podrá ver reflejado en una nueva revisión del documento posterior a la implementación.

Adicionalmente y como punto muy importante, este análisis nos permitió priorizar los equipos que serán incorporados al Plan de Mantenimiento Preventivo en SAP PM y determinar qué tipo de mantenimiento debe ser desarrollado para cada caso.

Tema 6 -Nuevos Desafíos

CRUCE DIRIGIDO RÍO COLORADO REEMPLAZO DEL TRAMO DEL OLEODUCTO PUESTO HERNÁNDEZ-LUJÁN DE CUYO MEDIANTE EL SISTEMA DE PERFORACIÓN HORIZONTAL DIRIGIDA

Andrés Gentilesco, FLOWTEX HDD S.A., agentilesco@flowtexhdd.com.ar

Sinopsis

Los oleoductos en Argentina, particularmente los de transporte, tienen grandes extensiones debiendo atravesar diferentes tipos de interferencias a lo largo de su traza como ser ríos, rutas, FFCC, etc. Esto suele ser un inconveniente tanto al momento de la instalación, como a la hora de la integridad del ducto. Históricamente estas interferencias, eran sorteadas a cielo abierto mientras que en la actualidad se evalúan las tecnologías trenchless o sin zanjas. En los últimos años, la Perforación Horizontal Dirigida es la tecnología más utilizada para la instalación de cañería en longitudes superiores a 300 m y diámetros mayores a 8“. A continuación, se describe la obra del cruce dirigido bajo el Rio Colorado para el reemplazo de Oleoducto Puesto Hernández - Luján de Cuyo (PH-LC) utilizando la tecnología de Perforación Horizontal Dirigida

DIGITALIZACIÓN DE INSPECCIÓN VISUAL

Marcos Nicolás Dasso, Federico Rodríguez Urroz, Edgar Wendler, GIE GROUP
dasso@giegroup.net; frodriguezurroz@giegroup.net; wendler@giegroup.net

Sinopsis

La inspección visual representa una actividad de vital importancia en la gestión de la integridad de los activos. Empleada correctamente, un recorrido visual por las instalaciones puede disparar alertas tempranas de daños que pueden escalar en sus consecuencias con el paso del tiempo.

Antiguamente, las inspecciones visuales se realizaban con lápiz y papel, lo que conllevaba una gran cantidad de tiempo para completar y procesar la información. Los inspectores tenían que recopilar los datos necesarios (como las medidas de espesor de la pared, la presencia de corrosión o el estado de las juntas de soldadura), en una hoja de papel preimpresa vinculándolas con sustento fotográfico, para luego llevarlas a la oficina para su posterior procesamiento. Este proceso era lento, propenso a errores y dificultaba la gestión y el análisis de la información.

Con el avance de la tecnología, las inspecciones visuales en la industria del petróleo se han vuelto más eficientes y seguras. La implementación de sistemas digitales con formularios ha sido un gran avance en este sentido. En la actualidad, los inspectores pueden realizar los relevamientos con un dispositivo móvil, como una tablet o un smartphone, y registrar la información directamente en el formulario digital correspondiente. Esto permite ahorrar tiempo y reducir la posibilidad de errores en la transcripción de la información.

Los sistemas digitales también tienen la capacidad de almacenar la información en la nube, lo que facilita la gestión y el análisis de los datos. Los supervisores y gerentes pueden acceder a los formularios digitales desde cualquier lugar y en cualquier momento, lo que les permite tomar decisiones informadas de manera más rápida y efectiva. Además, la información almacenada en la nube se puede utilizar para detectar patrones de deterioro y programar inspecciones preventivas, lo que mejora la seguridad y reduce los costos.

Esta aplicación de la tecnología abre las puertas a otras optimizaciones en los procesos de relevamiento en diferentes ámbitos como controles de mantenimiento, relevamiento de datos de proceso e infinidad de checklist que se completan a diario en la industria. Por otro lado, también enfrenta desafíos, como contar con niveles de seguridad de los dispositivos acorde a los requerimientos del proceso.

EVOLUCIÓN DE LAS TÉCNICAS AVANZADAS DE INSPECCIÓN POR ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS: DE PHASED ARRAY Y TFM A PCI

Martín Chimenti, ARO S.A., m.chimenti@aroline.com.ar

Sinopsis

En este trabajo se presenta la evolución de las técnicas Full Matrix Capture / Total Focus Method (FMC / TFM) considerando los resultados obtenidos en distintas inspecciones de soldaduras, las mejoras que trajo su utilización en la industria y los nuevos desarrollos por parte de los fabricantes. Asimismo, abordamos el uso de la tecnología de Phase Coherence Imaging (PCI) en campo por medio de equipos portátiles. Para esto, se muestran resultados obtenidos con el equipo OmniScan X3 64 de la marca Olympus (ahora Evident Scientific) en ejemplos de detección temprana de HTHA, SCC, agrietamiento inducido por hidrógeno e inspecciones de soldadura. Contar con una sólida formación en Phased Array, TFM y PCI, seleccionar la técnica de ensayo más adecuada en función de la aplicación, elaborar un adecuado y óptimo plan de escaneo y acceder a un equipo apropiado para llevar a cabo inspecciones exitosas son factores clave a la hora de lograr un correcto trabajo por parte de los inspectores de campo y del personal de integridad, facilitando la toma de decisiones de estos últimos.

EXPERIENCIAS EN EL USO DE SISTEMAS POLIMÉRICOS EN AISLACIÓN DE POZOS

Luciana García Eiler, Sofía Rivelli Lavallen, Manuel Sanz, Leandro Sanz, Marcela Mucci, Walter Morris, YPF Tecnología S.A
luciana.garciaeiler@ypftecnologia.com;
sofia.rivelli.l@ypftecnologia.com;
manuel.r.sanz@ypftecnologia.com;
leandro.a.sanz@ypftecnologia.com;
marcela.mucci@ypftecnologia.com;
walter.morris@ypftecnologia.com;
Lucas Arribillaga, José Gimutky, YPF S.A.
lucas.m.arribillaga@ypf.com;
jose.gimutky@ypf.com

Sinopsis

La cementación de pozos O&G tiene como función principal proporcionar un sello hidráulico para reestablecer la aislación de los estratos contactados durante la perforación. De esta forma se impide la comunicación de fluidos entre las zonas productivas del pozo evitando la migración no controlada de hidrocarburos hacia la superficie. Además, esta operación tiene como objetivo brindar estabilidad mecánica a las cañerías de entubación (casing) y protegerlas contra la corrosión.

Históricamente se han empleado lechadas de cemento Portland para la aislación de pozos. Conforme se complejizaban los requerimientos en la cementación, estas lechadas se han optimizado mediante la incorporación de aditivos o bien, modificando el cemento base; sin embargo, en muchos casos las soluciones planteadas no han permitido garantizar una correcta aislación en escenarios complejos.

En la actualidad, se presentan desafíos tecnológicos que impulsan la búsqueda y/o el desarrollo de materiales alternativos que permitan lograr aislaciones efectivas y duraderas bajo condiciones cada vez más críticas. En los últimos años, se ha trabajado en el diseño de materiales poliméricos que permiten generar barreras efectivas, reduciendo los fenómenos de comunicación entre punzado, microanillos y presión anular sostenida (PAS) asociada a fallas en la cementación. Dichos sistemas presentan mejores propiedades mecánicas (elasticidad, tenacidad y adherencia), reologías adecuadas, y tiempos de bombeabilidad y densidades ajustables a los requerimientos de cada aplicación.

Las tareas iniciales consistieron en la búsqueda de sistemas poliméricos y su evaluación, siguiendo los lineamientos de la norma API 10B para cementos. Se caracterizaron los materiales a partir del diseño de experimentos ad-hoc y de ensayos propuestos por normas para evaluar materiales alternativos orientados al abandono de pozos de O&G. En la segunda etapa, se realizaron pruebas a escala taller y campo para ajustar procedimientos operativos, incluyendo pruebas de

presión, de mezcla y bombeo, con mixer de cementación, y equipo diseñado para remediación de anulares.

Hasta hoy, se han realizado más de diez operaciones de campo que permitieron validar la tecnología. Entre dichas aplicaciones se pueden destacar las aislaciones primarias tipo BullHeading, remediaciones de anulares con PAS y reparación de cabezales. En el presente trabajo se exponen las lecciones aprendidas durante el proceso de implementación y optimización de sistemas poliméricos utilizados para reestablecer la aislación de las barreras de pozos NoC y Convencionales.

Compartir estas experiencias podría servir como base para otros desarrollos, además de impulsar el uso de esta tecnología en nuevas aplicaciones.

GEMELO DIGITAL EN SOBRECALENTADORES DE CALDERAS

Pablo Adrian Cutini, Jonathan Moreno, Francisco Raúl Ortiz Inostroza,
Pan American Energy
pcutini@pan-energy.com;
jmoreno3@pan-energy.com;
fortiz@pan-energy.com

Sinopsis

Con el objetivo de contar con un modelo digital que permita el monitoreo del activo crítico y la determinación de su vida remanente basado en variables históricas y de monitoreo en línea, se realizaron gemelos digitales de los sobrecalentadores de dos calderas del Ciclo Combinado de Cerro Dragón, Chubut, el cual abastece de energía eléctrica a todo el yacimiento.
El modelo realiza un análisis por Creep según API 579, estimando el porcentaje de daño y la vida remanente en tiempo real, verificando la integridad en detalle y permitiendo realizar un mantenimiento predictivo, selectivo y estratégico para extender la vida útil de los activos de manera segura.

GESTIÓN DE INTEGRIDAD ¿QUÉ HICIMOS?, ¿QUÉ ESTAMOS HACIENDO Y HACIA DÓNDE VAMOS?

Diego Sebastián López, Rodolfo Eduardo Rodríguez, Pan American Energy
dslopez@pan-energy.com; rerodriguez@pan-energy.com

Sinopsis

Pan American Energy (PAE) opera y mantiene más de 11.600 km de ductos entre oleoductos, gasoductos y acueductos en las cuencas del golfo San Jorge, Neuquina y Noroeste. Estos ductos se clasifican según su función y características en líneas de conducción, líneas de transferencia, líneas principales y ductos de venta.

Las líneas de conducción tienen bajo diámetro (3 o 4”), corta extensión (entre 300 y 1.500 m aproximadamente) y en su mayoría transportan grandes cantidades de agua. Los ductos de transferencia también transportan grandes cantidades de agua, tienen diámetros intermedios (entre 3 y 12”) y extensiones mayores (entre 2.000 y 10.000 m). Por otro lado, las líneas principales transportan fluido con bajo corte de agua y muchos de ellos son aptos para inspección instrumentada. Finalmente, los ductos de venta transportan fluido dentro de especificación.

La gestión de integridad de un parque de ductos tan heterogéneo tiene grandes desafíos, desde cuestiones netamente técnicas como puede ser la diversidad de mecanismos de daño, pasando por cuestiones normativas, tecnológicas e incluso de capital humano.
En PAE se desarrolló un modelo de riesgo basado en RBI que permite gestionar la integridad de todo el parque de ductos. Uno de los grandes facilitadores es la integración en línea de la base corporativa de ductos en GIS y la herramienta para la gestión de riesgo OMEGA.

La mejora continua nos ha permitido optimizar la eficiencia de nuestra gestión de integridad progresivamente, pero la relación esfuerzo/beneficio parece haber llegado a un punto límite. Por eso, estamos preparando la operación para provocar un salto en la eficiencia de integridad basado en la innovación que nos permita migrar de modelos estáticos como los actuales a modelos dinámicos. Para ello, actualmente estamos incorporando el uso de variables operativas en línea para calcular el riesgo utilizando condiciones de operación en lugar de parámetros de diseño que suelen adoptar valores conservativos. A su vez, estamos sensorizando ductos clave, definiendo la estrategia de gobierno de datos y capacitándonos. Para el caso particular de las líneas de conducción se está desarrollando un sistema basado en Data Analytics para identificar condiciones de sensibilidad a la falla, valiéndose de los antecedentes de daño y del historial operativo.
El plan a mediano plazo consiste en extender la interacción entre nuestras fuentes de información y medios de gestión, extender la digitalización de activos mediante el monitoreo permanente, definir ventanas de integridad e implementar algoritmos de machine learning e inteligencia artificial, entre otros.

MACHINE LEARNING APLICADO A LA GESTIÓN DE CORROSIÓN Y PREDICCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Alan Cornejo, Martín Melucci, Marianela Gomez, TGN
alan.cornejo@tgn.com.ar;
martin.melucci@tgn.com.ar;
marianela.gomez@tgn.com.ar

Sinopsis

En los últimos años, se han producido avances significativos en el campo de la ciencia de datos y Machine Learning. Estos avances han venido acompañados de nuevas aplicaciones en diversas industrias como lo es la industria del Oil & Gas. En lo que respecta a la gestión de integridad de ductos estos desarrollos son de vital importancia, ya que ofrecen una serie de ventajas clave:

• Análisis de Grandes Volúmenes de Datos en Tiempo Reducido: La capacidad para analizar grandes cantidades de información en un período de tiempo más breve es fundamental. Esto permite tomar decisiones más rápidas y eficientes.
• Detección de Patrones y Comportamientos Anómalos
• Identificación de Parámetros Clave en la Generación de Amenazas: El aprendizaje automático puede ayudar a identificar los factores más influyentes en la generación de amenaza y focalizar las medidas de mitigación de manera precisa.
• Capacidad de Predicción y Alerta Temprana: Los modelos de aprendizaje automático pueden utilizarse para realizar predicciones y estimar valores futuros, como ser velocidad de crecimiento de corrosión.

El objetivo del presente trabajo es presentar un proceso de implementación de Machine Learning en el estudio de la amenaza de corrosión externa. A través de diversos modelos se estudian las zonas activas de corrosión y se predicen velocidades de crecimiento en función de diversas fuentes de datos. Además. se compartirá un caso de aplicación con el propósito de compartir los hallazgos encontrados, las conclusiones adquiridas y los pasos a seguir.

NUEVOS DESAFÍOS PARA LA PROTECCIÓN CATÓDICA EN UN MUNDO 4.0: ADOPTAR LA DIGITALIZACIÓN Y LA AUTOMATIZACIÓN PARA MEJORAR LA GESTIÓN DE LA CORROSIÓN

Ivano Magnifico, Automa SRL (Italia), ivano.magnifico@byautoma.com

Sinopsis

A medida que las industrias entran en la era de la Industria 4.0, la integración de tecnologías de vanguardia ha generado cambios transformadores en varios sectores.

La protección catódica (PC) ha sido reconocida desde hace mucho tiempo como un método eficaz para combatir la corrosión en estructuras metálicas, garantizando su longevidad y seguridad. Sin embargo, la integración de las tecnologías de la Industria 4.0 introduce nuevos desafíos a la gestión de PC convencional, con la necesidad emergente de adoptar la digitalización y la automatización para optimizar la gestión de la corrosión.

Con la proliferación de dispositivos interconectados, análisis de big data e inteligencia artificial, es necesario reevaluar los enfoques convencionales de protección catódica. Este artículo explora las oportunidades e implicaciones de la adopción de monitoreo remoto basado en IoT, análisis predictivo y control optimizado del sistema hasta sistemas autónomos en el ámbito de la protección catódica.

A través de una revisión exhaustiva de estudios de casos y tendencias de la industria, dilucidamos cómo adoptar los principios de la Industria 4.0 puede mejorar la eficiencia de la gestión de la corrosión, minimizar los costos operativos y extender la vida útil de los activos críticos. Al fusionar la experiencia en corrosión con la innovación digital, la protección catódica en un mundo 4.0 puede allanar el camino para infraestructuras más sostenibles y resilientes.

Agradecemos a nuestros sponsors

Sponsor Oro

Pan American ENERGY

TGN

Sponsor Plata

ROSEN
empowered by technology

Sponsor Bronce

Pampa energía

tgs

OLDELVAL
OLEODUCTOS DEL VALLE

Y-TEC

Superior
ENERGY SERVICES