

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas - IAPG (INCL. EN EL 2025-80106055-A-M-0-ND-AMU) - AÑO LXVI - Z I 2026

Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas



**Congreso de Integridad
y Corrosión en la Industria
del Petróleo y del Gas**

Media sponsor de:



**47ª Jornada de
SEGURIDAD Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**



**Jornada de Procesamiento
y Transporte de Gas**

20 de octubre de 2025 - Puerto Libertad, Uruguay



**47ª Jornada de
Seguridad de Procesos en
la Industria de Oil & Gas**

www.institutoapig.com.ar



**Jornadas de Medición en Upstream
y Downstream de Petróleo y Gas**

Noviembre de 2026



FALTA TEXTO

¡Hasta el próximo número!
Ing. Ernesto A. López Anadón



Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 Integridad de cañerías internas en estaciones de bombeo

Una estrategia de verificación directa permitió evaluar cañerías no piggeables en estaciones de bombeo. El trabajo integra metodologías ICDA/ECDA, análisis de riesgo e intervenciones en campo. Los resultados muestran una reducción del riesgo y una mejora en la confiabilidad del sistema de oleoductos.

Por David Andrés Sanchez (Oldelval)



18 Automatización de la Inspección Visual Digital (IVD)

La automatización de la Inspección Visual Digital permite mejorar la precisión y uniformidad en el relevamiento de tuberías.

El dispositivo reduce la dependencia del operador y asegura trayectorias de escaneo más estables y completas.

El trabajo muestra cómo esta tecnología optimiza



la detección de daños y fortalece la confiabilidad de los datos obtenidos.

Por Facundo A. Lohrengel, Luis A. Ohara y Mauricio R. Bertotto (Petromark SRL)

26 Gestión integral de la protección anticorrosiva en la era digital: monitoreo remoto, aplicaciones móviles, análisis en tiempo real y predicción de tendencias mediante algoritmos de aprendizaje automático

El artículo presenta un modelo digital para gestionar la protección catódica en sistemas de transporte de gas. Integra monitoreo remoto, aplicaciones móviles, analítica en tiempo real y una arquitectura de datos escalable. Una solución que mejora la trazabilidad, fortalece la confiabilidad de la información y habilita el análisis predictivo.

Por Esteban Marascio y Germán Mancuso (Transportadora de Gas del Norte)

Sumario

2 - 2026



38 Evaluación comparativa de estrategias de inhibición de corrosión y levantamiento de líquidos en pozos con gas lift y capilar

Se comparan dos estrategias para remover líquidos y controlar la corrosión interna en pozos maduros con gas lift. A partir de un caso de estudio, se evalúa el desempeño de un tratamiento convencional frente a una solución química dual. Los resultados muestran una alternativa más simple y eficiente para mejorar la operación sin comprometer la integridad.

Por Nicolás Gabriel Gallardo (Pecom)



Notas Técnicas

46 Mantenimiento prescriptivo

Un caso de implementación en la Refinería Buenos Aires que muestra cómo los datos, la instrumentación y los modelos aplicados a bombas críticas permiten anticipar intervenciones y tomar decisiones a partir del estado real de los equipos.

Por Maria Pilar Alsina y Agustín Benés (Raizen Argentina)

50 Minimización del Giveaway de las especificaciones de gasolina con tecnología de medición en línea

A partir de tecnologías como la espectroscopía Raman, el trabajo muestra cómo la medición en línea permite controlar en tiempo real propiedades críticas de la gasolina, reducir el giveaway en el blending y capturar mejoras económicas significativas.

Por Carlos Gagliano (Endress Hauser)

Breves

60 Congresos y jornadas.

Los que fueron. Los que vendrán.

62 Noticias de la Industria

66 Noticias del IAPG

La 31ª Olimpiada de Energía y Ambiente ya tiene fecha y convoca a estudiantes de todo el país

67 IAPG Houston

IAPG Houston reunió a referentes del sector para analizar el desarrollo del GNL y el futuro energético argentino

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

Editora: Guisela Masarik, prensa@petrotecnica.com.ar

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnica.com.ar

Estadísticas: Roberto López – Mayra Pollano

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari,

Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik,

Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

María de los Ángeles Cruz

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LXV N° 2 - 2026

Registro DNDA N° RL-2025-80108250-APN-DNDA#MJ

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnica* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.

Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.

Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529.

© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.

Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnica*.



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018
- 1° Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1° Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007
- 1° Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa
- Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística
- Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad
- Accésit 2009, nota técnica
- Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, 2018 notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 2018 notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- Accésit 2014, notas científicas
- 2° Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público
- 2° Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones
- 2° Accésit 2018, notas científicas
- 2° Accésit 2018, avisos publicitarios

Comisión Directiva 2025-2027

Cargo

Presidente
Vicepresidente
VicePte.upstream petróleo y gas
VicePte.downstream de petróleo
VicePte.downstream de gas
VicePte.perforación y terminación de pozos
VicePte.de servicios de pozos
VicePte.de fabricación de equipos y materiales

Secretario
Pro secretario
Tesorero
Pro tesorero

Vocales titulares

Vocales suplentes

Revisores de cuenta titulares

Revisores de cuenta suplentes

Empresa

Socio Personal
YPF S.A.
Chevron Argentina
Raizen Argentina
Naturgy Ban
Schlumberger Argentina S.A
Pecom Servicios Energía
SIDERCA

Pan American Energy S.L.(PAE)
Pampa Energía
Total Austral
Shell Argentina

Pluspetrol
Transportadora de Gas del Sur
Transportadora de Gas del Norte
Tecpetrol
Harbour Energy
Metrogas
Camuzzi Gas Pampeana
CAPSA/CAPEX
Compañía General Combustibles
Excelerate Energy
Halliburton Argentina
Weatherford International de Argentina
Spark Energy Solutions
Petroquímica Comodoro Rivadavia
Equinor Argentina
Cia. Mega

Litoral Gas
Phoenix Global Argentina
Rafael Albanesi
Motomecánica Argentina
Petrolera Aconcagua Energía S.A.
San Antonio International

Socio Personal
Socio Personal
Socio Personal

Socio Personal
Electrificadora del Valle (EDVSA)

Nombres

Ernesto A. López Anadón
Ana Laura Torok
Ricardo L. Seeber
Andrés Cavallari
Gerardo N. Gómez
David Caballero Jordan
Andrés M. Ponce
Diego A. Schabes

Rodolfo E. Berisso
María Inés Sainz
Gonzalo M. López
Verónica L. Staniscia

Matías D. Szapiro
Oscar J. Sardi
Daniel A. Ridelener
Daniel F. Gargiulo
Alfonso Torres Mayorga
Sebastián M. Mazzucchelli
Mauricio Cordiviola
Adolfo F. Storni
Pablo A. Chebli
Gabriela Aguilar
Miguel H. Pettinato
Diego Martínez
Margarita P. Esterman
Lucas Mendez Trongé
Emilio J. Cafoncelli
Tomás M. Córdoba

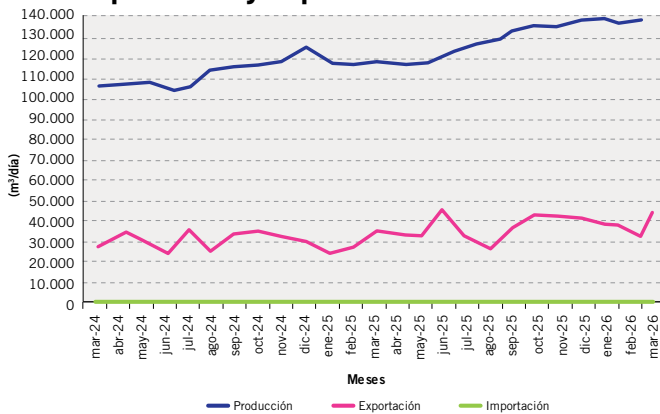
Dante A. Dell'Elce
Sofía Carballo Raimondi
Jorge H. Schneider
Juan M. Maldonado
Juan M. Crespo
Ricardo Saúl

Carlos A. Williams
Daniel A. Santamarina
Daniel O. Ragazzini

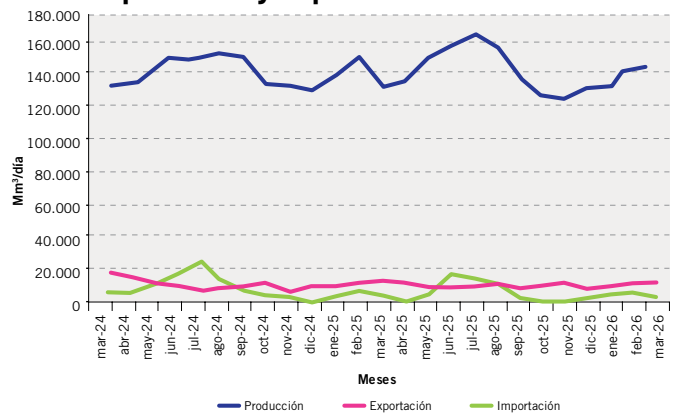
Muriel L. Miller
Edy L.Girata Martín

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

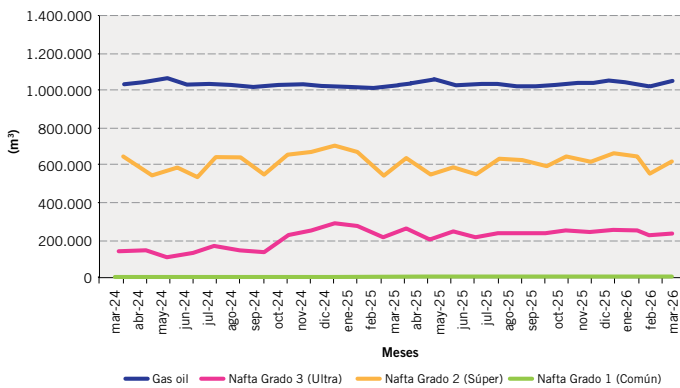
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



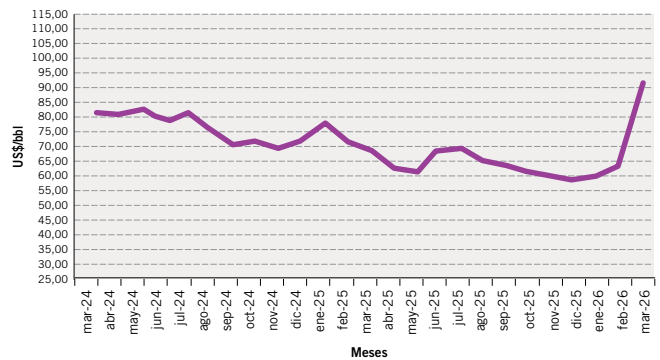
Producción de gas natural *versus* importación y exportación



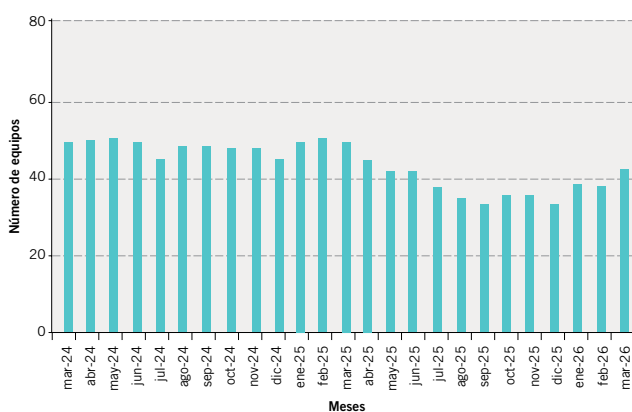
Ventas de los principales productos



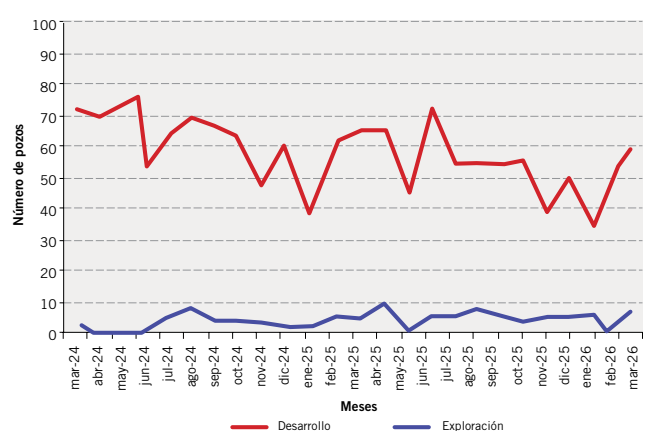
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





Integridad de cañerías internas en estaciones de bombeo

Por **David Andrés Sanchez** (Oldelval)

Una estrategia de verificación directa permitió evaluar cañerías no piggeables en estaciones de bombeo. El trabajo integra metodologías ICDA/ECDA, análisis de riesgo e intervenciones en campo. Los resultados muestran una reducción del riesgo y una mejora en la confiabilidad del sistema de oleoductos.

Este trabajo fue seleccionado del 6º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas.

La integridad de cañerías internas en estaciones de bombeo constituye un desafío particular dentro de los sistemas de transporte de hidrocarburos, debido a la combinación de condiciones operativas complejas, cañerías con geometrías no aptas para inspección interna mediante herramientas de inspección en línea (no piggeable) y la coexistencia de múltiples mecanismos de daño. A diferencia de los tramos de ductos lineales, las instalaciones de superficie presentan una mayor densidad de accesorios, cambios de dirección y sección, derivaciones, soportes y transiciones aéreo-soterradas, lo que incrementa la probabilidad de daños producidos por las amenazas asociados tanto al diseño y montaje como a los procesos de degradación en servicio.



Ramal cañerías ingreso a planta.

Análisis de ingeniería: Programa de gestión de verificaciones directas

La metodología se basa en la retroalimentación de la base de datos y la mejora continua y comienza con la elaboración del plan, en este contexto, la gestión de integridad requiere la aplicación de metodologías sistémicas que permitan identificar, evaluar y mitigar los riesgos asociados a la pérdida de contención. Las metodologías de Gestión de Integridad, tales como ICDA y ECDA, complementadas con análisis de Riesgo Basado en Inspección (RBI), constituyen herramientas fundamentales para abordar instalaciones donde la inspección interna no es viable. Estas metodologías se apoyan en el conocimiento integral del proceso, del producto transportado, del historial operativo de las instalaciones y de los mantenimientos realizados a cañerías y equipos estáticos, permitiendo priorizar acciones de inspección y en función del riesgo.

El conocimiento del proceso y del producto transportado es un pilar esencial para la evaluación de la integridad. Las condiciones de operación, tales como presión, temperatura, régimen de caudal, velocidad y características fisicoquímicas del fluido, influyen directamente en la activación y severidad de los distintos mecanismos de daño. Asimismo, la historia de operación de cada estación de bombeo y la experiencia de los operadores—incluyendo la filosofía operativa, los diagramas de proceso, el layout de instalaciones, los antecedentes de mantenimiento y reparación, y los registros de fallas—aporta información clave para la identificación de zonas críticas. A esto se suma el conocimiento de las condiciones del suelo según la ubicación de las cañerías soterradas, considerando variables como resistividad, humedad, agresividad química y presencia de interferencias, factores determinantes en los procesos de corrosión externa.



Corrosión externa.



Indicaciones de fabricación.



Destape cañería.



Corrosión en cañería soterrada.



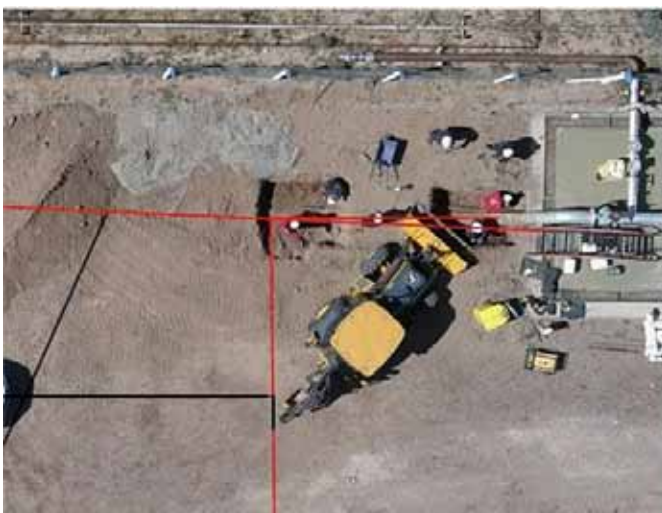
Corrosión en cañería soterrada.



Detalle de indicación.

En base a esta información, se diseñó un plan de alrededor de 200 intervenciones de verificación directa. Hacer estos trabajos de campo, nos aporta datos muy valiosos para predecir los sitios de mayor probabilidad de falla y mediante retroalimentación del análisis RBI (Risk Based Inspection) inicial, denominado análisis cualitati-

vo, se comienza a elaborar un análisis semicuantitativo inicial. Dado que la inspección directa de la totalidad de las cañerías no es técnica ni económicamente viable, la estrategia de evaluación se apoya en estudios indirectos orientados a detectar y caracterizar condiciones anómalas. Entre estas técnicas se destacan los estudios



Geo detección antes de comenzar a excavar.



Excavación y acondicionamiento superficie.



Nube de poros.



Corrosión interna.

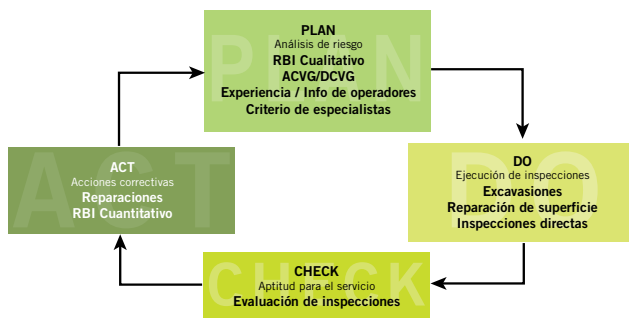
de geo detección, que permiten verificar trazas, profundidades y configuraciones reales de las instalaciones, y las técnicas de evaluación del estado del recubrimiento y del sistema de protección catódica, tales como CIPS y mediciones DCVG/ACVG. Estas herramientas permiten identificar zonas con posibles fallas de recubrimiento y priorizar sitios para inspección directa. La principal limitación de estas técnicas en las instalaciones analizadas, se encuentra en el gran volumen de interferencias entre las cañerías de interés con otras estructuras como pueden ser: puesta a tierras, cañeros de instrumentación y eléctricos, anclajes de hormigón, etc.

Las verificaciones directas se realizan tanto en cañerías aéreas como soterradas, y constituyen la instancia clave para confirmar los mecanismos de daño predominantes principalmente en cañerías soterradas. Estas actividades incluyen excavación, acondicionamiento de superficie e inspección mediante END, tales como ultrasonido convencional (UT), Phased Array (PAUT), escáner 3D, inspección visual (IVE) e inspección mediante partículas magnetizables (IPM). La información obtenida permite caracterizar defectos de fabricación y montaje, evaluar la corrosión externa e interna, y detectar otros mecanismos de daño. El análisis de la integridad estructural se realiza conforme a los criterios establecidos en el

procedimiento interno, que cumple con los estándares de códigos y normas reconocidas, tales como API 570, ASME B31.G modificado y criterios de RSTRENG

Finalmente, para retroalimentar la base de datos con información chequeada y actuar para tomar nuevas acciones, toda la información generada a partir de los estudios indirectos y directos se integra en una base de datos centralizada, que constituye la columna vertebral del sistema de gestión de integridad. Esta base de datos permite consolidar antecedentes operativos, resultados de inspección, reparaciones ejecutadas y condiciones actuales de las instalaciones, facilitando el análisis de tendencias y la toma de decisiones.

Sobre esta base, se desarrolla el análisis de Riesgo Basado en Inspección, considerando la probabilidad de falla asociada a los distintos mecanismos de daño y las consecuencias potenciales de una pérdida de contención. El análisis de datos y la cuantificación del riesgo permiten jerarquizar los tramos y componentes más críticos, optimizando la asignación de recursos y la planificación de intervenciones. La retroalimentación continua de la base de datos, a partir de los resultados de las inspecciones y reparaciones, asegura la mejora permanente del modelo de riesgo y del desempeño del sistema de integridad.



Resumen tareas adaptadas al círculo de Deming (PLAN-DO-CHECK-ACT).

Dentro de las estaciones de bombeo, los principales mecanismos que afectan la integridad de las cañerías internas de planta incluyen: defectos de fabricación y montaje, corrosión externa asociada a fallas de recubrimiento e interferencias con otras estructuras, corrosión interna vinculada a bajos factores de servicio y otros mecanismos específicos derivados de la interacción entre cañerías, soportes/aislamiento, interfase tierra-aire de cañerías soterradas, vibraciones en cañerías asociadas a equipos rotantes y desvíos de las condiciones de operación normales. La correcta identificación y gestión de estos mecanismos resulta fundamental para garantizar la confiabilidad operativa y la seguridad de las instalaciones.

Desarrollo

Las intervenciones de verificación directa desarrolladas en este trabajo se enmarcan en un contexto de ampliación de la capacidad de transporte del sistema de oleo-

ductos y de nuevas solicitaciones históricas impuestas a las cañerías existentes. Proyectos de incremento de caudal, cambios en la filosofía operativa y reversiones de flujo generan condiciones distintas a las originalmente consideradas en el diseño, lo que obliga a reevaluar la integridad de las instalaciones, en particular en cañerías internas de estaciones de bombeo que son no piggeables y que concentran una alta densidad de componentes críticos.

Estas nuevas solicitaciones incrementan la probabilidad de activación de mecanismos de daño preexistentes. En este escenario, la verificación directa se convierte en una herramienta clave para confirmar el estado real de las instalaciones y garantizar la continuidad operativa del sistema.

Planificación de tareas y su programación

La planificación de las tareas de verificación directa se realizó de manera estructurada, integrando los requerimientos técnicos con los procesos de gestión de la compañía. Cada intervención fue imputada en el sistema de gestión SAP, lo que permitió registrar el activo a inspeccionar, el tipo de intervención, los recursos necesarios y las fechas programadas. Esta etapa incluyó la programación de las tareas y la coordinación de los recursos internos y externos, asegurando la disponibilidad de personal, equipos de inspección, materiales para reparación y cambio de tramo y permisos operativos necesarios para la ejecución segura de los trabajos.

La correcta planificación resultó fundamental para minimizar interferencias con la operación normal de las estaciones de bombeo y para optimizar el uso de los recursos disponibles, especialmente en instalaciones crí-

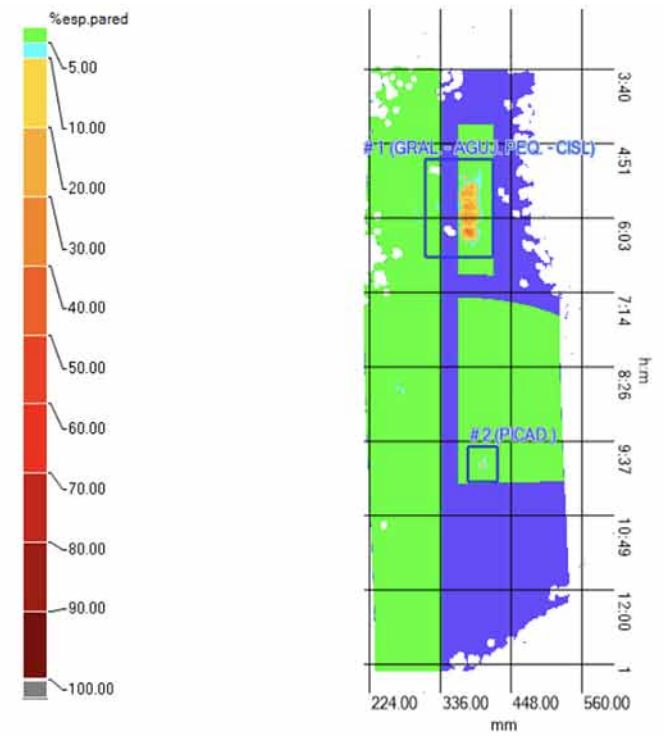
OLDELVAL		CATEO
PLAN DE EXCAVACIONES EB CO		Nº
		FECHA EMBOR
		07/04/2025
CATEO Nº5		
PLANTA: EB CO	DESCRIPCION:	DESCRIPCIÓN PLANTA CO-CE LT - INSULACION BRIL LIMA PATIO T5
TAG: 12" LF-CO-072-ABAO-5A 14" LF-CO-010-ABAO-5A	Largo x Ancho: 6M X 2M	
FLUIDO: OILVO EN ESPECIFICACIÓN	ENDE: SE AL SEVISTIMIENTO ORIGINAL, SE A LA SUPERFICIE ARREMOCA, RESTRICCION DE SECCIONES DESEÑADAS Y DISEÑOS DESEÑADOS. PASEO DE VITE AL TORN DE LA SUPERFICIE ARREMOCA Y A TORN DESEÑADOS DESEÑADOS	
TAPADA: 1,5 M	OBSERVACION: PROFUNDIDAD A SECCION, SECCIONAR AREA DESEÑADA, ARREMOCA A METROS DEL CAÑO A SECCIONAR.	
Tareas a desarrollarse: Excavación, retiro de recubrimiento, preparación, inspección, reparación, colocación de recubrimiento, detección de fuga del recubrimiento		
PLANO GENERAL		ACERCAAMIENTO PLANO
FOTOS DEL SITIO		INSPECCION

Hoja de excavación. Sitio de excavación.



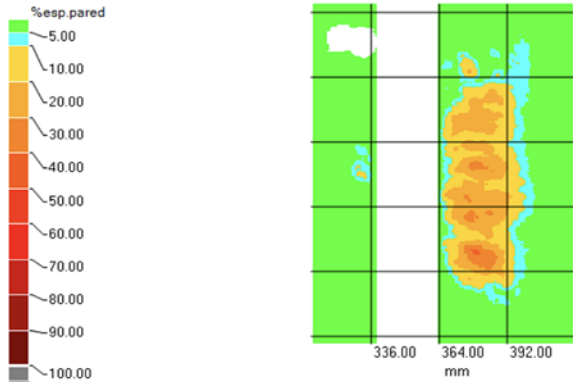


Indicación y SCAN3D general.



ticas con restricciones operativas. El resultado de esta planificación se reflejo en la no afectación a los caudales comprometidos con los clientes.

En primer lugar se elaboraron las hojas de excavación correspondientes, donde se identificó de manera precisa el sitio del activo a inspeccionar y se incluyó in-



Detalle scan 3D. Cálculo presión de falla.

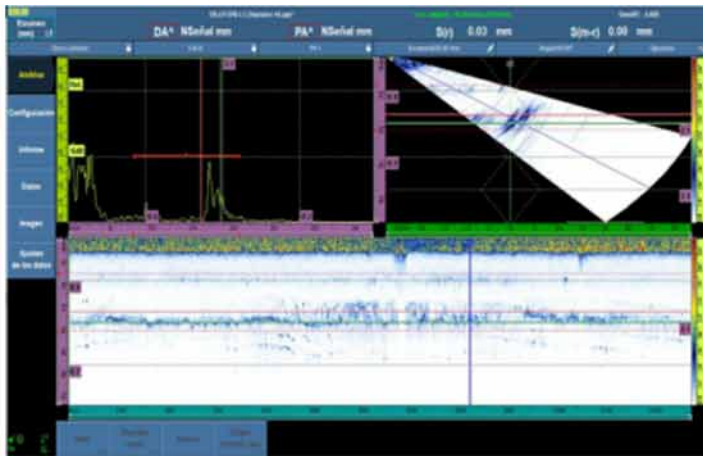
Resultados para Elemento 1 (GRAL. - AGUJ. PEQ. - CISL)

Inicio axial	327,489 mm
Término axia	403,663 mm
Longitud axia	76,174 mm
Inicio circ.	05:17 h:m
Término circ.	06:30 h:m
Ancho circ.	01:14 h:m
Profundidad i	4,215 mm
Profundidad i	41,20 %esp.pared
Pos. Axial	378,772 mm
Pos. circ.	06:15 h:m
Perdida de vc	5680,818 mm ³
Anomalia	General - Agujero pequeño - Circumferencial

Alineado axialmente	Sí
Presión PSQR	211,770 Bar
Área del def.	211,770 Bar
RPR (MOP):	3,850
RPR (MAOP):	3,850
B31G Modificado	191,984 Bar
RPR (MOP):	3,491
RPR (MAOP):	3,491
B31G	178,001 Bar
RPR (MOP):	3,236
RPR (MAOP):	3,236
Long. del def.	76,174 mm
Inicio axial	327,489 mm
Término axial	403,663 mm
Área del def.	112,181 mm ²
Tensión circunferencial	955,914 Bar



Paut: Indicaciones en soldadura.





formación adicional. Esta documentación incluyó información del tramo de cañería, denominación, diámetro, material, presión de operación, amenazas asociadas y antecedentes relevantes. Previo al destape, se realizaron tareas de geodetección para confirmar la traza real de la cañería, la profundidad y la presencia de interferencias, reduciendo el riesgo durante la excavación y asegurando la correcta ubicación del punto a inspeccionar.

Relevamiento de información e inspecciones

El destape se ejecutó siguiendo procedimientos controlados, permitiendo el acceso seguro a la cañería soterrada y la evaluación inicial de las condiciones del recubrimiento y del entorno.

Una vez expuesta la cañería, se procedió al acondicionamiento de superficie, eliminando recubrimientos, productos de corrosión y contaminantes, con el objetivo de asegurar la confiabilidad de los ensayos no destructivos. Las técnicas de inspección aplicadas incluyeron UT, PAUT, SCAN3D, IVE, IPM, RX. La información fue colectada por técnicos en END formados según los requerimientos de IRAM-ISO 9712 nivel 2 en todas las técnicas.

Análisis de ingeniería y definiciones de acciones correctivas

Los resultados de los ensayos permitieron caracterizar defectos volumétricos, planos y geométricos. A partir de esta información y empleando el procedimiento interno, se realizó el cálculo de la presión de falla y se determinó el alcance de la reparación óptima: provisoria, permanente o cambio de tramo.

Con base en la evaluación de integridad, se definió la estrategia de reparación más adecuada para cada caso. Las alternativas incluyeron la instalación de camisas de refuerzo metálicas tipo A o tipo B, la aplicación de reparaciones provisionales mediante materiales compuestos en situaciones de criticidad operativa, y el reemplazo de tramos completos cuando las condiciones así lo requi-



Pérdida de contención y colocación de reparación provisoria.



Retiro de reparación provisional y cambio de tramo.



Obras civiles post intervención.



rieron. La selección de la reparación consideró no solo la severidad del defecto, sino también las restricciones operativas, la continuidad del servicio y la planificación de reparaciones definitivas a futuro. Los materiales que se retiran de cambios de tramos posteriormente se los somete a análisis de falla para determinar las amenazas activas minuciosamente.

Acondicionamiento de instalaciones intervenidas

Finalizadas las tareas de inspección y reparación, se procedió al acondicionamiento de la zona de excavación, incluyendo mejoras civiles destinadas a restituir y, en algunos casos, optimizar las condiciones originales del sitio. Estas actividades comprendieron el reacondicionamiento del lecho de apoyo, la mejora de drenajes, la protección mecánica de la cañería y la restitución del terreno, contribuyendo a la mitigación de futuros mecanismos de daño, especialmente asociados a corrosión externa.

Incorporación de información en base de datos

Toda la información generada durante las intervenciones fue incorporada a la base de datos del sistema de gestión de integridad, incluyendo resultados de ensayos, reparaciones ejecutadas, fotografías, cálculos de integridad y observaciones relevantes. Esta retroalimentación permitió actualizar el análisis de riesgo RBI, ajustar las probabilidades de falla y mejorar la priorización de futuras inspecciones, cerrando el ciclo de gestión de integridad y fortaleciendo la toma de decisiones basada en datos.

Conclusiones

El desarrollo de intervenciones de verificación directa en cañerías internas de estaciones de bombeo permitió evaluar de manera objetiva el estado de integridad de instalaciones no piggeables sometidas a nuevas solicitudes operativas, en el marco de ampliaciones de capa-



Tablero de control de riesgo 2022.



Tablero de control de riesgo 2026.

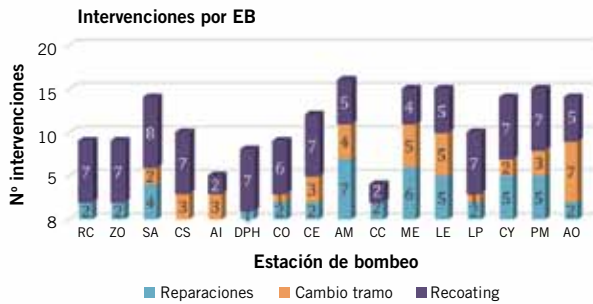
ciudad de transporte y cambios en la filosofía de operación del sistema. La cantidad de intervenciones ejecutadas, en relación con el número efectivo de reparaciones requeridas, resultó un indicador representativo del nivel de riesgo asociado a las instalaciones y de la efectividad de la metodología de selección de sitios aplicada.

El análisis comparativo entre intervenciones realizadas y reparaciones ejecutadas evidenció que una estrategia de verificación directa basada en metodologías ICDA/ECDA y análisis de riesgo RBI permite focalizar los esfuerzos en los sitios realmente críticos, evitando intervenciones innecesarias y optimizando el uso de recursos.

En este sentido, un elevado número de verificaciones con una proporción controlada de reparaciones refleja un adecuado conocimiento del sistema y una gestión preventiva del riesgo.

En la imagen "Tablero de control de riesgo 2026", según las indicaciones relevadas, se procedió de diferentes maneras: reparaciones permanentes con camisas de refuerzo tipo B, reparaciones provisionales con camisas de refuerzo tipo A o con materiales compuestos. En el caso de no encontrar indicaciones relevantes durante la verificación, la intervención se clasifica como recoating.

Los tipos de indicaciones detectados durante las ins-

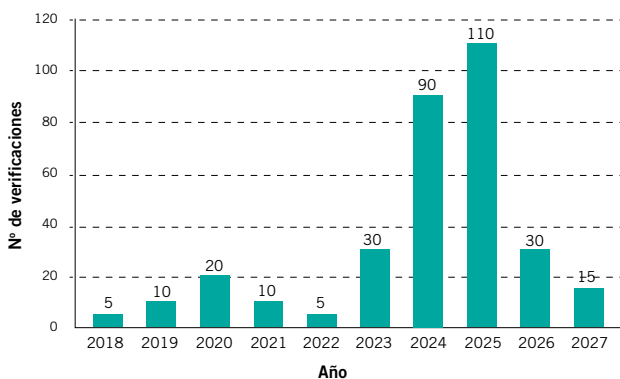


Reparaciones, cambios de tramos y recoating según estación de bombeo.

pecciones constituyeron una fuente clave de información para la evaluación de la probabilidad de falla de las cañerías. La identificación de defectos de fabricación y montaje, corrosión externa localizada, corrosión interna asociada a bajo factor de servicio y otros mecanismos, permitió caracterizar las amenazas predominantes en las estaciones de bombeo. Este conocimiento resulta fundamental para estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas, ya que cada tipo de amenaza presenta comportamientos y velocidades de crecimiento diferentes. Como resultado de las verificaciones directas se obtuvo una muestra de 97 indicaciones relevantes, se clasificaron según su recurrencia y se obtuvieron los porcentajes que se muestran en la imagen "Reparaciones, cambios de tramos y recoating según estación de bombeo".

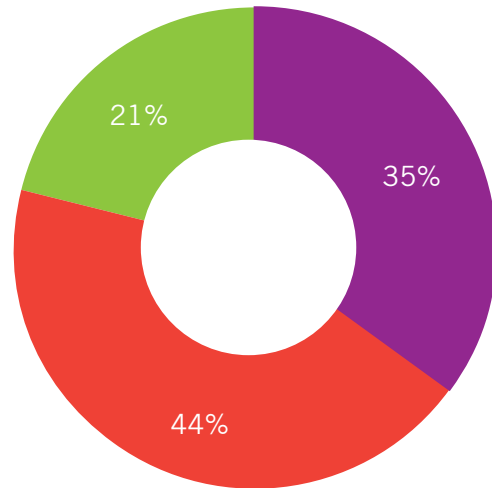
Conocer la naturaleza, severidad y distribución de los defectos detectados permite no solo evaluar el estado actual de las instalaciones, sino también predecir su evolución en el tiempo y anticipar escenarios de falla, fortaleciendo el análisis de riesgo y la planificación de inspecciones futuras.

Las intervenciones que requirieron reparaciones mayores estuvieron principalmente asociadas a sectores donde existía un menor conocimiento previo del estado de las instalaciones, ya sea por falta de antecedentes de inspección o por cambios operativos significativos respecto de las condiciones originales de diseño. Este resultado pone de manifiesto la importancia de contar con información histórica confiable y actualizada como base para la gestión de integridad, y confirma que el desconocimiento del estado real de las cañerías incrementa la probabilidad de intervenciones correctivas de mayor impacto.



Tendencia estimada para ejecución de verificaciones directas.

Caracterización de defectos



Porcentaje de tipos de defectos.

La implementación sistemática de verificaciones directas permitió reducir progresivamente este nivel de incertidumbre, migrando desde un enfoque reactivo hacia una gestión proactiva del riesgo.

Asimismo, el trabajo desarrollado fortaleció el know-how de la organización en intervenciones sobre cañerías soterradas, tanto en escenarios planificados como ante la ocurrencia de incidentes. La experiencia adquirida en tareas de geo detección, excavación, inspección mediante ensayos no destructivos de última tecnología, evaluación de integridad y ejecución de reparaciones más apropiada, permitió estandarizar criterios técnicos y operativos, mejorando los tiempos de respuesta y la calidad de las decisiones frente a eventos no deseados.

Finalmente, la retroalimentación continua de la base de datos del sistema de gestión de integridad, incorporando los resultados de las inspecciones y reparaciones, consolidó un proceso de mejora continua. Esta integración de datos permitió ajustar los análisis de riesgo RBI, refinar la priorización de sitios críticos y fortalecer la confiabilidad operativa del sistema de oleoductos, demostrando que una estrategia de verificación directa basada en metodologías reconocidas constituye una herramienta efectiva para la gestión de integridad de cañerías internas en estaciones de bombeo.

Bibliografía

- ECDA (Corrosión Externa): NACE SP0502-2010 ICDA (Corrosión Interna): NACE SP0208-2008 API 580 – RISK BASED INSPECTION
- API 570 – PIPING INSPECTOR
- API 1104 – WELDING OF PIPELINES AND RELATED FACILITIES
- IRAM/ISO 9712 – CALIFICACION Y CERTIFICACION DEL PERSONAL EN PROCEDIMIENTOS INTERNOS DE OLDELVAL.



Automatización de la Inspección Visual Digital (IVD)

Por **Facundo A. Lohrengel**, **Luis A. Ohara** y **Mauricio R. Bertotto** (Petromark SRL)

Este trabajo fue seleccionado del 6° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas.

➤ Sensor Bx:
superficie.

➤ Sensor Bz:
a la superfi

La automatización de la Inspección Visual Digital permite mejorar la precisión y uniformidad en el relevamiento de tuberías. El dispositivo reduce la dependencia del operador y asegura trayectorias de escaneo más estables y completas. El trabajo muestra cómo esta tecnología optimiza la detección de daños y fortalece la confiabilidad de los datos obtenidos.

En los Ensayos No Destructivos aplicados a la integridad de tuberías, la IVD (Inspección Visual Digital) permite detectar y documentar de manera objetiva indicaciones asociadas a corrosión y a otros mecanismos de deterioro aplicando los estándares de ASME B31 G, ASME B31 G Modificada.

En este tipo de relevamientos, la calidad del registro no depende solo del sensor, sino también de las condiciones con las que se ejecuta el barrido.

Cuando la IVD se realiza de forma manual, es común que aparezcan desviaciones por cambios en la velocidad de desplazamiento y en el ángulo de incidencia del sensor, situación que se acentúa en entornos confinados o de acceso complejo, donde resulta difícil sostener parámetros operativos constantes. Esto puede derivar en sectores sin cubrir o, en el extremo opuesto, en registros con redundancia de información que incrementan el tamaño de los archivos y dificultan el análisis posterior.

Como mejora a estas limitaciones, la automatización del escaneo permite controlar con precisión los desplazamientos longitudinales y rotacionales, asegurando trayectorias estables y reduciendo la variabilidad asociada del operador. En este enfoque, el dispositivo propuesto incorpora un sensado angular mediante una MPU-6050 (Unidad de Procesamiento de Movimiento) que integra un acelerómetro y giroscopio para conocer en tiempo real la posición del escáner respecto de la tubería, además integra un sistema de corrección basado en un freno inteligente por PWM (Modulación por Ancho de Pulso) variable, orientado a compensar desvíos y mantener la estabilidad angular en cada punto de medición.

El objetivo de este desarrollo es realizar relevamientos del estado superficial de la tubería de forma más eficiente, asegurando condiciones de escaneo uniformes y una cobertura controlada de toda la superficie, minimizando el solapamiento de capturas y optimizando el peso de los archivos.

Desarrollo

Para la correcta aplicación del ensayo y la obtención de un relevamiento confiable de la superficie de la tubería, deben respetarse los lineamientos y recomendaciones establecidos por el fabricante durante la ejecución del escaneo. El cumplimiento de estos criterios operativos permite mantener condiciones de captura uniformes, reducir desviaciones asociadas a la técnica de barrido y garantizar la calidad del registro. A continuación, se detallan los aspectos a considerar:

- Colocación y distribución de targets de reconocimiento: sobre la superficie de la tubería se deben disponer targets (marcadores) que actúen como referencias para el posicionamiento y el seguimiento del escáner durante todo el barrido. Como se puede apreciar en la figura 1 los marcadores se distribuyen siguiendo un patrón triangular con una disposición aleatoria, de manera que el sistema mantenga referencias espaciales durante toda la inspección y se obtenga una reconstrucción fehaciente del estado de la tubería. Esto facilita la evaluación posterior conforme a los criterios aplicables (ASME B31G y ASME B31G Modificada).
- Orientación del dispositivo: el escáner debe mantenerse perpendicular a una distancia de 25cm de la superficie a inspeccionar durante todo el recorrido. Esta condición es crítica para controlar el ángulo de incidencia y evitar errores en la captura, como distorsiones en la reconstrucción o disminución de la calidad del registro.
- Punto de inicio del escaneo: para minimizar el error acumulado y mejorar la estabilidad del registro, el escaneo debe iniciarse desde la zona media de la tubería, estableciendo allí la referencia inicial del sistema. A partir de ese punto, se debe continuar el barrido de manera uniforme, manteniendo parámetros constantes como, distancia a la superficie de la tubería, velocidad de desplazamiento y orientación del escáner. Este criterio contribuye a sostener condiciones de captura más homogéneas durante todo el relevamiento, favoreciendo la continuidad del modelo reconstruido para su evaluación posterior.



Figura 1. Disposición de los targets de reconocimientos.

Los movimientos involucrados del prototipo en el proceso de inspección se muestran en la Figura 2. El relevamiento se inicia tomando como referencia la zona media de la tubería, desde donde el sensor realiza el desplazamiento longitudinal a lo largo de la estructura hasta alcanzar el extremo. Una vez completado ese tramo, el dispositivo ejecuta un desplazamiento angular alrededor de la tubería con el objetivo de reposicionarse y preparar la siguiente trayectoria de escaneo. De este modo, el relevamiento se completa mediante una secuencia repetitiva de avance longitudinal y reposicionamiento angular, permitiendo cubrir la superficie de forma ordenada y bajo condiciones operativas más uniformes.

La automatización del ensayo se abordó mediante el control de dos movimientos principales del escáner sobre la tubería: el desplazamiento longitudinal, responsable de ejecutar el barrido a lo largo del eje de la tubería, y el desplazamiento circunferencial, encargado de repo-

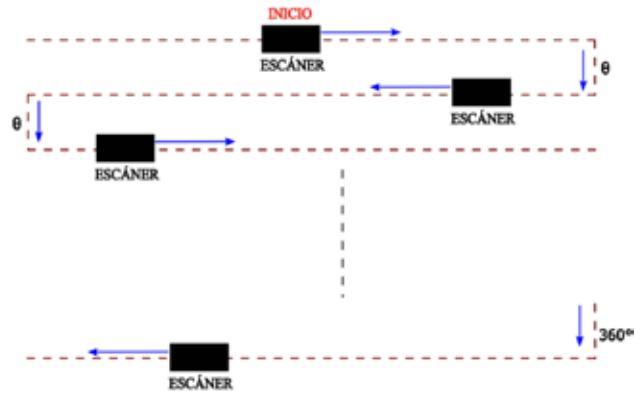


Figura 2. Trayectoria de escaneo: avance longitudinal y reposicionamiento circunferencial.

sicionar el escáner angularmente. La coordinación de ambos movimientos permite definir una trayectoria de inspección ordenada reduciendo la variabilidad propia de la ejecución manual realizada por un operador.

En la Figura 3.a se presenta un *render* en Fusion 360 correspondiente a la etapa de diseño donde se aprecian las soluciones adoptadas a partir de los movimientos que conlleva el ensayo. Por su parte, en la Figura 3.b se muestra el prototipo completamente ensamblado, evidenciando la implementación física del diseño y su configuración final para la realización del ensayo sobre las tuberías. A continuación, se describen las soluciones implementadas para los distintos tipos de movimiento.

Diseño del movimiento circunferencial

El diseño circunferencial se desarrolló con el objetivo de adaptarse a diferentes diámetros de tubería, abarcando un rango comprendido entre 8" y 32". En la Figura

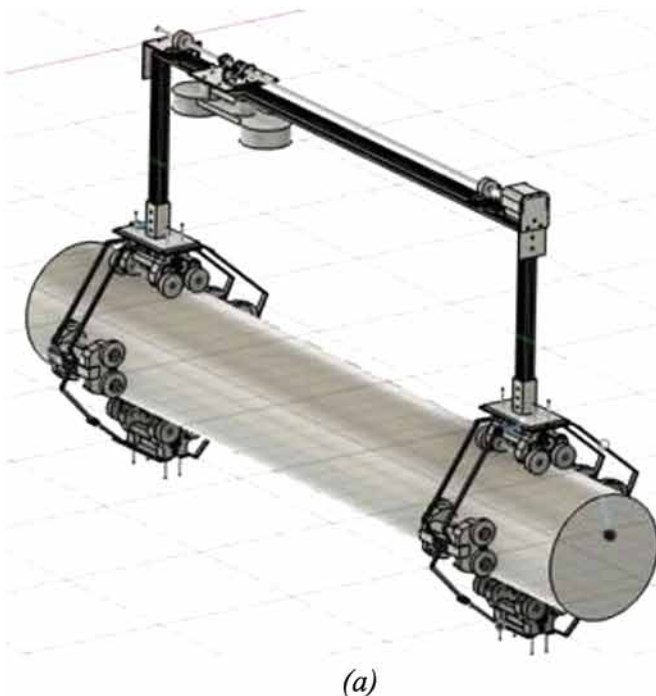


Figura 3. Visualización del prototipo completo en una perspectiva de frente y lateral; (a) Prototipo renderizado en Fusion360. (b) Prototipo físico en prueba de operatividad.



Figura 4. Sistema de anillo.

4, se observa que esta capacidad de adaptación se logra mediante un anillo metálico rígido modulable, cuya geometría permite variar su diámetro para ajustarse sobre la superficie externa de la tubería. De este modo, el anillo actúa como estructura principal de soporte, asegurando un acople estable del conjunto y proporcionando la rigidez necesaria para mantener el sistema correctamente posicionado durante la inspección.

El sistema de anillo está conformado por carros que se acoplan entre sí, tal como se muestra en la Figura 5. Este sistema emplea dos tipos de carros: carros principales, mostrados en la Figura 5.a, y carros accesorios, mostrados en la Figura 5.b.

Los carros principales se ubican en la tubería a 180° entre sí. Cada uno de estos carros integra motores de corriente continua con caja reductora, los cuales aportan el torque necesario para generar el desplazamiento circunferencial del prototipo.

Por su parte, los carros accesorios se incorporan a la estructura para aumentar el perímetro total del anillo, posibilitando la adaptación a tuberías de mayor diámetro. Además, contribuyen a reducir la fricción durante el movimiento.

Diseño del movimiento longitudinal

El movimiento longitudinal del escáner sobre la tubería se implementó con el objetivo de realizar el barrido a velocidad controlada a lo largo de la superficie, asegurando un avance uniforme durante todo el ensayo. En la Figura 6 se presenta la configuración del sistema indicados con los siguientes números: 1) guía longitudinal, 2) cabezal móvil, 3) motor paso a paso y 4) varilla roscada. El escáner se monta sobre el cabezal, el cual se desplaza a lo largo de una guía metálica solidaria a los dos anillos de rotación. Esta guía actúa como referencia, orientando el movimiento y manteniendo el escáner perpendicular a la superficie de la tubería.

La transmisión del movimiento longitudinal se realiza mediante un motor paso a paso acoplado a la varilla roscada, lo que permite regular el avance a partir del control del motor y mantener una velocidad de desplazamiento estable durante la inspección. Como resultado, el barrido longitudinal se ejecuta con mayor uniformidad, reduciendo la probabilidad de generar zonas sin inspección asociadas a velocidades de desplazamiento elevadas.



Figura 6. Movimiento longitudinal.



(a)



(b)

Figura 5. Carros que componen el movimiento circunferencial; (a) Carro principal. (b) Carro accesorio.



Figura 7. Cabezal.

A fin de profundizar en el diseño del movimiento longitudinal, el vínculo entre el cabezal y la guía se resolvió mediante un encastre con ruedas plásticas, tal como se muestra en la Figura 7. Este tipo de acoplamiento permite guiar el desplazamiento con baja fricción, reduciendo vibraciones, lo que contribuye a un movimiento estable. Además, en la misma figura se detalla la fijación del cabezal a la guía de aluminio y su acople a la varilla roscada mediante un conjunto de tuercas de bronce, las cuales aseguran un avance firme y posicionamiento del escáner a lo largo del recorrido sobre la superficie de la tubería.

Diseño electrónico

El sistema de control electrónico del prototipo se compone de un microcontrolador ESP32, puentes H, un sensor MPU6050 y finales de carrera. La ESP32 se encarga de ejecutar la lógica de control, interpretando las señales



Figura 8. Interfaz gráfica.

de los sensores y a su vez generar las señales de mando, las cuales son recibidas por los puentes H, responsables del accionamiento de los motores: por un lado, los motores DC encargados del desplazamiento angular, y por otro, el motor paso a paso empleado para el desplazamiento longitudinal del escáner sobre la tubería.

Para el control de la posición angular se utilizó el sensor MPU6050, el cual emplea tecnología MEMS (MicroElectro-Mechanical Systems) que integra acelerómetro y giroscopio, permitiendo estimar la orientación del prototipo y realimentar el sistema para mantener el movimiento dentro de los parámetros definidos. En cuanto al movimiento longitudinal, el mismo se realiza de manera continua y a velocidad constante, durante el barrido, con un recorrido delimitado por la longitud útil de la varilla roscada. Para garantizar que el sistema opere dentro de ese tramo y evitar sobre-recorridos, se incorporaron finales de carrera en ambos extremos, los cuales actúan como limitadores de seguridad y referencia de tope del desplazamiento.

En cuanto a la interacción con el usuario, la ESP32 genera una red Wi-Fi a la cual el operador se conecta mediante una computadora. Para facilitar la operación del sistema, se diseñó una interfaz gráfica desarrollada en LabVIEW, la cual se presenta en la Figura 8 y permite al usuario interactuar de forma directa con el dispositivo, seleccionando el modo de operación y definiendo la secuencia de movimiento.

La interfaz contempla un modo automático y un modo manual. Al ejecutar el modo automático, se inicia la ejecución autónoma del escáner sobre la superficie de la tubería. En modo manual, se habilitan comandos directos de los movimientos, permitiendo al operador efectuar posicionamientos, ajustes o repetición de tramos específicos cuando se requiera, mediante el uso del teclado de la notebook.

En la Figura 9 se presenta un diagrama de flujo de la lógica del sistema y de sus dos modos de operación. Al ingresar "1" en la interfaz gráfica se accede al modo automático, en el cual se ejecuta de manera autónoma una secuencia de barrido predefinida sobre la superficie, ajustada al diámetro de la tubería a inspeccionar. Por su parte, al presionar "2" se habilita el modo manual, que permite al operador realizar movimientos controlados mediante las flechas del teclado, facilitando el posicio-

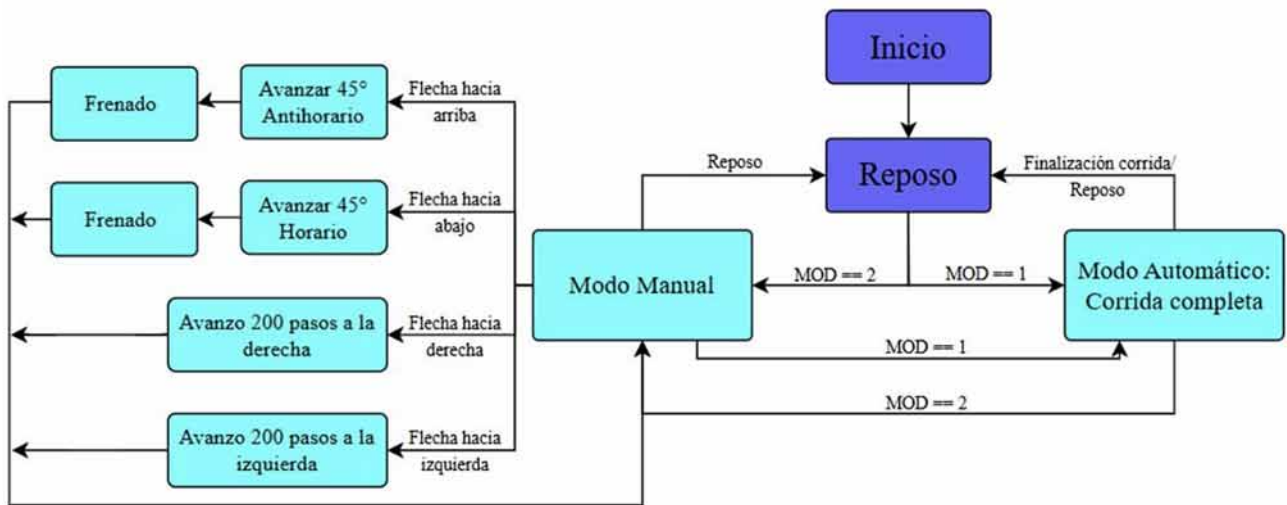


Figura 9. Lógica de funcionamiento del prototipo.

namiento en distintos sectores y la repetición de tramos específicos cuando sea necesario. De este modo, el microcontrolador coordina los desplazamientos en ambos modos de operación.

Conclusiones

Se logró diseñar, desarrollar e implementar un prototipo funcional capaz de ejecutar movimientos rotacionales y longitudinales sobre la superficie de tuberías, permitiendo automatizar la inspección requerida durante la IVD y reducir la dependencia de la intervención manual del operador. La coordinación de ambos movimientos posibilita ejecutar trayectorias controladas y repetibles, contribuyendo a mantener condiciones de escaneo más uniformes a lo largo de toda la superficie relevada.

Como se puede observar en las Figuras 10.a y 10.b, se realizaron dos inspecciones utilizando parámetros fuera de los rangos recomendados por el fabricante, con el objetivo de evidenciar el impacto que tienen las condiciones de operación sobre la calidad del relevamiento. En particular, tanto una distancia inadecuada entre el escáner y la superficie como una velocidad de desplazamiento excesiva afectan de manera significativa la reconstrucción obtenida.

En la Figura 10.a se presenta un escenario en el cual el escáner ejecuta el barrido a una altura aproximada de 15 cm respecto de la superficie, valor inferior al especificado por el fabricante (aproximadamente 25 cm). En esta condición, el escáner pierde referencia de la superficie durante la inspección, debido a que se ve afectada la triangulación y el reconocimiento de los targets. Como consecuencia, se generan zonas sin datos y discontinuidades, evidenciando una adquisición del estado de la superficie incompleta.

Por otro lado, la Figura 10.b muestra un segundo escenario en el que el sensor se desplaza a una velocidad elevada, superior a la recomendada para el modo de adquisición utilizado. Esta condición reduce la densidad de información registrada y compromete la estabilidad del seguimiento, provocando que una parte considerable de la superficie quede sin inspeccionar o con información insuficiente para reconstruir de forma continua el estado de la superficie de la tubería.

En contraste, en la Figura 11.a se muestra el prototipo ejecutando el escaneo bajo condiciones nominales de funcionamiento en términos de altura y velocidad, manteniendo una distancia adecuada y una velocidad de desplazamiento controlada. La Figura 11.b muestra el resultado obtenido de la IVD, donde se observa una correcta reconstrucción del estado de la tubería. Este resultado permite validar que el prototipo es capaz de desplazar el escáner de manera estable, cumpliendo con los lineamientos establecidos por el fabricante para obtener una reconstrucción fehaciente.

En términos operativos, se compararon los tiempos de preparación y las prestaciones obtenidas entre el prototipo y la inspección manual, con el objetivo de evaluar su impacto en campo. Los tiempos aproximados de ensamblaje asociados al armado del prototipo son del orden de 20 minutos, considerando el montaje del sistema sobre la tubería y la puesta a punto inicial. En comparación, para una inspección realizada de manera manual por un



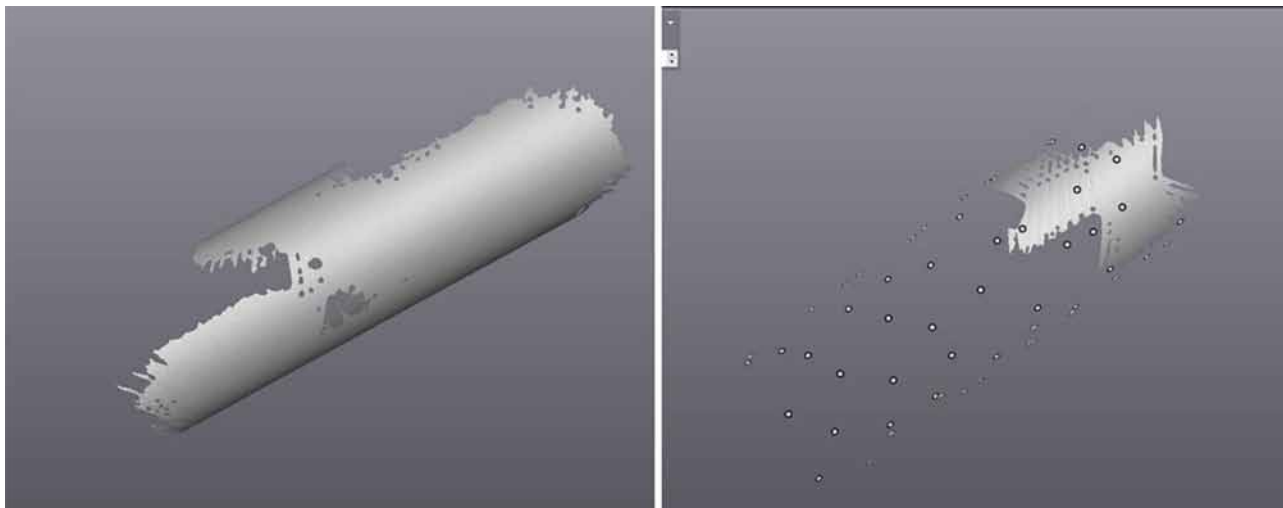


Figura 10. Resultado de escaneo 3D sobre una superficie de 8" con parámetros inadecuados; a) Resultado del escáner en zonas donde la altura es demasiado baja b) Resultado del escáner a una velocidad de desplazamiento muy elevada.

operador, el armado de los instrumentos y la preparación del escáner demandan aproximadamente 5 minutos. Sin embargo, aunque el prototipo requiere un mayor tiempo inicial de instalación, este se justifica por las mejoras que aporta durante la ejecución del ensayo y por las ventajas operativas respecto del método manual. En primer lugar, permite realizar la inspección manteniendo una altura y una velocidad de desplazamiento constantes, condiciones necesarias para asegurar una reconstrucción correcta y uniforme de la superficie. En el modo manual, estas variables dependen directamente del operador y suelen presentar variaciones, lo que puede derivar en zonas con falta de datos o diferencias de calidad a lo largo del barrido. Por otro lado, al controlar la trayectoria y el avance, el prototipo minimiza la superposición de información y reduce redundancias. En una inspección manual es frecuente que el escáner recorra repetidamente sectores ya relevados debido a correcciones de movimiento o a la dificultad de mantener una guía precisa, lo que incrementa el volumen de datos sin aportar información relevante adicional. En consecuencia, el uso del prototipo contribuye a obtener registros más consistentes y a hacer más eficiente el tamaño final de los archivos generados. Adicionalmente, el sistema posibilita inspeccionar zo-

nas de difícil acceso, donde la operación manual se ve limitada por restricciones de espacio, posturas forzadas o condiciones de trabajo poco favorables. En particular, frente a inspecciones dentro de un cateo u otros entornos confinados, el prototipo permite reducir la necesidad de permanencia del operador en el interior de un cateo, disminuyendo su exposición y aportando una mejora directa en términos de seguridad operativa.

En conjunto, estas ventajas compensan el mayor tiempo de preparación, especialmente en escenarios donde la se tiene que repetir la inspección, o donde la seguridad operativa resulta determinante. De este modo, el prototipo se presenta como una alternativa viable para mejorar la calidad del registro, optimizar el manejo de datos generados y reducir la exposición del operador en inspecciones realizadas en entornos confinados o de difícil acceso.

Bibliografía

ASME B31 G.
ASME B31 G Modificada.
API 579-1/ASME FFS-1.
Handyscan Technical Specifications/July 2014.
VXelements User Manual/2014.



Figura 11. Resultado del escaneo utilizando el prototipo a) Prototipo montado sobre la superficie de la tubería b) Superficie escaneada de la tubería.

iapg



PATAGONIA

19 - 22
OCT 26

Espacio DUAM
Neuquén

www.aogpatagonia.com.ar

Organiza:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza:



messe frankfurt



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar





Por **Esteban Marascio** y **Germán Mancuso** (Transportadora de Gas del Norte)

Este trabajo fue seleccionado del 6° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas y resultó ganador del Premio Jóvenes Profesionales realizado en el marco del Congreso.

Gestión integral de la protección anticorrosiva en la era digital:

monitoreo remoto, aplicaciones móviles, análisis en tiempo real y predicción de tendencias mediante algoritmos de aprendizaje automático



El artículo presenta un modelo digital para gestionar la protección catódica en sistemas de transporte de gas. Integra monitoreo remoto, aplicaciones móviles, analítica en tiempo real y una arquitectura de datos escalable. Una solución que mejora la trazabilidad, fortalece la confiabilidad de la información y habilita el análisis predictivo.

La evolución de la tecnología de la información ha permitido avances significativos en los sistemas convencionales de protección catódica, en los cuales, históricamente, la infraestructura de gestión de datos no ocupaba un rol central. Esta situación se vuelve aún más crítica cuando el volumen de información generada supera la capacidad humana de procesamiento, dando lugar a posibles errores, corrupción de datos e interpretaciones incorrectas de la situación real. En este contexto, la calidad de las técnicas de campo aplicadas, la capacitación de los profesionales y la experiencia adquirida a lo largo de los años pierden valor si los datos obtenidos no son confiables.

Por lo tanto, la integridad de los datos se posiciona como un pilar fundamental en cualquier sistema de información. Esta integridad comprende la exactitud, con-

sistencia y confiabilidad de los datos almacenados y procesados. Su importancia radica en que permite una toma de decisiones precisa, facilita el cumplimiento normativo, especialmente para empresas como TGN, reguladas por autoridades nacionales y sujetas a la presentación de información bajo declaración jurada, contribuye a la eficiencia operativa al reducir errores y costos adicionales, respalda el análisis y la planificación estratégica mediante la identificación confiable de tendencias y patrones y, en última instancia, garantiza la seguridad de la información, evitando riesgos económicos, operativos y legales para la organización.

En TGN, las principales actividades de recolección de datos en campo relacionadas con la protección catódica incluyen, la medición de potenciales ON/OFF a intervalos kilométricos, la medición e inspección de rectificadores de corriente, la medición de probetas o cupones de corrosión, la medición de potenciales en singularidades, tales como caños camisa, estaciones de mitigación de interferencias, ramales, entre otros, y la ejecución de estudios especializados como CIS, DCVG y mediciones de resistividad del suelo, entre otros.

La recolección de datos comienza con la emisión de órdenes de trabajo, instrucción formal y estandarizada que autoriza a los operadores de campo a ejecutar tareas específicas conforme a los protocolos operativos establecidos, dirigidas a los operadores de campo, quienes, siguiendo los procedimientos definidos, recopilan información de rectificadores y potenciales ON/OFF a lo largo de 11.000 km de gasoductos y más de 350 rectificadores.

Inicialmente, la captura de datos se realizaba de forma manual en formularios en papel, lo que exponía al proceso a riesgos de errores durante la escritura y la posterior transcripción a planillas digitales compatibles con el sistema SAP, que actúa como base de datos corporativa. Si bien el sistema SAP garantizaba un almacenamiento confiable y seguro, persistían vulnerabilidades durante las etapas de análisis y ejecución, donde el uso de planillas generaba riesgos de manipulación no controlada, falta de trazabilidad de los datos y ausencia de cálculos automatizados. Asimismo, los relevamientos especiales carecían de formatos estructurados, lo que dificultaba la integración de la información. Estos factores pusieron en evidencia oportunidades de mejora en todas las etapas del proceso, orientadas a fortalecer la confiabilidad, eficiencia y estandarización del sistema de gestión de datos.

Históricamente, el flujo de información seguía el esquema presentado en la Figura 1.

Desarrollo

Metodología de trabajo

El análisis revela diversas vulnerabilidades en el proceso de gestión de la información de protección catódica. Entre los principales problemas se identifican la ausencia de datos estructurados y estandarizados, lo que dificulta su recuperación y utilización, la baja calidad de los datos con registros incompletos, inexactos o duplicados, el acceso limitado a la información que restringe la colaboración entre equipos, una infraestructura inadecuada para gestionar grandes volúmenes de datos, una

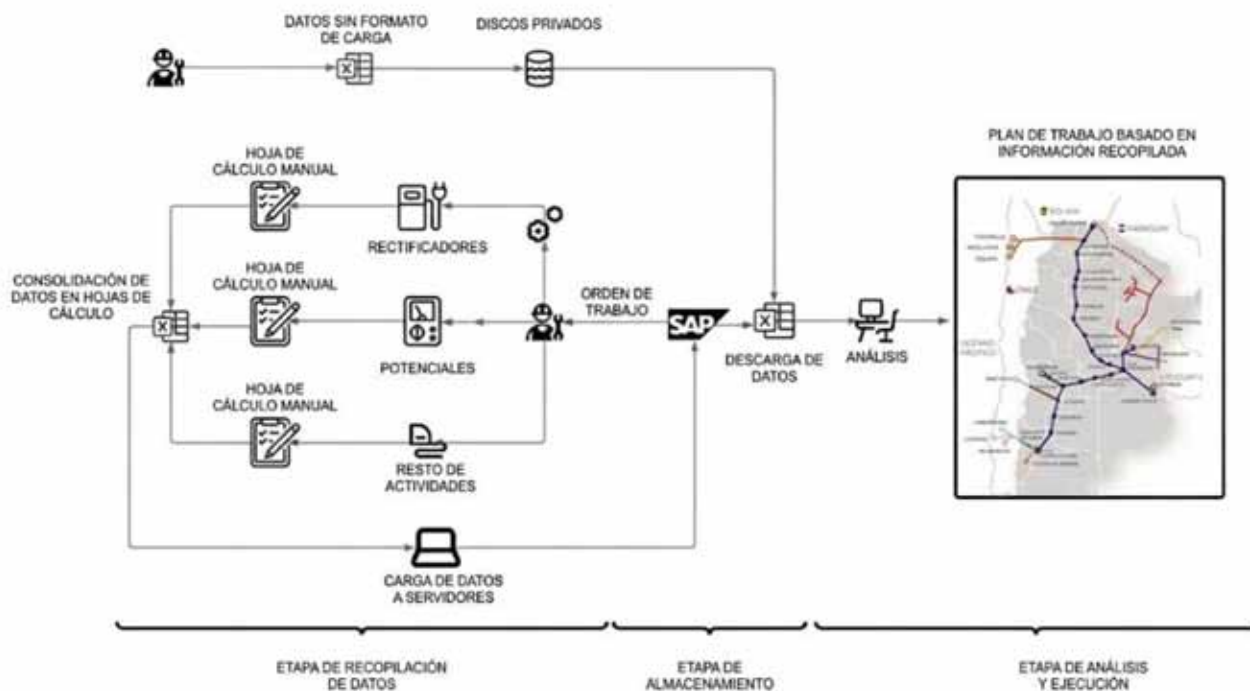


Figura 1. Flujo de información histórico en TGN.

fuerte dependencia de procesos manuales propensos a errores y demoras, y una capacitación y concientización insuficientes del personal respecto de las mejores prácticas en gestión de datos.

El proceso de modernización de la gestión de datos en los sistemas de protección catódica de TGN se estructuró en cuatro etapas principales, diagnóstico de la situación actual, diseño de la solución tecnológica, implementación de un nuevo esquema de recolección, almacenamiento y análisis de datos, e integración con una plataforma de análisis de datos y Machine Learning para análisis predictivo.

En primer lugar, se realizó un diagnóstico integral mediante entrevistas con personal de campo y responsables técnicos. Esta evaluación puso en evidencia problemas clave, dificultades para acceder e identificar puntos de medición, falta de trazabilidad en los datos recolectados, errores de transcripción manual y ausencia de un almacenamiento de información estandarizado. Asimismo, se hizo evidente la necesidad de contar con información actualizada sobre las instalaciones y de mejorar la eficiencia en la gestión de las operaciones de campo.

Para abordar estas problemáticas, se desarrolló una solución basada en una aplicación móvil nativa para Android integrada con el sistema SAP, con capacidad de funcionamiento tanto en modo online como offline. Los requisitos principales de esta herramienta incluyeron compatibilidad con distintos dispositivos móviles, sincronización automática con la base de datos corporativa, geolocalización del personal de campo, visualización cartográfica de las instalaciones, asignación de responsabilidades de medición y acceso extendido para personal externo cuando fuera necesario.

Durante la implementación, se estableció un flujo de información que comienza con la generación de órdenes de trabajo, continúa con la captura de datos en campo

mediante dispositivos móviles y finaliza con la sincronización automática de datos en tiempo real. Este esquema permitió integrar múltiples funcionalidades, tales como la visualización inmediata de gráficos de potenciales ON/OFF a lo largo de los gasoductos, el reporte automático de anomalías de polarización y necesidades de mantenimiento, el registro de singularidades, el monitoreo de indicadores clave de desempeño, KPIs, el acceso histórico a la evolución de los potenciales de protección catódica y la posibilidad de compartir información a través de canales corporativos.

Finalmente, como cuarta etapa, se desarrolló una estrategia para conectar la base de datos a una plataforma en la nube con capacidades de análisis de datos y Machine Learning. Esta plataforma permite el procesamiento en tiempo real de los datos recolectados en campo, la identificación de patrones de comportamiento en las variables de protección catódica, la predicción de fallas potenciales y el soporte a la toma de decisiones mediante modelos predictivos. La arquitectura de integración incorpora mecanismos automatizados de actualización, esquemas robustos de seguridad y escalabilidad para acompañar el crecimiento futuro del volumen de datos.

Etapas 1. Modernización de Rectificadores, Monitoreo Remoto

El monitoreo remoto en sistemas de protección catódica, CP, permite la supervisión continua y automatizada de variables críticas tales como potenciales eléctricos, corriente de salida, estado de drenajes y señales de electrodos de referencia. Esta tecnología fortalece la gestión de integridad al posibilitar la detección temprana de anomalías, reducir la necesidad de intervenciones en campo y asegurar el cumplimiento de los estándares regulatorios.

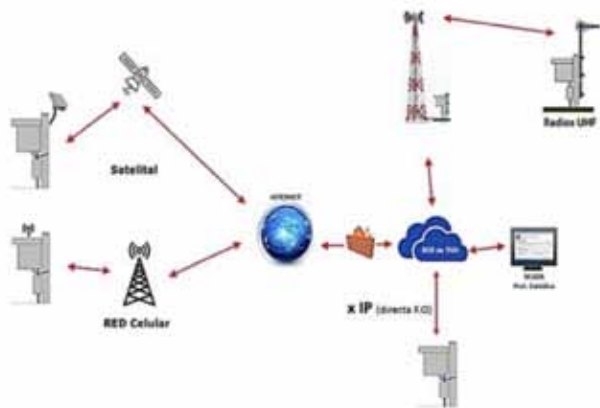


Figura 2. Conectividad del sistema de monitoreo remoto.

Los gasoductos operados y mantenidos por TGN se encuentran distribuidos a lo largo de casi todo el territorio argentino. Esta amplia cobertura geográfica impide la adopción de una única tecnología uniforme de transmisión de datos. En consecuencia, deben contemplarse distintos métodos de conexión, seleccionados en función de la disponibilidad y factibilidad técnica en cada región, a fin de garantizar la continuidad y confiabilidad de los sistemas de monitoreo remoto de CP.

Para afrontar este desafío, TGN desarrolló una tecnología de comunicación propietaria que se adapta a los requerimientos específicos de transmisión de datos determinados por las características regionales. La conectividad de los rectificadores se clasifica esquemáticamente según el tipo de tecnología de transmisión de datos disponible en cada zona, tal como se muestra en la Figura 2.

La implementación de tecnologías de transmisión versátiles, tales como enlaces satelitales, redes celulares, radio UHF y conexiones IP directas, permite adaptar el sistema de monitoreo remoto a las condiciones geográficas y de infraestructura de cada región. Esta flexibilidad garantiza la operación ininterrumpida del monitoreo remoto, incluso en áreas remotas o con baja conectividad.

Etapas 2. Desarrollo Interno de una Aplicación para Recolección de Datos en Campo

Las operaciones de campo son ampliamente recono-

cidas por presentar diversos desafíos, que afectan tanto al personal experimentado como a aquellos que no están familiarizados con el área geográfica en la que deben desempeñarse. En muchos casos, resulta esencial identificar correctamente las rutas de acceso a los puntos de medición, sin embargo, no siempre se dispone de personal con conocimiento de la geografía local, lo que genera ineficiencias operativas. Esta situación se ve agravada por el uso de formularios en papel para el registro de mediciones, lo que introduce incomodidades, demoras y falta de trazabilidad, factores que pusieron en evidencia la necesidad de modernizar y optimizar los procesos de adquisición de datos de la compañía.

Para abordar estas problemáticas, se hizo necesario centralizar toda la información relevante en una plataforma digital única e integrada. Con este propósito, se definió un conjunto de requisitos esenciales para el nuevo sistema de captura de datos. Entre ellos se incluyeron la compatibilidad con una amplia gama de dispositivos móviles, la sincronización instantánea con las bases de datos corporativas, la trazabilidad continua de los datos recolectados, la geolocalización del personal de campo, la representación geoespacial de la infraestructura, la asignación de responsabilidades de recolección de datos, la capacidad de operar en modo offline y la posibilidad de ser utilizada por personal externo cuando fuera requerido.

Ante la inexistencia de una plataforma comercial capaz de satisfacer estos requisitos de manera integral, la empresa optó por desarrollar una aplicación interna, diseñada específicamente para el sistema operativo Android, con el objetivo de dar respuesta a las necesidades identificadas.

El flujo de gestión de datos implementado en el marco de esta iniciativa se presenta en la Figura 3.

En la figura 4, se muestra la interfaz gráfica de la APP desarrollada.

La interfaz gráfica consiste en un mapa en el que se encuentran representadas las trazas de los ductos y las estructuras que deben ser medidas, todas debidamente geolocalizadas. Esto permite al personal de campo identificar con claridad el punto de medición correspondiente y, en caso de detectar alguna discrepancia entre la información del sistema y la realidad en terreno, reportar el desvío para su posterior corrección y actualización de la base de datos.

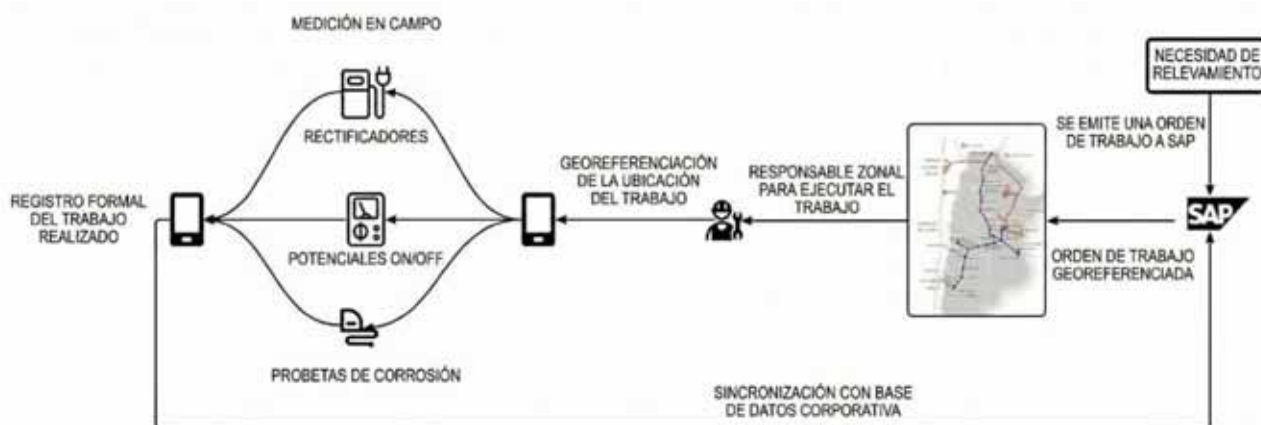


Figura 3. Gestión de datos mediante una APP móvil.



Figura 4. Interfaz de la APP móvil diseñada por TGN.

Se puede observar que el sistema únicamente permite al personal cargar un valor cuando el punto de medición se encuentra dentro de un radio de 10 metros (zona roja). Esta condición actúa como validación geoespacial, garantizando que el dato ingresado corresponda efectivamente al punto de medición en cuestión y evitando cargas asociadas a ubicaciones incorrectas.

Etapa 3. Sistema Automatizado para el Cálculo y la Visualización de Datos

Como licenciataria del servicio de transporte de gas, TGN se encuentra sujeta a la legislación nacional y, en particular, al marco regulatorio establecido por ENARGAS, ente regulador nacional del gas. Dentro de este marco se define una serie de indicadores técnicos de calidad que cada licenciataria debe cumplir. Entre ellos se encuentra el indicador de calidad de protección catódica, el cual debe calcularse anualmente y presentarse ante la autoridad competente.

Este indicador contempla diversos parámetros, entre los que se incluyen los potenciales ON/OFF relevados, los potenciales naturales registrados, las probetas de corrosión instaladas, el monitoreo remoto del sistema de protección catódica, las corridas de inspección en línea, ILLI, y los estudios CIS, Close Interval Survey, y DCVG, Direct Current Voltage Gradient, realizados a lo largo del sistema.

La metodología propuesta por el regulador argentino para el cálculo de los indicadores de calidad da como resultado una métrica de desempeño, ofreciendo una herramienta eficaz para la gestión de sistemas de protección catódica de gran escala.

La Figura 5 presenta el flujo de información anterior a la implementación del nuevo sistema.

El flujo de información, aunque conceptualmente simple, genera grandes volúmenes de datos, lo que incrementa el riesgo de errores involuntarios y la presentación de informes inexactos. Esta problemática se ve agravada por el uso de numerosas planillas de cálculo y por la

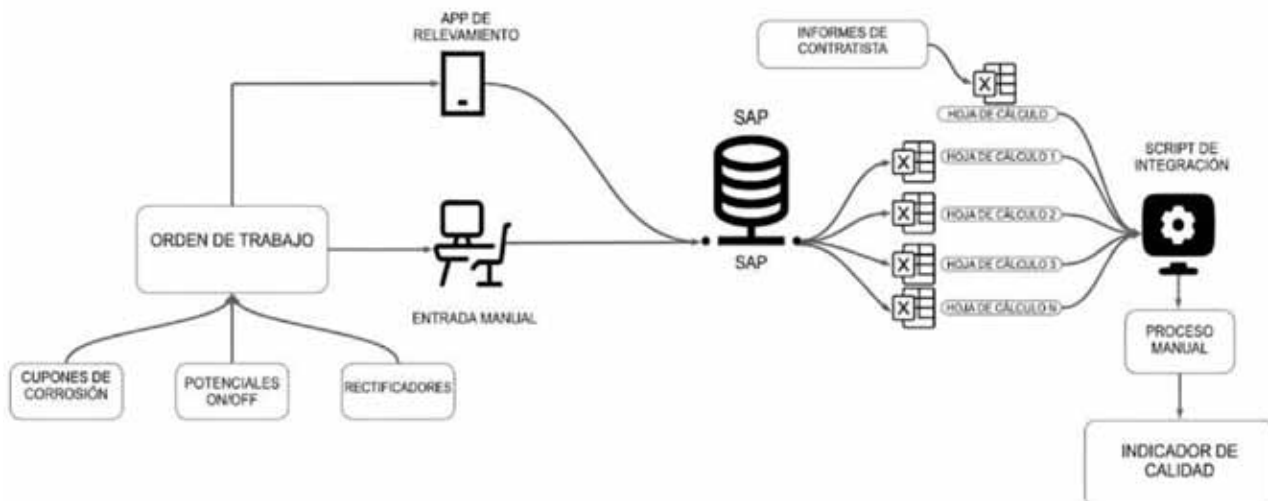


Figura 5. Proceso histórico de datos en TGN.

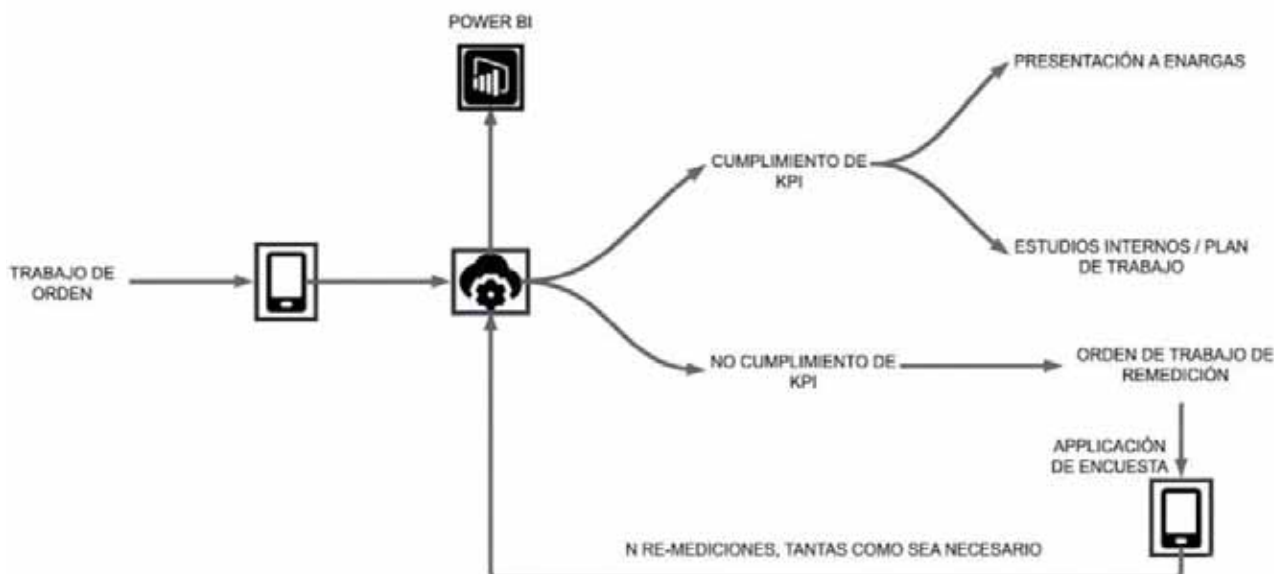


Figura 6. Nuevo proceso de datos en TGN.

posibilidad de que la información recolectada en campo sea interpretada o representada de manera incorrecta por el personal operativo.

En virtud de las situaciones mencionadas, se decidió implementar un sistema automatizado, cerrado y completamente trazable, con el objetivo de prevenir problemas de integridad de datos. Para ello, el sistema fue diseñado con las siguientes características:

- Trazabilidad total, garantizando que los datos registrados no puedan ser modificados por ningún usuario.
- Restricción geográfica para la modificación de datos, permitiendo cambios únicamente cuando el usuario se encuentre a menos de 10 metros del punto de medición.
- Generación automatizada de reportes, posibilitando la emisión oportuna y libre de errores de los informes.
- Interoperabilidad de datos, permitiendo que la información pueda ser compartida y consumida por otros sistemas de software.

El desarrollo de esta herramienta se llevó a cabo utilizando SAP, aprovechando su rol como base de datos corporativa. El sistema fue construido de acuerdo con la metodología definida por la autoridad regulatoria argentina para el indicador de calidad de protección catódica. En consecuencia, la herramienta se ha convertido en una solución integral de gestión de la protección catódica.

La Figura 6 describe el flujo de información implementado en este sistema.

Visualización de datos

La visualización y comprensión de la información es tan importante como el análisis de los datos en sí mismo. Una presentación deficiente puede generar confusión y pérdida de tiempo durante la etapa final de análisis. Por

este motivo, se adoptó como herramienta de visualización final Microsoft Power BI.

Mediante esta herramienta, los datos pueden gestionarse de manera intuitiva y ágil, proporcionando acceso inmediato a la información. Además, se encuentra conectada a la base de datos corporativa, donde se calculan los KPIs regulatorios mencionados anteriormente, lo que permite disponer de un tablero global para la gestión del sistema de protección catódica de la compañía.

Finalmente, la posibilidad de vincular herramientas geográficas, tales como ArcGIS Pro, permite la visualización geográfica punto por punto de las ubicaciones de medición.

La Figura 7 muestra un ejemplo del sistema implementado.

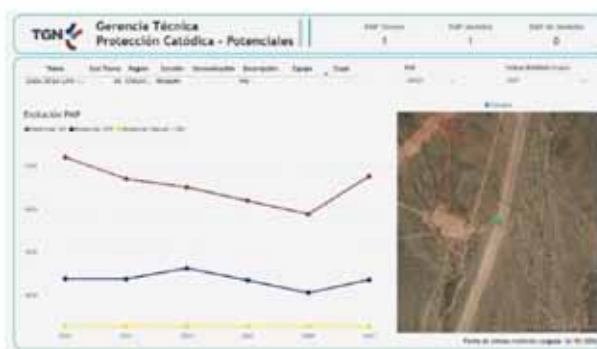
El desarrollo e implementación de la nueva aplicación de recolección de datos ha logrado avances significativos en la gestión y el análisis de la información de protección catódica. Entre sus principales funcionalidades se destaca la visualización instantánea de gráficos de potenciales ON, OFF y naturales para la totalidad de los gasoductos de la compañía, eliminando la necesidad de acceso manual a bases de datos, ya que la información se actualiza automáticamente con cada ingreso realizado en campo. Esta implementación permitió eliminar el uso de planillas Excel para la interpretación y análisis de datos de protección catódica, centralizando la información en un entorno integrado, reduciendo la manipulación manual de datos y reduciendo drásticamente los tiempos de análisis.

Adicionalmente, se integró un sistema automático de reportes para señalar puntos de medición que presentan baja polarización, junto con un relevamiento de necesidades de mantenimiento, proporcionando así un estado actualizado de todas las instalaciones de campo. La aplicación también simplifica el estudio detallado de anomalías críticas, tales como caños camisa, ramales y cruces ferroviarios. Asimismo, permite el cálculo y la

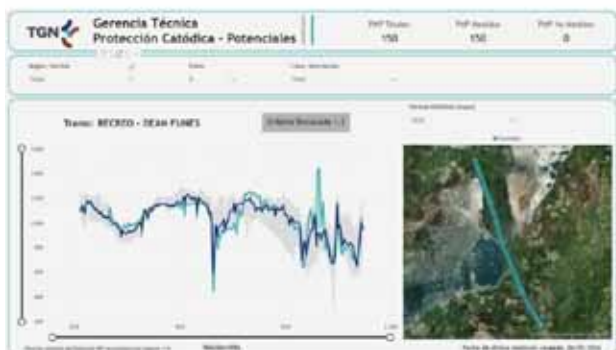
Perfiles de potenciales



Históricos de puntos de medición



Tendencias de polarización



Cumplimiento de indicadores regulatorios

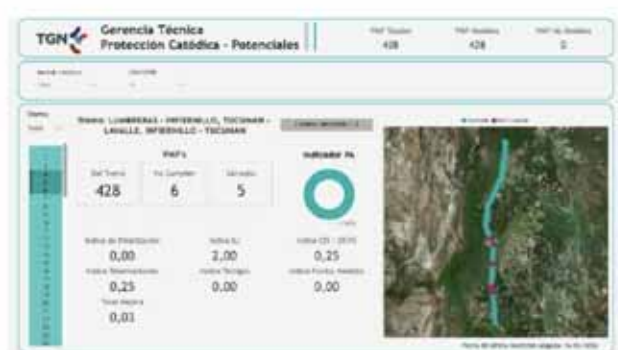


Figura 7. Tablero Power Bi de administración de datos.

visualización de los principales indicadores de calidad, KPIs, establecidos por el regulador argentino, desagregados por tramo de gasoducto. Finalmente, la plataforma conserva el historial completo de los relevamientos de TGN, posibilitando análisis profundos del comportamiento de los potenciales a lo largo del tiempo. La información puede ser accedida a través de canales corporativos para respaldar análisis de tendencias.

Etap 4. Plataforma de analítica de datos y Machine Learning

La analítica de datos y el Machine Learning constituyen herramientas fundamentales para transformar datos en información de valor. Permiten procesar grandes volúmenes de información, detectar patrones, identificar anomalías y predecir comportamientos de manera automatizada.

Se decidió implementar esta tecnología en la nube, utilizando un proveedor reconocido, a fin de garantizar

alta disponibilidad y capacidad de procesamiento bajo demanda. Para la integración, se diseñó una arquitectura de desarrollo local que vincula la base de datos corporativa, SAP, y los servidores SQL donde se almacena la información proveniente del monitoreo remoto, con la nube del proveedor.

El objetivo principal fue construir un Lakehouse integral que centralice toda la información, asegurando su disponibilidad para un amplio espectro de usuarios y facilitando su integración en modelos predictivos basados en analítica de datos y Machine Learning.

La Figura 8 muestra el flujo de información del proceso descrito.

La implementación de la arquitectura en la nube permitió la utilización de diversas fuentes de información, tales como servidores privados con distintos formatos de archivo, bases de datos SAP y bases de datos estructuradas de tipo SQL. Asimismo, posibilita la interacción con APIs externas y con información proveniente de diferentes fuentes de origen.

A continuación, se describen algunos proyectos que se están desarrollando en materia de datos y machine learning:

Alineación automática de datos

Un ejemplo de la versatilidad del sistema y de sus capacidades de análisis de datos puede observarse en evaluaciones de integridad de gasoductos, donde los datos de ILI, número acumulado y densidad de defectos, pueden alinearse y combinarse con el monitoreo remoto en tiempo real de la protección catódica, incluyendo co-



Figura 8. Flujo de la información hacia el LakeHouse

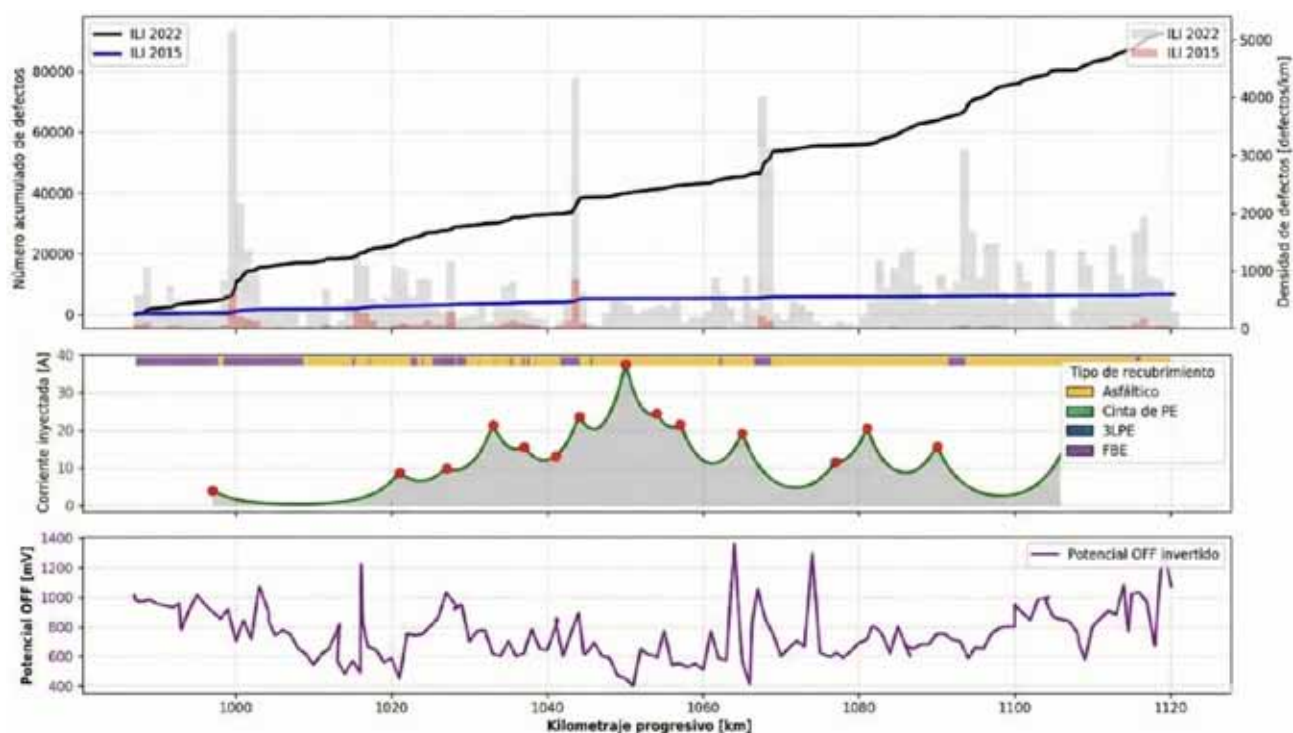


Figura 9. Ejemplo de alineación de datos.

riente inyectada y potenciales ON/OFF registrados con frecuencia diaria, así como con mediciones de potenciales ON/OFF recolectadas durante relevamientos de campo mediante aplicaciones móviles.

La Figura 9 ilustra la alineación de datos provenientes de distintas fuentes, con el objetivo de realizar una evaluación de integridad de un gasoducto de más de 100 km de longitud.

Los datos y visualizaciones pueden compartirse a través de tableros de Microsoft Power BI para su fácil interpretación y se encuentran disponibles para cualquier miembro del personal técnico mediante los canales corporativos.

Capacidad de integrar datos externos

Otro ejemplo de la versatilidad en el procesamiento de información lo constituyen los estudios realizados

sobre la dependencia de la resistencia de puesta a tierra en dispersores superficiales y profundos en función de la humedad superficial del suelo. Esta última fue determinada utilizando datos proporcionados por la familia de satélites Sentinel-5, del programa Copernicus Atmosphere Monitoring Service.

Los datos suministrados por CAMS se presentan en formato geoespacial, por lo que resulta necesario realizar un preprocesamiento de la información antes de correlacionarla con los datos internos de la compañía.

La Figura 10 presenta más de 2 millones de registros provenientes del sistema de monitoreo remoto, correspondientes a más de 350 unidades rectificadoras de corriente continua. En ella se muestra la resistencia de puesta a tierra de dispersores superficiales, a la izquierda, y de dispersores profundos, a la derecha, en función de la humedad diaria del suelo reportada por el programa

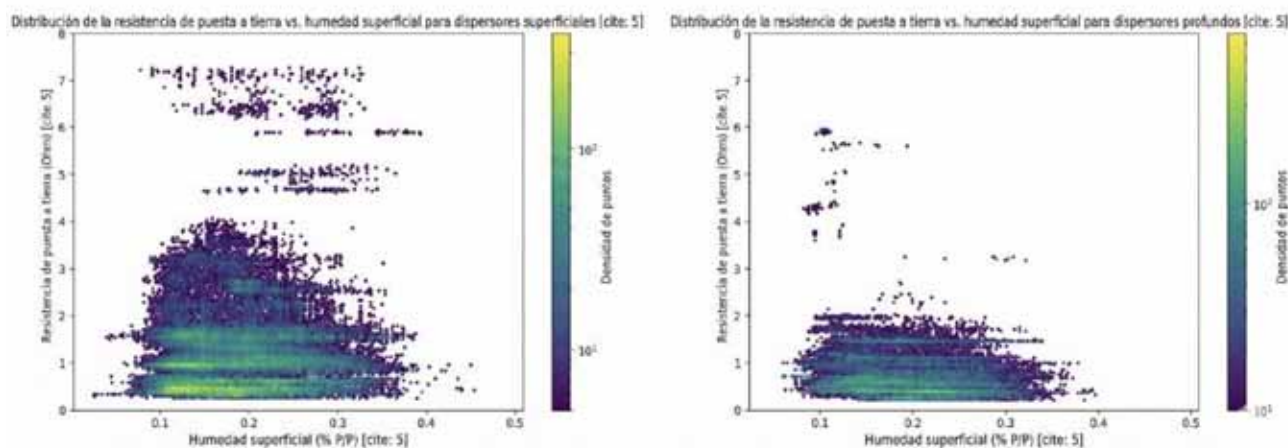


Figura 10. Dependencia de la resistencia con la humedad.

CAMS, correspondiente a la ubicación de cada unidad rectificadora.

Tal como lo predice la teoría, los dispersores superficiales son más susceptibles a las variaciones estacionales que los dispersores profundos. En el gráfico presentado se observa una clara dependencia entre la humedad del suelo y la resistencia de los dispersores superficiales, mientras que en los dispersores profundos la resistencia se mantiene relativamente constante.

Más allá que el espíritu de este trabajo no es demostrar tendencias físicas, el ejemplo expuesto refleja el tipo de análisis que esta tecnología permite y el potencial de desarrollo en investigación que promueve. No solo es posible correlacionar información local, sino también integrar datos provenientes de APIs externas, ampliando significativamente las capacidades analíticas e interpretativas.

Alerta temprana de potenciales de protección catódica

La alineación y depuración de los datos, junto con la incorporación de información externa relevante, permiten contar con un entorno consistente y con la base de datos necesaria para comenzar a evaluar distintos algoritmos de machine learning, con el objetivo de estimar y proyectar valores de potencial de protección catódica.

En este caso, explicaremos el modelo ARIMA (modelo el cual se está estudiando para su implementación de forma productiva), que puede aplicarse al análisis de potenciales de protección catódica cuando se dispone de registros históricos continuos (ON, OFF). Desde el punto de vista estadístico, considera que el valor actual del potencial está parcialmente explicado por sus valores anteriores, algo coherente con la inercia electroquímica del sistema, siempre y cuando todas las variables externas se mantengan constante.

No requiere incorporar variables físicas adicionales, trabajando únicamente con la evolución temporal del potencial medido. Genera proyecciones futuras acompañadas de intervalos de confianza estadísticos, útiles para evaluación preventiva. Puede emplearse para identificar desvíos respecto de la respuesta histórica esperada del sistema.

En este marco, constituye una herramienta analítica complementaria para apoyar decisiones de monitoreo y mantenimiento predictivo en protección catódica, así como también un algoritmo capaz de retroalimentar al personal de campo, posibilitando la generación de alertas tempranas al momento de realizar las mediciones de

potencial de protección catódica.

En base a las premisas anteriormente detalladas, se presenta en la Figura 11 un modelo ARIMA desarrollado para predecir el potencial OFF de un ducto de más de 120 km de extensión. Para su implementación, el modelo fue entrenado utilizando datos históricos de polarización del ducto. En la figura 11, se detallan los resultados obtenidos.

Tal como se observa en la figura, el modelo es capaz de reproducir el perfil de polarización del ducto con un grado razonable de precisión, identificando las zonas con mayores niveles de polarización y aquellas que presentan valores relativamente más bajos a lo largo de su traza.

Ahora bien, más allá de la mera implementación del modelo y de su precisión relativa, el modelo per se no genera un valor agregado sustancial respecto de un sistema convencional de análisis de tendencias de protección catódica.

Por tal motivo, se continuó avanzando en su desarrollo, utilizándolo como base para la implementación de un sistema de detección temprana de anomalías, orientado a identificar desvíos significativos respecto del comportamiento esperado del potencial del ducto.

En función de lo anterior, y contando con la alineación de datos previamente detallada, se integraron en un único esquema analítico el telemonitoreo de las variables operativas de los equipos rectificadores, las mediciones de potencial ON/OFF y los valores predichos por el modelo ARIMA.

El objetivo de esta integración es disponer de un sistema de alerta temprana al momento de realizar mediciones de protección catódica en campo. Es decir, que durante la medición pueda identificarse en tiempo real si existen desviaciones significativas respecto del perfil esperado del ducto, alertando al personal técnico para que evalúe e investigue la causa del desvío detectado y no tomar como válido el potencial existente.

El espíritu de este mecanismo es potenciar el valor agregado de las operaciones, permitiendo identificar de manera temprana posibles anomalías en el sistema. Esto ocurre incluso antes de que los especialistas en protección catódica analicen las tendencias obtenidas, buscando reducir tiempos muertos, minimizar ineficiencias operativas y optimizar los costos asociados al mantenimiento.

En la figura 12, se representa gráficamente como este sistema funciona.

Tal como se observa en el gráfico anterior, se representa el comportamiento del modelo en el tramo analizado. Del mismo se pueden destacar los siguientes elementos:

- La línea azul continua: Corresponde a la medición OFF del ducto actual.
- La línea naranja punteada: Representa la predicción del modelo ARIMA. Cabe destacar que esta predicción no depende de la última medición OFF; por lo tanto, a medida que se van cargando nuevos valores de potencial de campo, estos se pueden ir comparando directamente contra la curva proyectada por el modelo.
- El área verde: Representa una banda de tolerancia de

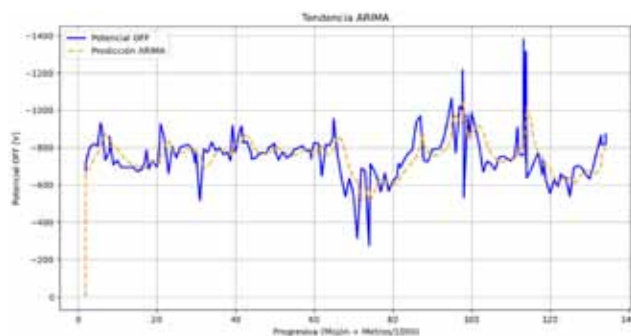


Figura 11. Estimaciones obtenidas del modelo ARIMA.

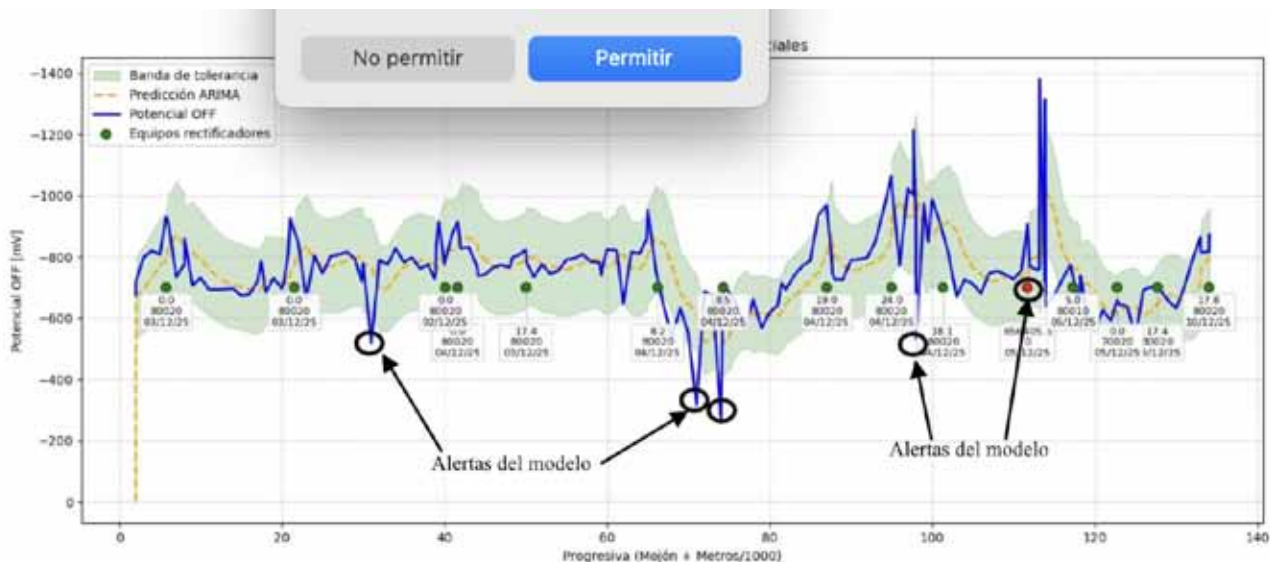


Figura 12. Representación gráfica del modelo.

los valores permitidos que puede tomar la medición OFF respecto al modelo ARIMA. Cabe aclarar que, en este ejemplo, la amplitud de la banda es arbitraria y se introdujo un margen del $\pm 20\%$ únicamente como valor de referencia.

- Los puntos circulares: Corresponden a los equipos rectificadores. Si están en color verde, indica que la unidad estaba ciclando al momento en que se realizó la medición de protección catódica; en caso de estar en color rojo, significa que el equipo no estaba ciclando. Además, las etiquetas de cada punto detallan la corriente de inyección, el estado del equipo y la fecha del registro.

En base a lo anterior, cualquier valor medido que se encuentre fuera de las bandas de tolerancia definidas, o ante la detección por parte del modelo de un comportamiento anómalo en los equipos rectificadores (por ejemplo, falta de ciclado o inyección de corriente no periódica), generará una alerta inmediata al personal de campo. En tal caso, el sistema indicará la existencia de un posible problema y sugerirá la interrupción de la campaña de mediciones de protección catódica hasta su verificación. Asimismo, informará al operador cuál es la condición anómala detectada.

Cabe destacar que el modelo en ningún caso sugiere qué valor de potencial debería registrarse. De este modo, se evita influenciar al personal con valores esperados teóricos, manteniendo la objetividad e independencia técnica de la medición en campo.

Ahora bien, para que el modelo resulte verdaderamente operativo, debe poder ejecutarse dentro de la aplicación móvil previamente detallada. De esta manera, se le otorga la versatilidad que el trabajo en campo requiere, permitiendo su funcionamiento en modo offline, sin necesidad de conexión a un servidor para realizar los cálculos y generar las alertas correspondientes.

Esta etapa aún se encuentra en fase de desarrollo y testeo, por el momento, no forma parte de un entorno productivo. A continuación, se presenta el diagrama de flujo propuesto para su implementación.

Discusión

El desarrollo propuesto requirió más de cinco años para su concreción, principalmente debido a la implementación física del hardware en cada unidad rectificadora responsable del telemonitoreo. La capacidad de telemonitoreo permite un control centralizado desde oficina, interactuando directamente con cada unidad





Figura 13. Futuro flujo de la información.

equipada con esta tecnología. Asimismo, los datos transmitidos por las unidades se almacenan en una base de datos estructurada de tipo SQL.

En paralelo, los datos provenientes de relevamientos de campo se almacenan en un formato predefinido, facilitado por el uso de una aplicación dedicada desarrollada específicamente para su utilización en sitio. Toda esta información es procesada y almacenada en bases de datos corporativas.

La visualización de datos se realiza mediante tableros de Microsoft Power BI, los cuales mejoran significativamente el procesamiento de la información y respaldan las operaciones diarias. Además, los datos se encuentran disponibles en un entorno LakeHouse basado en la nube, lo que permite la ejecución de estudios analíticos complejos orientados a mejorar la eficiencia operativa y la calidad del trabajo. La Figura 14 presenta el diagrama actual del flujo de datos.

El desarrollo permitió alcanzar los siguientes logros:

- Independencia respecto de cualquier proveedor externo de software.
- Identificación instantánea de fallas en unidades rectificadoras de corriente continua.
- Monitoreo y seguimiento en tiempo real de los relevamientos de potencial que se realizan sobre los gasoductos.
- Mejora en la trazabilidad y confiabilidad de los datos adquiridos.
- Reducción del 90 % en el tiempo requerido para la

elaboración de informes destinados a organismos regulatorios, así como a partes interesadas internas y externas.

- Optimización de los tiempos de análisis mediante el uso de herramientas de Microsoft Power BI.
- Modernización de los estudios técnicos mediante la implementación de nuevos enfoques analíticos.
- Sistema de alerta temprana de problemas técnicos

Conclusión

La automatización de datos aportó numerosos beneficios que transformaron la manera en que la información es gestionada, analizada y utilizada para la toma de decisiones. Este fue el camino elegido por la compañía, incorporando nuevas tecnologías para fortalecer y modernizar los sistemas tradicionales de gestión de datos.

Los objetivos principales de este desarrollo fueron:

- Alcanzar una mayor eficiencia operativa mediante la reducción de tiempos y esfuerzos en el análisis de datos.
- Minimizar errores involuntarios en la captura y procesamiento de información.
- Lograr ahorros de costos evitando re-mediciones y optimizando los recursos de campo.
- Mejorar la toma de decisiones mediante una mayor trazabilidad de los datos y una presentación más clara y precisa de la información.
- Incrementar la seguridad de la información restringiendo la carga de nuevos datos exclusivamente a ubicaciones autorizadas cercanas al punto de medición.

La gestión de datos dentro del área de protección catódica demostró ser un elemento crítico para la administración y el análisis efectivos de sistemas de gasoductos de gran escala, como la red de TGN. Sin una gestión adecuada de los datos, la información de valor se vería diluida por inconsistencias, impactando negativamente en la precisión de la toma de decisiones.

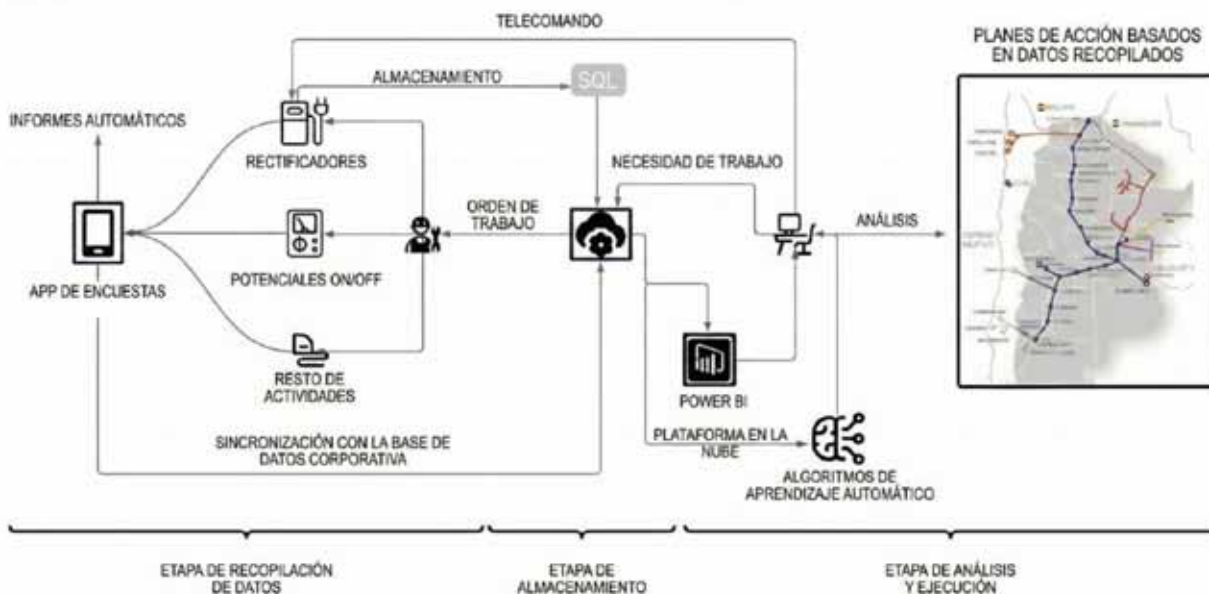


Figura 14. Proceso completo de protección catódica en TGN.



4° Jornada de
**Seguridad de Procesos en
la industria de Oil & Gas** IAPG
21 y 22 de Octubre 2026, Neuquén



En el marco de



19 AL 22 de octubre 2026
Espacio DUAM, Neuquén



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar



Evaluación comparativa de estrategias de inhibición de corrosión y levantamiento de líquidos en pozos con Gas Lift y Capilar

Por **Nicolás Gabriel Gallardo** (Pecom)

Este trabajo fue seleccionado del 6° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas.

Se comparan dos estrategias para remover líquidos y controlar la corrosión interna en pozos maduros con gas lift. A partir de un caso de estudio, se evalúa el desempeño de un tratamiento convencional frente a una solución química dual. Los resultados muestran una alternativa más simple y eficiente para mejorar la operación sin comprometer la integridad.



A medida que los reservorios producen, estos se van depletando, por lo que la presión de reservorio disminuye, la velocidad del gas decae, permitiendo que las gotas de fluido de producción caigan por gravedad y se acumulen en el fondo. Esta acumulación genera una serie de consecuencias técnicas críticas:

- Aumento de la presión de fondo de pozo: La columna de líquido acumulada ejerce una presión hidrostática adicional sobre la formación productora.
- Reducción de la producción: El incremento en la presión de fondo reduce el diferencial de presión necesario para que el gas fluya desde el reservorio, creando un ciclo de carga autosostenido que disminuye la entrega del pozo.
- Ahogo total: En etapas avanzadas, la acumulación es tal que el gas solo puede burbujear a través de una columna de líquido estancada sin lograr transportar fluidos a la superficie, lo que eventualmente detiene la producción por completo.

La carga de líquido se define como la incapacidad del gas producido para arrastrar los líquidos asociados, agua y condensado de hidrocarburos, fuera del pozo. Este fenómeno ocurre principalmente cuando la velocidad del flujo de gas cae por debajo de un valor mínimo, denominado velocidad crítica.

La evolución de la carga de líquido muestra una transición progresiva entre diferentes patrones de flujo multifásico en la tubería de producción:

- Flujo de Niebla Anular: Es el régimen ideal y estable. El gas es la fase continua y viaja a alta velocidad por el centro del conducto, transportando el líquido en forma de finas gotas dispersas o como una película delgada adherida a las paredes.
- Flujo de Transición y Bolsones: Cuando la velocidad del gas disminuye, el líquido comienza a acumularse y a formar bolsones o slugs que ocupan gran parte del área de flujo. En esta etapa, la producción se vuelve errática e inestable, caracterizándose por picos de caudal seguidos de caídas bruscas, y se observa un aumento marcado en la tasa de declinación del pozo.
- Flujo de Burbujeo y Ahogo: Es la etapa final de la carga de líquido. El conducto está casi completamente lleno de líquido y el gas solo asciende en forma de pequeñas burbujas. Aunque puede haber una producción de gas estable a muy bajo caudal, el transporte de líquidos a la superficie cesa por completo, indicando que el pozo está ahogado.

También surge el concepto de velocidad crítica, definido como la velocidad mínima del gas en la tubería de producción necesaria para arrastrar las gotas de líquido hacia la superficie. Si la velocidad real del gas cae por debajo de este valor, las fuerzas gravitatorias superan a las de arrastre, provocando que el líquido caiga hacia el fondo y se acumule. Los modelos principales utilizados para su cálculo son:

- Modelo de Gota de Turner: Es el modelo más utilizado y conservador de la industria. Se basa en un balance de fuerzas sobre una gota de líquido suspendida en una corriente ascendente de gas. Con los ensayos de campo, Turner determinó que las ecuaciones teóricas subestimaban la velocidad necesaria, por lo que

aplicó un ajuste hacia arriba del 20%. Se utiliza para pozos de alta presión, generalmente con presiones de boca de pozo superiores a 35 bar.

- Modelo de Coleman: Este modelo es esencial para el análisis de pozos con bajas presiones de reservorio o en etapas maduras. Utiliza las mismas ecuaciones de base que el modelo de Turner con la diferencia de que en pozos de baja presión, la ecuación original de Turner sin el ajuste del 20% se ajustaba mejor a la realidad operativa. Está diseñado específicamente para pozos de baja presión, con presiones de boca de pozo inferiores a 35 bar.

El cálculo depende de parámetros físicos como la presión, la temperatura, la densidad del gas y del líquido, y la tensión superficial.

Para evitar alcanzar la condición de ahogo, se utilizan sistemas de remoción de líquidos que permiten que la fase gaseosa tenga la energía necesaria para transportar los líquidos asociados y evitar el ahogo del pozo por carga hidrostática. En pozos maduros de gas se emplean 2 estrategias de producción principales:

- Agentes Espumígenos: La técnica consiste en inyectar surfactantes que reducen la tensión superficial y la densidad del líquido, permitiendo que el gas lo transporte a la superficie incluso a bajas velocidades. Es particularmente útil en pozos sensibles a la carga hidrostática con bajas velocidades de gas. El tratamiento puede adaptarse a condiciones específicas del pozo y parámetros del fluido. Requiere aplicaciones repetidas en el tiempo y un monitoreo constante de la dosis para mantener la estabilidad de la espuma. No requiere instalaciones complejas de fondo si se usan baches o inyección por capilar. Para la instalación de capilar se utiliza un tubo de acero inoxidable de pequeño diámetro, que se introduce por el interior de la tubería de producción, y un arreglo de fondo que incluye una boquilla dispersora con válvulas de retención, centralizadores y barras de peso para asegurar que el químico se entregue exactamente en la zona de acumulación de líquidos.
- Gas Lift: es un método de levantamiento artificial que consiste en la inyección de gas externo en la corriente de flujo, a una profundidad determinada del pozo, para reducir la densidad de la columna líquida y aumentar la velocidad total del flujo por encima de la velocidad crítica. El gas inyectado se mezcla con el gas de formación para reducir la presión de fondo a través de tres procesos:
 - Reducción de la densidad: Disminuye el peso de la columna de fluido, aumentando el diferencial de presión entre el reservorio y el pozo.
 - Expansión del gas: El gas inyectado se expande al subir, empujando el líquido hacia la superficie.
 - Desplazamiento: Las burbujas grandes de gas actúan como pistones que desplazan los "tacos" o bolsones de líquido.

El sistema incluye una fuente de gas, generalmente gas de formación recirculado, una estación de compresión, líneas de inyección superficiales y equipo de fondo que comprende mandriles y válvulas de gas lift.

Mecanismos de Corrosión en Pozos de Gas

La integridad de las tuberías de producción y revestimiento es fundamental para la sostenibilidad de un reservorio, ya que la corrosión no identificada puede derivar en cierres de producción, accidentes industriales y desastres ambientales.

La corrosión por CO_2 es identificada como el mecanismo de corrosión interna más común en el transporte de hidrocarburos. Este proceso ocurre cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua de formación, generando una reacción electroquímica en un fluido de dos fases que produce carbonato ferroso e hidrógeno. La reacción química fundamental se expresa como:



La severidad del ataque corrosivo depende de una combinación de parámetros operativos y fisicoquímicos:

- **Presión Parcial y Temperatura:** La corrosión ácida es decididamente influenciada por la presión parcial del CO_2 y H_2S . El aumento de la presión parcial y de la temperatura acelera procesos como la corrosión por picaduras. Además, la presencia de iones cloruro aumenta la probabilidad de daño al destruir la capa protectora de productos de corrosión.
- **Régimen de Flujo:** El patrón de flujo determina el espesor y la velocidad de la capa de agua sobre la pared de la tubería, definiendo el esfuerzo de corte y la transferencia de masa hacia la superficie metálica. En condiciones de baja velocidad, los conceptos de deslizamiento y retención describen cómo la fase agua se acumula en el pozo, liderando los procesos corrosivos.

Un punto crítico de falla es el área de reflujo, ubicada entre el fondo y la boca del pozo. En los pozos de gas, a medida que el gas asciende y se expande, su temperatura disminuye. Al alcanzar el punto de rocío, el vapor de agua y los hidrocarburos livianos se condensan. Esta fase acuosa condensada humedece la superficie interna de la tubería, volviéndola susceptible a reacciones electroquímicas. Los problemas de corrosión se reportan mayoritariamente en estos sitios de formación de condensado, donde el volumen de agua actúa como un medio altamente corrosivo, especialmente si también hay disolución de ácidos orgánicos.

Química de los productos

Los surfactantes son moléculas anfífilas que poseen un extremo polar, con afinidad por el agua, y uno apolar, con afinidad por solventes orgánicos o hidrocarburos. Esto les permite estabilizarse en la interfase gas-líquido y reducir la tensión superficial. Los surfactantes se clasifican en cuatro tipos principales:

- **Surfactantes Aniónicos:** En solución acuosa, se disocian en un anión hidrófilo y un catión, generalmente un metal alcalino. Son excelentes espumantes de agua y poseen muy buena solubilidad, aunque

su eficacia puede verse afectada negativamente en aguas de muy elevada salinidad.

- **Surfactantes Catiónicos:** Se disocian en un catión hidrófilo y un anión generalmente halogenado. Son espumantes efectivos, a menudo más eficientes en salmueras que en agua dulce, y se aplican con frecuencia en pozos que poseen mezclas de salmuera con elevado contenido de hidrocarburos líquidos.
- **Surfactantes No Iónicos:** No forman iones en solución acuosa; su parte hidrófila se constituye por grupos polares no ionizables como alcoholes o éteres. Su solubilidad es inversa a la temperatura y disminuye significativamente ante alta salinidad, pero tienen la ventaja de ser insensibles a la naturaleza química del agua.
- **Surfactantes Anfóteros:** Poseen cargas tanto positivas como negativas en su estructura, dependiendo del pH del medio. Esta característica les otorga versatilidad ante diversas condiciones del medio.

Los inhibidores utilizados en la industria hidrocarburífera se dividen principalmente en tres categorías según cómo interactúan con el medio corrosivo:

- **Formadores de película:** Consisten en moléculas orgánicas con grupos funcionales polares que se adhieren a la superficie metálica mediante enlaces de coordinación, mientras que su cola hidrofóbica repele el agua y los agentes corrosivos.
- **Secuestrantes:** Se utilizan para remover gases agresivos como el oxígeno y el sulfuro de hidrógeno en espacios cerrados, como el anular entre el casing y el tubing.
- **Agentes de control de pH:** Ajustan la acidez del medio para reducir la tasa de corrosión, siendo común el uso de buffers.

Las estructuras base que componen la mayoría de los productos comerciales:

- **Imidazolinas:** Poseen una estructura heterocíclica anular que permite una adherencia muy fuerte al acero, logrando eficiencias superiores al 95% en condiciones controladas.
- **Alquilpiridinas:** Forman enlaces que son sensibles a la temperatura y a la presencia de cloruros, pero ofrecen sinergia cuando se combinan en formulaciones complejas.
- **Aminas Cuaternarias:** Son sales derivadas que mejoran la solubilidad del inhibidor en agua o alcoholes. Tienen una carga positiva que les permite atraerse a la superficie del metal.
- **Tioureas y Triazoles:** Se mencionan como aditivos que generan efectos sinérgicos con para mejorar la protección en medios ácidos y flujos bifásicos.

Los inhibidores son extremadamente sensibles a la dinámica del fluido. La eficiencia puede caer drásticamente cuando se pasa de un flujo monofásico a un flujo bifásico o con presencia de sólidos, debido al esfuerzo de corte que remueve la película protectora. En pozos de alta temperatura, las moléculas orgánicas pueden descomponerse, perdiendo su capacidad protectora.

El desarrollo de productos que integran funciones de levantamiento e integridad enfrenta desafíos químicos

significativos. Existe una incompatibilidad intrínseca entre los agentes espumantes generalmente aniónicos, y los inhibidores de corrosión. Esta interacción puede provocar la inestabilidad de la espuma y una reducción en la tasa de protección contra la corrosión. El uso de surfactantes anfóteros, como las betaínas, actúa como un puente de compatibilidad, permitiendo formulaciones estables donde ambos componentes coexisten sin neutralizarse.

Estrategias de inyección y sistemas de levantamiento

En la inyección por capilar, el producto se bombea desde la superficie mediante una bomba de caudal regulable, viajando por el interior del capilar hasta descargarse en el extremo inferior, usualmente cerca de los punzados. Esta técnica permite una dosificación precisa y optimizada, ya que el químico llega directamente a la zona de interés sin diluirse en grandes volúmenes de fluido muerto. Se introduce por el interior de la tubería de producción utilizando una unidad móvil de capilar. Su gran ventaja es que se puede instalar o remover con el pozo en producción, sin necesidad de un equipo de torre. La principal limitación es que la presencia del capilar interno reduce levemente el área efectiva de flujo de la tubería y puede ser susceptible a daños mecánicos por sólidos o arena si no se posiciona correctamente.

En la inyección a través de gas lift, el gas sirve simultáneamente como el vehículo para la distribución de productos químicos. Se bombea un pequeño volumen de químico directamente en la corriente de gas de inyección en la boca del pozo. El gas actúa como el fluido portador, transportando el inhibidor a través del espacio anular hasta las válvulas de gas lift, donde ingresa a la tubería de producción junto con el gas. Mientras el gas inyectado reduce la densidad del fluido para superar la velocidad crítica y remover líquidos, el químico inyectado aprovecha este flujo para recubrir las paredes internas de la tubería. La mayor limitación de este sistema de dosificación es que si el caudal de inyección es muy bajo, el químico puede tener un tiempo de residencia prolongado en el anular, lo que podría derivar en su degradación térmica o la formación de depósitos sólidos que obstruyan las válvulas.

Desarrollo

La presente sección detalla la fase experimental y operativa del estudio, cuyo objetivo principal es determinar la eficacia comparativa entre dos estrategias de tratamiento químico en pozos de gas maduros con sistema de Gas Lift:

- Pozo A: estrategia combinada de dosificación de un producto dual, espumígeno anfótero e inhibidor de corrosión, exclusivamente a través de un capilar.
- Pozo B: estrategia de dosificación de inhibidor de corrosión por la línea de gas lift.

Los productos utilizados son formulaciones propias de Pecom y poseen las siguientes características:

- ECY914: Es un agente de acción dual que combina propiedades espumígenas con una robusta capacidad de inhibición de corrosión en una sola formulación. Está diseñado específicamente para la optimización de pozos de gas que enfrentan desafíos de carga líquida y requieren, simultáneamente, una protección integral contra la degradación metálica inducida por gases ácidos. Su uso permite restaurar los niveles de producción al tiempo que asegura la integridad de los activos.
- CY8760W: Es un inhibidor de corrosión hidrosoluble de alto desempeño, desarrollado para brindar una protección persistente en entornos agresivos. Su formulación integra agentes tensoactivos especializados que previenen la sedimentación y acumulación de sólidos sobre las superficies tratadas, manteniendo la limpieza del sistema. Es altamente efectivo para el control de la corrosión por CO_2 y H_2S en corrientes de gas húmedo.

El propósito de este análisis es verificar si la integración de funcionalidades permite brindar una correcta protección de las instalaciones frente a la corrosión por CO_2 , sin comprometer la producción de los pozos ya sea que se utiliza uno u otro método de extracción indistintamente.

Para garantizar un control de corrosión exitoso, se implementó un programa de monitoreo diseñado para medir la efectividad y persistencia del tratamiento bajo condiciones reales de operación. La evaluación técnica del desempeño de ambas estrategias se divide en tres ejes fundamentales:

- Integridad Física mediante Ensayos con Caliper Multifinger: Esta parte se centra en la cuantificación del daño mecánico y la pérdida de masa en la tubería de producción de acero al carbono. El ensayo multifinger permite diagnosticar el comportamiento de las partes no visibles, identificando fallas características producidas por la corrosión por CO_2 . Los resultados presentados en las Figuras 1 y 2 comparan la capacidad de ambas estrategias para formar una barrera física uniforme que mitigue el desgaste por el flujo bifásico y la condensación en las áreas de reflujo. A partir de la observación comparativa entre los resultados del ensayo del caliper multifinger para el pozo A, con producto dual por capilar, y el pozo B, con inhibidor de corrosión a través del sistema de gas lift, se puede apreciar que, en ambos casos, la pérdida de material por corrosión en zona profunda se conserva de un año a otro. En el caso del pozo B, con inhibidor de corrosión por gas lift, se observa un ligero aumento de la pérdida de material en las zonas más superficiales. Esto puede deberse posiblemente a que el inhibidor de corrosión no es transportado adecuadamente por la producción y de esta manera no llega en dosis adecuadas a la superficie, quedando una capa mucho más débil en las zonas de menor profundidad. En el pozo A no se observa este comportamiento, lo cual puede asociarse a un correcto transporte de los activos inhibidores de corrosión a lo largo de toda la instalación.
- Actividad Corrosiva Indirecta mediante Análisis de

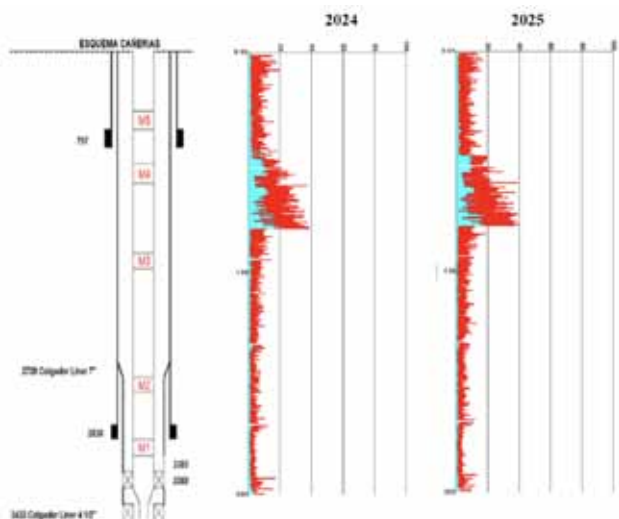


Figura 1. Resultados Ensayo Caliper Multifinger 2024/2025 – Pozo A. Ensanchamiento (rojo); Pérdida de material (celeste).

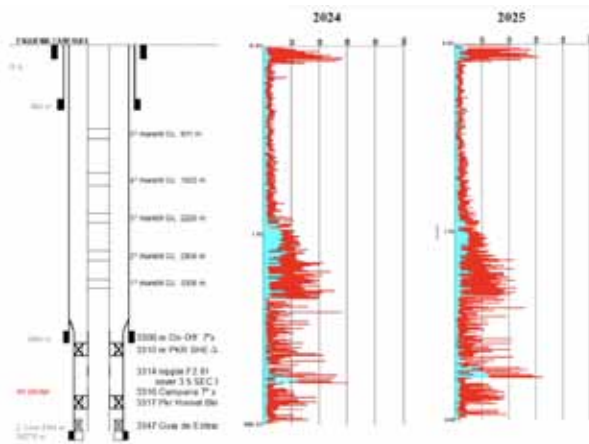


Figura 2. Resultados Ensayo Caliper Multifinger 2024/2025 – Pozo B. Ensanchamiento (rojo); Pérdida de material (celeste).

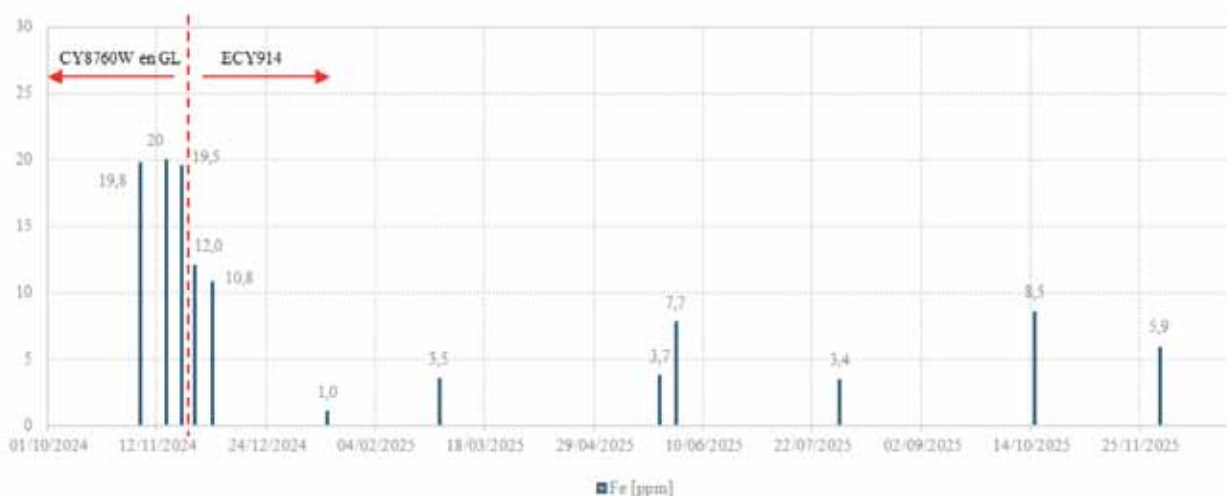


Figura 3. Mediciones de Hierro Total libre – Pozo A.

Hierro Libre: En este apartado se analizan las tendencias de la concentración de iones ferrosos en el agua producida. De acuerdo con los principios electroquímicos, un incremento en el hierro libre indica el progreso de la oxidación del acero. La estabilización de estos valores en niveles mínimos es un indicador

crítico de que el producto químico está logrando inhibir la reacción anódica, incluso en entornos de alta salinidad y presencia de cloruros que normalmente destruirían la capa protectora. Se pueden observar los resultados de las mediciones en las Figuras 3 y 4.

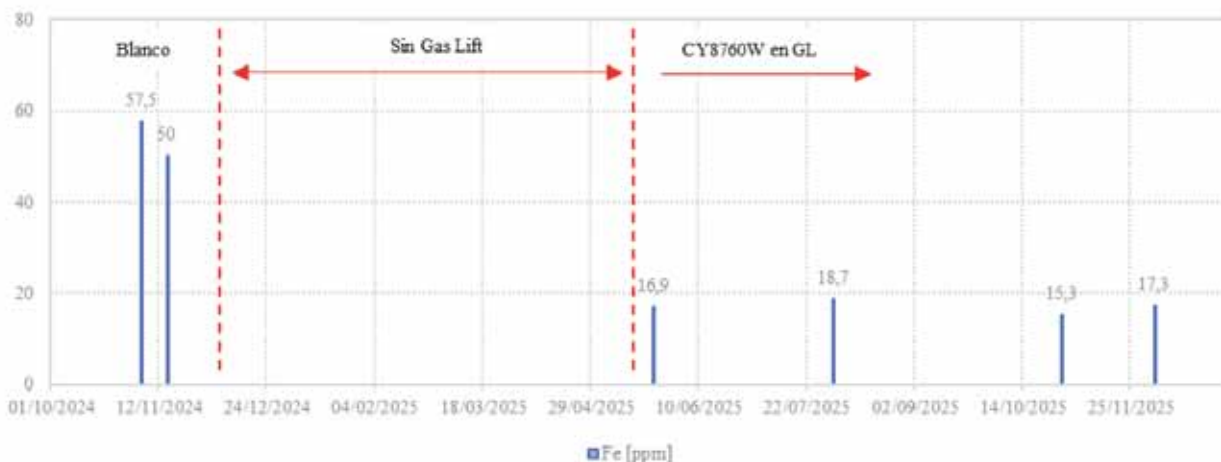


Figura 4. Mediciones de Hierro Total libre – Pozo B.

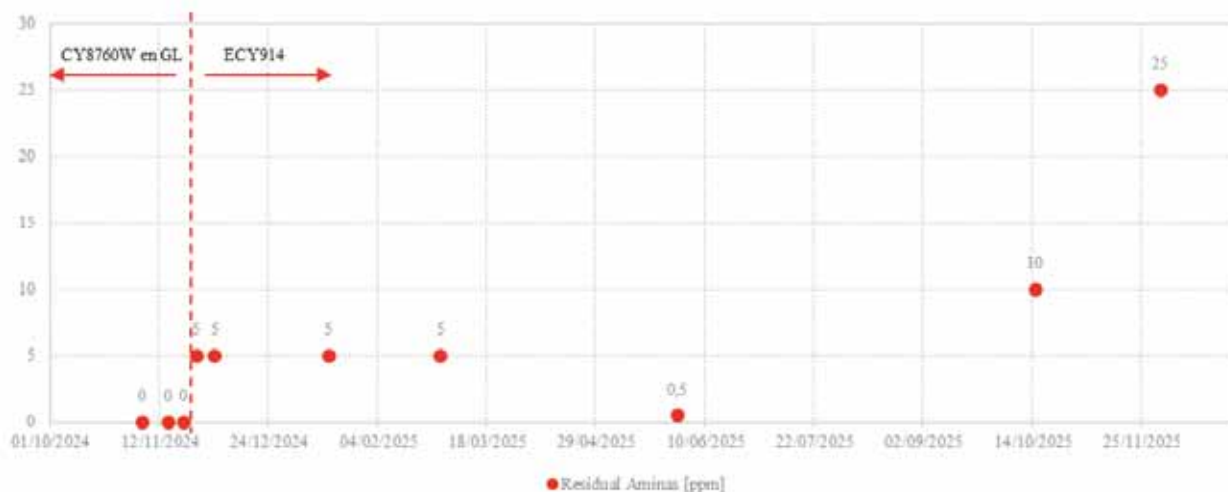


Figura 5. Mediciones de Residual de Aminas – Pozo A.

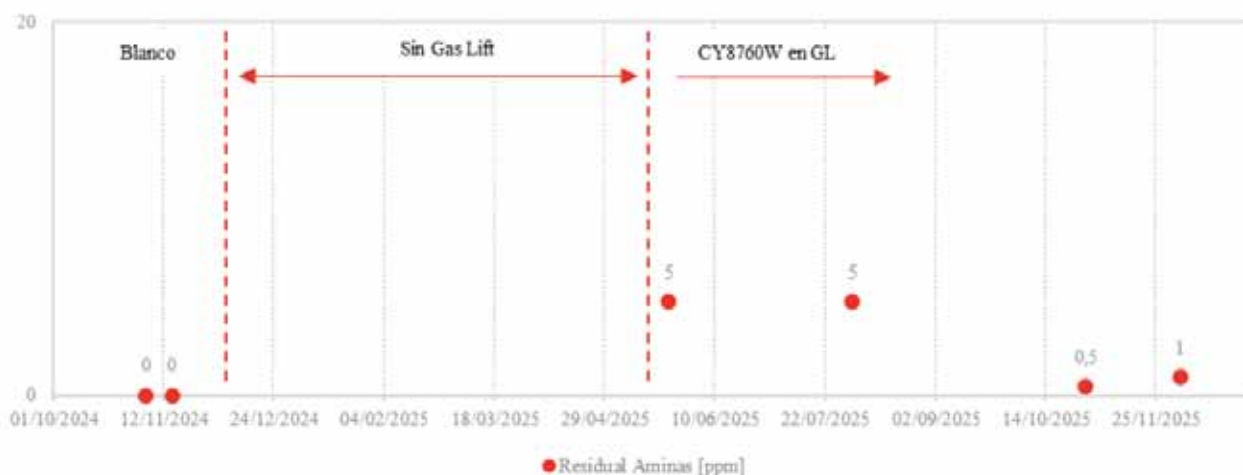


Figura 6. Mediciones de Residual de Aminas – Pozo B.

- Nuevamente se observa que tanto para el pozo A como para el pozo B, la concentración de hierro libre disminuye drásticamente al aplicar un inhibidor de corrosión. Se debe notar que en el caso del pozo A, al migrar de una dosificación de inhibidor de corrosión a través de gas lift hacia una dosificación de producto dual a través de capilar, la disminución de hierro libre es notable y evidencia la mejor formación de la capa protectora en la instalación. Esto se debe a que la dosificación de producto dual directamente en la zona donde se encuentran los fluidos de producción mejora la eficiencia de los activos inhibidores de corrosión, ya que no quedan alojados en el sistema de gas lift mientras son transportados hacia el fondo de pozo.
- Adsorción y Persistencia mediante Residual de Aminas: Finalmente, se evalúa la presencia de residual de aminas para verificar que el inhibidor ha alcanzado la superficie metálica y ha formado una película protectora estable. Dado que estas moléculas actúan mediante enlaces de coordinación, la medición del residual químico en superficie confirma la persistencia de la película hidrofóbica frente al esfuerzo de corte del gas. Este análisis es vital para validar la compatibilidad del surfactante anfótero en la solución dual, asegurando que su coexistencia con el inhibidor no

degrade la estabilidad del tratamiento. Los resultados de las mediciones se presentan en las Figuras 5 y 6. En este caso, se replican las observaciones realizadas para el análisis de hierro libre, ya que en ambos casos llega residual de aminas a la superficie, lo que indicaría que los activos inhibidores de corrosión están llegando a boca de pozo con los fluidos de producción. Sin embargo, al igual que en el caso del hierro libre, se debe notar la aparición de residual de aminas en superficie, a partir del comienzo de dosificación del producto dual. No se observa la presencia de residual de aminas en el periodo en el que se dosificó el inhibidor de corrosión a través del sistema gas lift en el pozo A.

Conclusiones

A partir de las observaciones de los ensayos, la información técnica incluida en el presente trabajo y vinculando los resultados empíricos con los fundamentos teóricos de la industria, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Superioridad de la Distribución del Inhibidor mediante Capilar: Los resultados del ensayo multifinger en el pozo B demuestran que la dosificación a través del sistema de gas lift presenta deficiencias en la pro-



tección de las zonas superficiales. En los pozos de gas, la corrosión es crítica en las áreas de reflujo y condensación, zonas menos profundas. El uso del sistema implementado en el pozo A, garantiza que el inhibidor se incorpore directamente en el fondo del pozo, permitiendo que sea transportado por los fluidos de producción y recubra de manera uniforme toda la sarta desde la base hasta la superficie. En contraste, el inhibidor inyectado por gas lift depende del gas como fluido portador, lo que puede derivar en una distribución irregular que deja zonas desprotegidas.

- Optimización de la Eficiencia Química y formación de Película: La reducción notable de hierro libre al migrar a la estrategia dual por capilar en el pozo A confirma una inhibición más efectiva de la reacción electroquímica del CO_2 . La dosificación por capilar permite un ajuste preciso de la dosis y evita que los activos químicos queden retenidos en el espacio anular o en las válvulas del sistema de gas lift, donde podrían degradarse o no alcanzar la fase acuosa corrosiva. La entrega directa del producto en la zona de cámara mejora la cinética de formación de la película protectora, asegurando que el inhibidor actúe inmediatamente sobre el agua producida antes de que esta inicie el proceso corrosivo en la tubería.
- Confirmación de Persistencia y Compatibilidad Química: El uso de una base anfótera en el producto dual permite la coexistencia efectiva del espumígeno y los activos de alquilpiridina. Los residuales en superficie confirman que la película no solo es estable, sino que posee la persistencia necesaria para resistir el esfuerzo de corte del flujo de gas sin desprenderse, algo que no se lograba con la dosificación previa por gas lift.
- Simplificación Operativa y Reducción de Riesgos: La estrategia de producto dual por capilar cumple con los objetivos de producción e integridad de manera simultánea. La integración de funcionalidades en un solo producto permite una simplificación logística significativa. Además, al eliminar la inyección química por la línea de gas lift, se minimiza el riesgo de taponamiento de las válvulas de inyección por

degradación térmica de los químicos en el anular.

En conclusión, la estrategia utilizada para el pozo A, es decir dosificación de Producto Dual por Capilar, es técnicamente superior a la estrategia utilizada en el pozo B, dosificación de inhibidor de corrosión a través del sistema gas lift. Se proporciona una protección integral contra la corrosión por CO_2 , especialmente en las zonas superficiales de condensación, y asegura una remoción de líquidos eficiente gracias a la compatibilidad química de su base anfótera, logrando optimizar la vida útil del activo con una menor complejidad operativa.

Bibliografía

- James F. Lea y Lynn Rowlan. Gas Well Deliquification (3ra ed.). Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2019. ISBN: 978-0-12-815897-5.
- Najeeb Anjum Soomro, Ubedullah Ansari, Bilal Shams, Muhammad Khan Memon, Darya Khan Bhutto, Zhang Rui y Yi Pan. Optimizing gas well deliquification: Experimental analysis of surfactant-based strategies for liquid unloading in gas wells for enhanced recovery. Unconventional Resources, mayo de 2025. DOI: 10.1016/j.unres.2025.100200.
- Ahmed Abdel Salam, Alaa Elshabasy y Mohammed Elzawawy. Carrier Line Technique for Downhole Chemical Injection in Oil and Gas Industry; Case Study: El Hamra Oil Company. Egyptian Journal of Petroleum, octubre de 2023. DOI: 10.1016/j.ejpe.2023.10.001.
- M. Askari, M. Aliofkhazraei, R. Jafari, P. Hamghalam y A. Hajizadeh. Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production – a review. Applied Surface Science Advances, junio de 2021. DOI: 10.1016/j.apsadv.2021.100128.
- José Daniel Oca, Luis Castillo-Campos y Rubén Vega. Liquid Foaming Agent for Liquid Loading Reduction in Gas Producing Wells. Journal of Engineering Research, septiembre de 2022. DOI: 10.36909/jer.17583.

Buscá todo sobre el **shale** en nuestra **web**



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!





Un caso de implementación en la Refinería Buenos Aires que muestra cómo los datos, la instrumentación y los modelos aplicados a bombas críticas permiten anticipar intervenciones y tomar decisiones a partir del estado real de los equipos.

Por **Maria Pilar Alsina** y **Agustín Benés** (Raizen Argentina)

En la Refinería Buenos Aires contamos con paneles visuales en PI Vision para el control de variables operativas en bombas críticas de proceso. Con el objetivo de optimizar la confiabilidad operativa y reducir pérdidas asociadas al EDC (Equivalent Distillation Capacity), se ha iniciado un proyecto de implementación de mantenimiento prescriptivo.

El mantenimiento prescriptivo se basa en el análisis continuo de datos operativos para anticipar posibles desviaciones en el comportamiento de los equipos y, a partir de ello, recomendar acciones concretas que permitan evitar fallas o minimizar su impacto. Esta estrategia permite tomar decisiones informadas en

tiempo real, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo tiempos de parada no programada.

Desarrollo

El enfoque inicial consistió en identificar, junto al sector de Operaciones, los equipos con mayor impacto en el EDC durante los últimos cinco años zafra de la compañía. A partir de este análisis, se seleccionaron bombas que presentaron las mayores pérdidas, priorizando aquellas con instrumentación ya disponible en PI Vision.

Como parte del proceso, se tomó como referencia un modelo de visua-



lización ya desarrollado, que permite el monitoreo en línea de variables clave como presión de descarga, caudal y temperatura, además de incluir la curva de operación de la bomba. Esta configuración facilita la evaluación del desempeño en tiempo real y fue elegida por su disponibilidad de instrumentación, su impacto en el proceso y la experiencia previa en su monitoreo.

El modelo presenta las variables críticas de la bomba, con las gráficas de tendencia de cada una, las características del equipo, las horas de operación y detalles sobre los últimos mantenimientos. Además, se agrega una visualización de los últimos eventos y un porcentaje de probabilidad de falla.

El modelo predictivo se entrenó a partir de datos históricos de operación, vibraciones y fallas, y estima la probabilidad de falla usando variables como caudal de descarga y reacción, vibración aceleratoria, PK demod, diferencial de presión y temperatura de descarga.

El modelo activa una notificación si la probabilidad supera el 60%.

Para el diseño y concepción del tablero se avanzó en dos líneas de trabajo paralelas:

- Replicación sin costo: Se identificaron bombas con instrumentación y variables idénticas

al modelo de referencia, lo que permitió replicar la pantalla de monitoreo sin necesidad de inversión adicional. Esto facilitó la creación de un template en PI y la generación de un cronograma de tareas para su implementación.

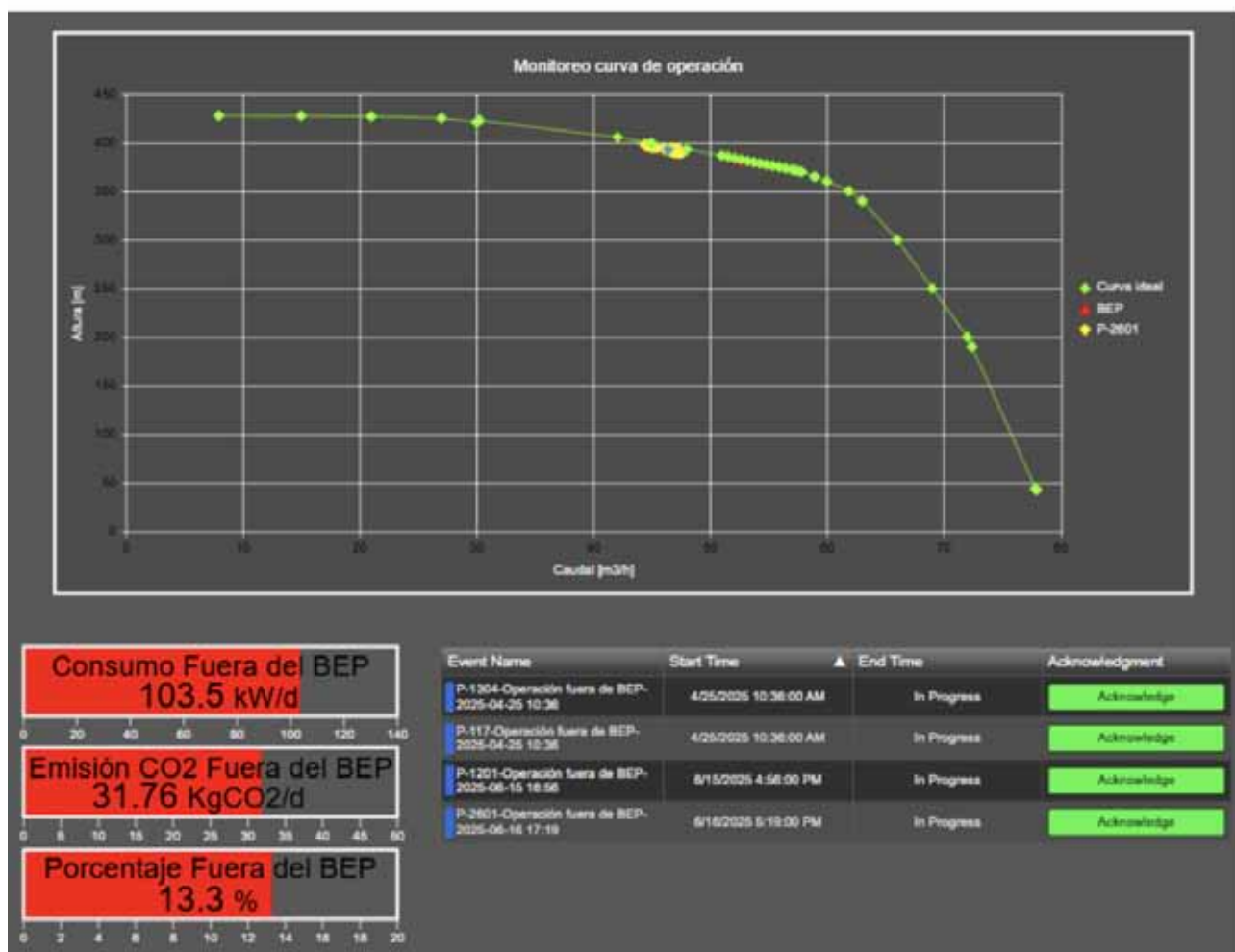
- Ampliación con instalación de instrumentos: Para otros equipos con alto impacto en el EDC pero sin instrumentación completa, se realizó una recorrida junto a las especialidades correspondientes para relevar la viabilidad de instalar sensores adicionales. El objetivo es completar las variables necesarias para su incorporación al sistema de monitoreo.

Actualmente, se continúa con la revisión de variables faltantes en otros equipos, con el fin de extender progresivamente esta estrategia a más activos críticos de la Refinería. Esta implementación escalonada permitirá validar la efectividad del mantenimiento prescriptivo y justificar futuras inversiones.

Exploración de nuevas herramientas digitales

Se está iniciando un desarrollo para incorporar el uso de la plataforma System 1 como parte de la estrategia de mantenimiento prescriptivo.





Este sistema permitirá aprovechar los datos generados por los equipos Bentley Nevada ya instalados en la refinería, brindando información valiosa para el monitoreo avanzado de condición.

Además, se han mantenido reuniones exploratorias para conocer más acerca de herramientas basadas en gemelos digitales, con el objetivo de evaluar su aplicabilidad en el entorno industrial de la refinería. Estas tecnologías emergentes podrían complementar las iniciativas actuales, aportando capacidades de simulación y análisis predictivo en tiempo real.

Conclusiones

La aplicación de mantenimiento prescriptivo en bombas críticas permitió avanzar hacia una operación más inteligente, basada en datos y orientada a la prevención. La integración de herramientas digitales y modelos predictivos demostró su potencial para anticipar desvíos, reducir pérdidas y tomar decisiones en tiempo real. Este enfoque no solo optimiza la confiabilidad operativa, sino que sienta las bases para una gestión más ágil, replicable y sustentable de los activos de la refinería.

Bibliografía

- AVEVA. (n.d.). PI System. <https://www.aveva.com/en/products/pi-system/>
- Predycsa. (n.d.). System 1 – Software de monitorización de condición. <https://predycsa.com/productos/equipos-de-vibraciones/monitorizacion-online/system-1-software-de-monitorizacion-de-condicion/>
- Hexagon. <https://hexagon.com/es/industries/oil-gas/>
- Bentley Systems. (n.d.). Gemelos digitales. <https://es-la.bentley.com/software/digital-twins/>
- SGS Shell Global Solutions Deps



Seguinos en nuestras redes



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

www.iapg.org.ar

T-206

A partir de tecnologías como la espectroscopía Raman, el trabajo muestra cómo la medición en línea permite controlar en tiempo real propiedades críticas de la gasolina, reducir el giveaway en el blending y capturar mejoras económicas significativas.

La gasolina es una mezcla de hidrocarburos obtenidos por destilación del petróleo, el cual representa el 63% del combustible que alimenta a los vehículos del parque automotor argentino. En Argentina se estima que durante el 2024 se produjeron alrededor de 70 millones de barriles de gasolina, que representarían aproximadamente un 30% del total de los combustibles producidos. Por lo que la gasolina representa una oportunidad significativa para las refinerías si nos referimos a la optimización de costos, lo cual, dado el contexto actual, es de vital importancia para poder subsistir en un entorno de alta competitividad donde cada centavo cuenta.

¿Cómo podemos hacer para optimizar los costos de la gasolina?

Una de las respuestas es a través de la optimización del proceso de Blending, y más específicamente, a

través de realizar blending en línea, lo que posibilitaría la reducción del giveaway de dos propiedades clave de la gasolina que tienen un impacto directo en la rentabilidad de la refinería, como son el octanaje y la volatilidad (RVP), y además agilizaría el proceso, volviéndolo más eficiente y aumentando la productividad de la refinería.

En este trabajo se explorarán algunos detalles técnicos del blending en línea, donde se explicarán los beneficios económicos que los mismos pueden brindar en términos operativos, y además se profundizará en una experiencia tenida en una refinería en la costa del Golfo en EE. UU. utilizando la tecnología de análisis en línea óptica para medición de las propiedades físicas denominada espectroscopía Raman.

El proceso de Blending en línea no es algo nuevo, de hecho, es algo de lo que se empezó a hablar en Estados Unidos en la década de los 60.

Lo que, si se ha visto modificado de esa época hoy en día, es el equipamiento con el que se realiza el proceso volviéndolo mucho más robusto y confiable al proceso. A continuación, se muestran unas imágenes de los diagramas de proceso, salas de control y arquitecturas del sistema de ese entonces:

Desarrollo

Marco teórico

Composición de la gasolina

La gasolina está compuesta por una mezcla de hidrocarburos parafínicos, isoparafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, que principalmente contienen moléculas con cadenas de cinco a diez carbonos, obtenidos de diversos procesos de refinación como destilación, craqueo térmico y catalítico, reformación catalítica, alquilación, e isomerización.

Minimización del Giveaway de las especificaciones de gasolina con tecnología de medición en línea

Por **Carlos Gagliano** (Endress Hauser)

Propiedades de la gasolina

La gasolina tiene cuatro propiedades principales:

Octanaje

El octanaje se define como la principal propiedad de la gasolina, ya que está altamente relacionado con el rendimiento del motor del vehículo. El octanaje se refiere a la medida de la resistencia de la gasolina a ser comprimida en el motor. Esta se mide como el golpeteo o detonación que produce la gasolina comparada con los patrones de referencia conocidos de isooctano y N-heptano, cuyos números de octano son 100 y cero respectivamente.

Con respecto a la combustión, esta, en condiciones normales, se realiza de manera rápida y silenciosa, pero cuando el octanaje es inadecuado para el funcionamiento del motor, la combustión se produce de manera violenta, causando una explosión o detonación que por su intensidad puede causar daños serios al motor del vehículo.

Curva de destilación

Esta propiedad se relaciona con

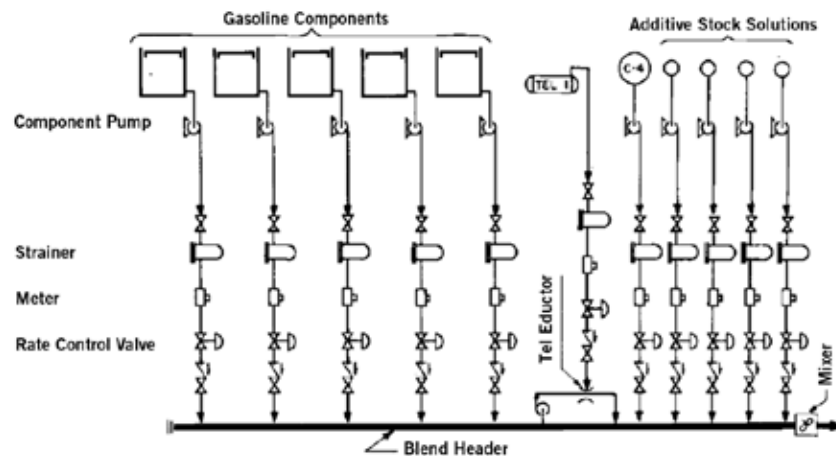


Figura 1. Sistema típico de blending en línea en la década de los 60'.

la composición de la gasolina, su volatilidad y su presión de vapor. Indica la temperatura a la cual se evapora un porcentaje determinado de gasolina, tomando una muestra de referencia.

Volatilidad

La volatilidad es una propiedad la cual se mide al igual que la presión de vapor. Esta registra de manera indirecta el contenido de los componentes volátiles que brindan

la seguridad del producto durante su transporte y almacenamiento. Esta propiedad debe a su vez estar en relación con las características del ambiente de altura, temperatura y humedad, para el diseño del almacenamiento del producto.

Contenido de azufre

Esta propiedad se encuentra altamente relacionada con la cantidad poseída de azufre (S) presente en el producto. Dentro de la cantidad, se

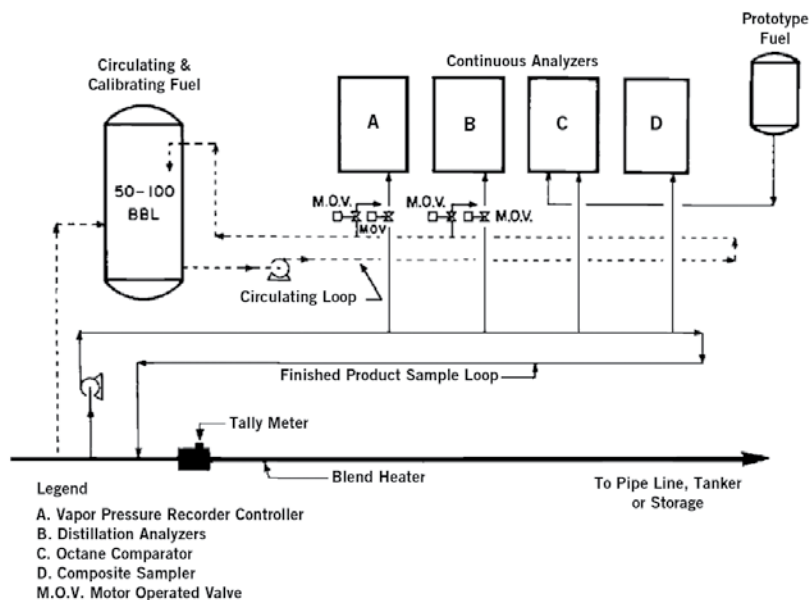


Figura 2. Diagrama de Analizadores continuos y registradores en la década de los 60'.



Figura 3. Sala de control y sala de analizadores adyacente en el fondo en la década de los 60'.

encuentran determinados promedios y estadísticas en los cuales el producto no puede sobrepasar o resaltar, ya que si esto sucede, la gasolina puede tener efectos corrosivos sobre las partes metálicas del motor y sobre los tubos de escape. A su vez, al salir del caño de escape, esta produce un alto grado de contaminación en el ambiente, produciendo a su vez las conocidas lluvias ácidas.

Blending de Gasolinas

El blending de la gasolina es la preparación de este combustible, donde se mezclan diferentes proporciones de subproductos obtenidos de la destilación del petróleo, además de ciertos aditivos, con el objetivo de lograr una gasolina que cumpla con las especificaciones para su venta a

nivel comercial.

La mezcla de componentes para producir un producto final en una fecha determinada es muy compleja, ya que hay que cumplir con una serie de especificaciones de calidad a partir de componentes existentes, cuyos volúmenes y propiedades pueden variar. Una matriz típica de los componentes que se suelen mezclar para la gasolina sería como en la figura 4.

La mezcla de componentes se puede realizar en tanques a través de procesos Batch o mediante sistemas de blending en línea. En este último caso, los componentes se mezclan de forma automatizada mediante un sistema de control. Para el control de la calidad se necesita instalar un analizador de la propiedad más crítica, el que funciona en línea.

Por regla general, la mezcla de

componentes disponibles debe efectuarse tratando de maximizar la utilidad global a través de la reducción del giveaway de las propiedades críticas del combustible, pero siempre cumpliendo con las demandas de productos y especificaciones que imponen los estándares.

Espectroscopia Raman

Esta tecnología óptica utilizada para la medición tanto de propiedades físicas como químicas se basa en los fenómenos de dispersión inelástica provenientes de una fuente de luz monocromática donde típicamente se suele utilizar un láser en longitud de rango visible (785nm). La luz láser provoca que la energía de los fotones del láser experimente un desplazamiento hacia arriba o hacia abajo. Este desplazamiento de energía genera un corrimiento respecto a la longitud emitida, lo cual nos da información sobre los modos vibracionales en el sistema.

Debido a que la dispersión elástica que viene en la misma longitud de onda que la emitida, no trae información asociada, se filtra mientras que el resto de la luz es recogida y dispersada sobre un detector CCD.

Comparativa de métodos de Blending

Con la finalidad de entender las diferencias entre los distintos métodos, antes de entrar de lleno en la tecnología del analizador en línea con las pruebas y resultados para la minimización del giveaway, se mostrará un análisis comparativo entre el método tradicional y el online.

Cabe destacar que el método tradicional se realiza mediante un proceso **Batch** con control y certificación off-line, mientras que el método de blending **en línea** (independientemente de que tecnología de analizador en línea se utilice) se compone de un sistema de control capaz de realizar la mezcla on-line. En este último caso, la certificación puede ser llevada a cabo en forma offline, validando el valor de RON, por ejemplo, a través de muestras en laboratorio bajo la norma ASTM D2699 "Standard Test Method for Research Octane Number of Spark-Ignition Engine Fuel", o si no, directamente certificando en línea a través de la

Gasoline blend component	Octane RON, MON & R+M/2	RVP	TVL V/L	D86 T50	VOC % VOC reduction	Aromatics EtOH pctane boost Killers	Branched paraffins EtOH octane boost Makers
Butane (Gas plant and butane spheres)	↑ 91.5	↑↑↑ 60.0	↓↓↓ -131	↑↑ 0.0	↑↑↑ (RVP)	↑	
Heavy cat. naphtha (245 Stabiliser bottoms)	↓ 84.0	↑↑ 1.1	↑↑ 208	↑↑ 295		↑↑	
Light cat. naphtha (245 Splitter LCN draw)	- 87.5	↑ 14.5	↑ 99	↓ 130	↑	↑	
Alkylate (443 DeC4 bottoms)	↑ 92.0	↓ 5.0	↑ 172	↑ 222		↑	↑↑
Light reformat (1747 MSAT Splitter overhead)	↓ 80.5	↑ 13.2	↑ 98	↑ 115		↑	
Heavy reformat (1747 MSAT Splitter bottoms)	↑ 88.0	↑↑ 1.1	↑↑ 202	↑↑ 263		↑↑	
PenHex (242 to 245 manifold)	↑↑ 70.0	↑ 10.5	- 123	- 155		↑	
HOBS (2110 high octane blendstock)	↑ 92.0	↓ 5.0	↑ 172	↑ 222		↑	
LOBS (2101 low octane blendstock)	↑↑ 60.0	↓ 4.0	↑ 179	↑ 240		-	

Figura 4. Ejemplo de una matriz de componentes para blending de gasolina

norma ASTM D3764 "Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems".

El siguiente ejemplo se realiza una comparación de método Batch vs. on-line para las siguientes premisas:

- Se supone una refinería con una producción de 40.000 bbl/day
- El caudal de llenado de tanque es de 5.000 bbl/hr
- El caudal de despacho de tanque es de 3.000 bbl/hr
- Se debe contar con un stock mínimo de abastecimiento para 4 h (12.000 bbl a 3.000 bbl/hr).

Cabe mencionar que en este ejemplo no se han considerado para

las curvas de Blending B,C y D los tiempos que llevaría realizar la certificación por laboratorio mediante la norma ASTM D2699.

Implementación y arquitectura del sistema

Habiendo ya realizado una comparativa entre las formas de realizar Blending, entraremos de lleno en el Blending en línea.

En la figura 5 se muestra una representación esquemática de un sistema de blending en línea típico.

Elementos principales que componen a un sistema de blending en línea:

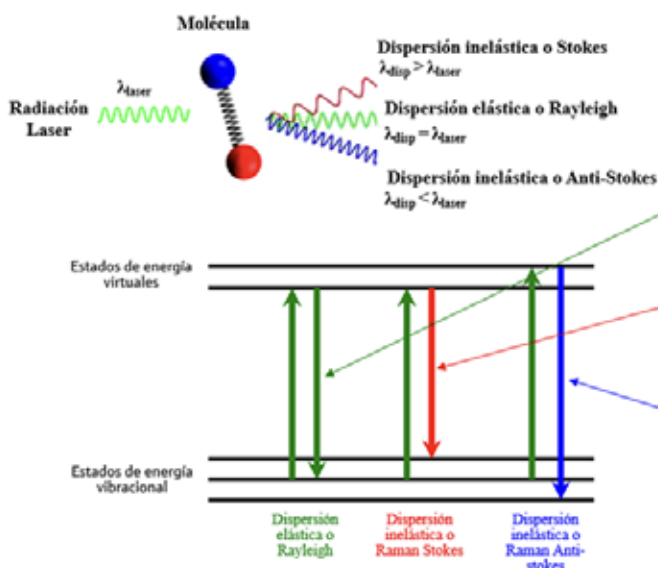
- Caudalímetros Coriolis para la medición de flujo de cada corriente
- Válvulas de control motorizadas para el ajuste de caudal de cada corriente
- Analizador en línea para la medición de la calidad de producto en tiempo real
- Sistema de control y automatización (DCS/PLC) para ejecutar la mezcla de la receta
- Software de planificación y optimización Blend property control (BPC) o Blend Optimization Supervisory System (BOSS)
- Interfaz con laboratorio (QA/QC) para calibraciones, ajuste de modelos y cumplimiento de normas

Arquitectura del analizador

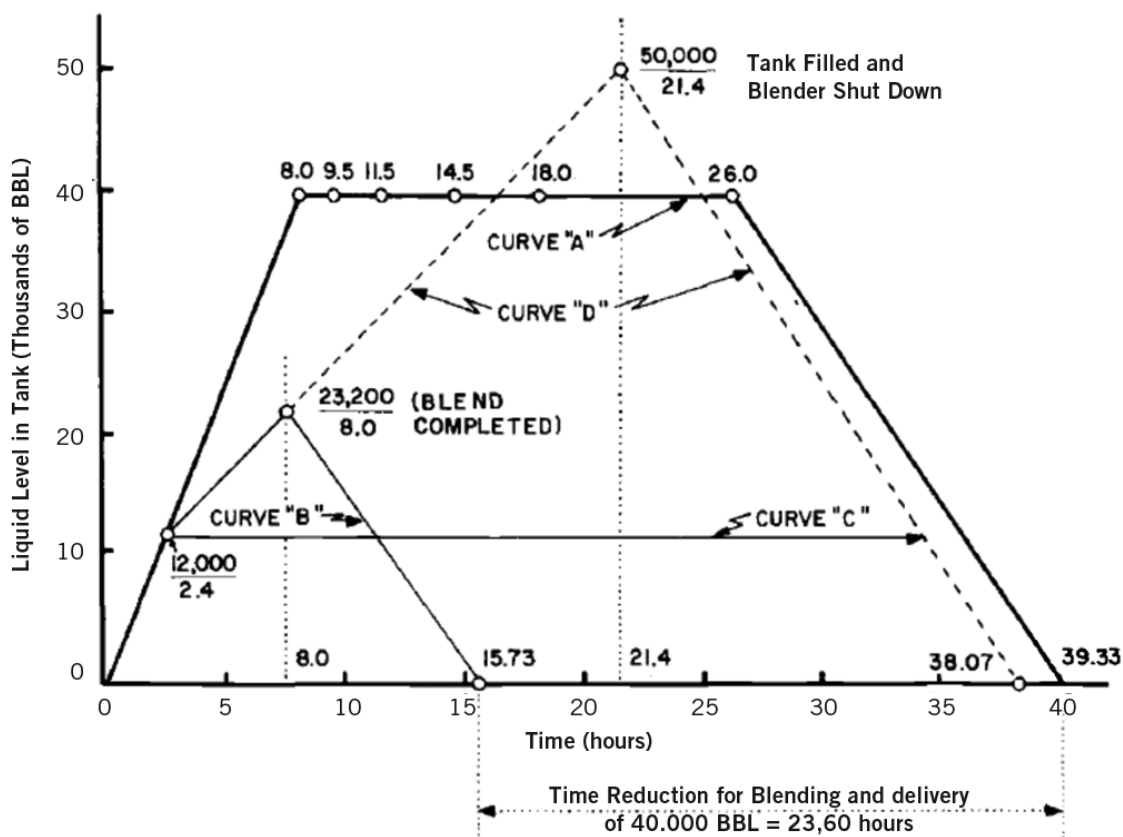
A continuación, se brindan algunos detalles sobre la instalación del analizador en línea Raman. Si bien es sabido que los analizadores en línea podrían llevar la sonda colocada directamente en cañería y poder funcionar correctamente, hay una serie de preguntas que también se deben tener en consideración:

- ¿Cómo se realiza el mantenimiento de la sonda?
- ¿Cómo puedo garantizar que la predicción mantenga su nivel de precisión?
- ¿Cómo actualizo el modelo matemático si el tipo de crudo varía constantemente?

Debido a todos estos desafíos, es que las instalaciones de las sondas se



- La incidencia de la radiación de un láser (λ_{laser}) sobre una molécula provoca dispersión
- La mayoría de los fotones generan dispersión elástica o Rayleigh ($\lambda_{disp} = \lambda_{laser}$)
- La dispersión inelástica se da en una fracción menor (1 de cada 10^8 fotones)
- En la mayoría de las dispersiones inelásticas al fotón dispersado le disminuye la energía (Stokes)
- En la dispersión Anti-Stokes el fotón gana energía
- La tecnología Raman utiliza principalmente la dispersión Stokes ($\lambda_{disp} > \lambda_{laser}$)



CURVA A – Método Batch

Bombeo de combustible a tanque

Mezclado

Toma de muestra y testeo

Corrección (con combustible o aditivos)

Toma de muestra, testeo y reproceso final

Plazo antes de despacho

Tiempo de entrega de despacho

Hr requeridas

Hr Totales

8.0	8.0
1.5	9.5
2.0	11.5
3.0	14.5
3.5	18.0
8.0	26.0
13.3	39.3

CURVA B – Método en línea n° 1

Blendeado del volumen de requerimiento mínimo (12.000bbl)

Blendeado de 3.000 bph a despacho y 2.000 bph a tanque

Despacho a 3.000 bph de lo acumulado en tanque

2.4	2.4
5.6	8.0
7.7	15.7

CURVA C – Método en línea n° 2

Blendeado del volumen de requerimiento mínimo (12.000bbl)

Blendeado a 3.000 bph y entrega a 3.000 bph continuo

2.4	2.4
-	-

CURVA D – Método en línea n° 3

Blendeado de 12.000 bbl a 5.000 bph, luego 3.000 bph

a despacho y 2.000 bph a tanque hasta llenarlo en 50.000 bbl

Despacho de los 50.000 bbl a 3.000 bph

21.4	21.4
16.7	38.07

*Con este último método en 38,07 horas se lograrían despachar 107.000 bbl

realizan en sistemas de acondicionamiento de muestra como en la figura 6.

Dentro de estos sistemas de acondicionamiento de muestra, se pueden contar con los siguientes componentes:

- Sonda de medición simple o redundante

- Medición y control de presión, temperatura y caudal (opcional)
- Sistemas de limpieza de sondas
- Sistemas de validación
- Sistemas de extracción de muestra para laboratorio y mantenimiento de modelo en línea

De esta manera la arquitectura del sistema para la operación fiable del analizador termina siendo como se muestra en la figura 7.

De esta forma se tiene la posibilidad de realizar la toma de muestra e impresión de espectro en forma simultánea, lo que permite que se pue-

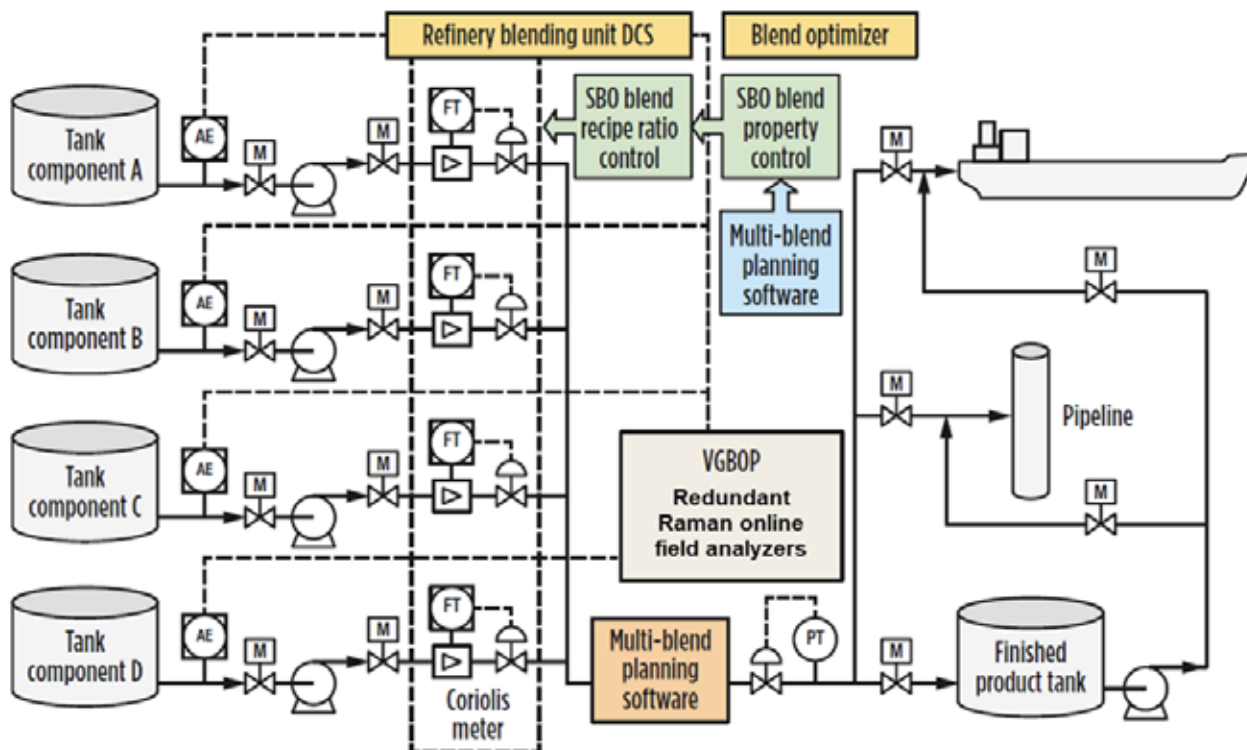


Figura 5. Representación esquemática de un sistema típico de blending en línea actual.

da certificar en laboratorio RON bajo la norma ASTM D2699, MON bajo la norma ASTM D2700 y volatilidad (RVP) bajo la norma ASTM D5191 y correlacionar con espectros directamente en proceso, evitando así tener que contar con un analizador Raman gemelo al de línea en laboratorio.

Caso de prueba en US

En este apartado se muestran los datos reales obtenidos de un analizador Raman utilizado para el proceso de Blending en línea en una refinería de Estados Unidos, que motivos por de confidencialidad no se puede revelar de qué refinería se trata.

La figura que se muestra a continuación muestra los distintos espectros obtenidos en distintos momentos a los cuales se les van asociando las mediciones de laboratorio certificadas bajo norma. A partir de una densidad de alrededor de 100 muestras que contengan una variabilidad a lo largo de todo el rango deseado para medir, se podrá empezar a trabajar en el modelamiento para la búsqueda de las variables que se desean medir.

En la fase de análisis de datos, se buscan en regiones puntuales del espectro lugares donde se pueden encontrar distintas intensidades de re-

cepción, que tengan una correlación lineal con las variables registradas en laboratorio.

Cabe mencionar que las correlaciones no siempre suelen ser lineales y, sobre todo para propiedades físicas. En dichos casos existen técnicas más complejas de modelamiento no lineales donde se requiere un mayor número de muestras y análisis mediante algoritmos de machine learning.

Los resultados de estos análisis arrojan como resultado final gráficos

de correlación entre valor predicho y valor medido por laboratorio. A continuación, se muestran los gráficos obtenidos para las tres principales variables sobre las que se tratan en este trabajo que son **RON**, **MON** y **RVP**.

No obstante, en este ensayo también se obtuvieron gráficos para las siguientes propiedades: **API gravity** (densidad del combustible), **Benceno** (%Vol.), **Drivability index** y **D10, D50, D90**.

Para comprender mejor el resul-

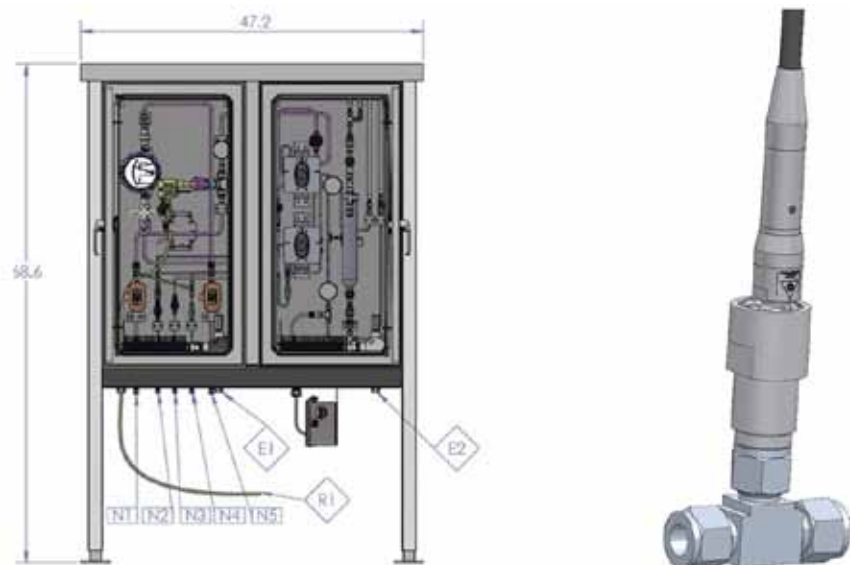


Figura 6. Sistema de acondicionamiento de muestra y sonda de medición

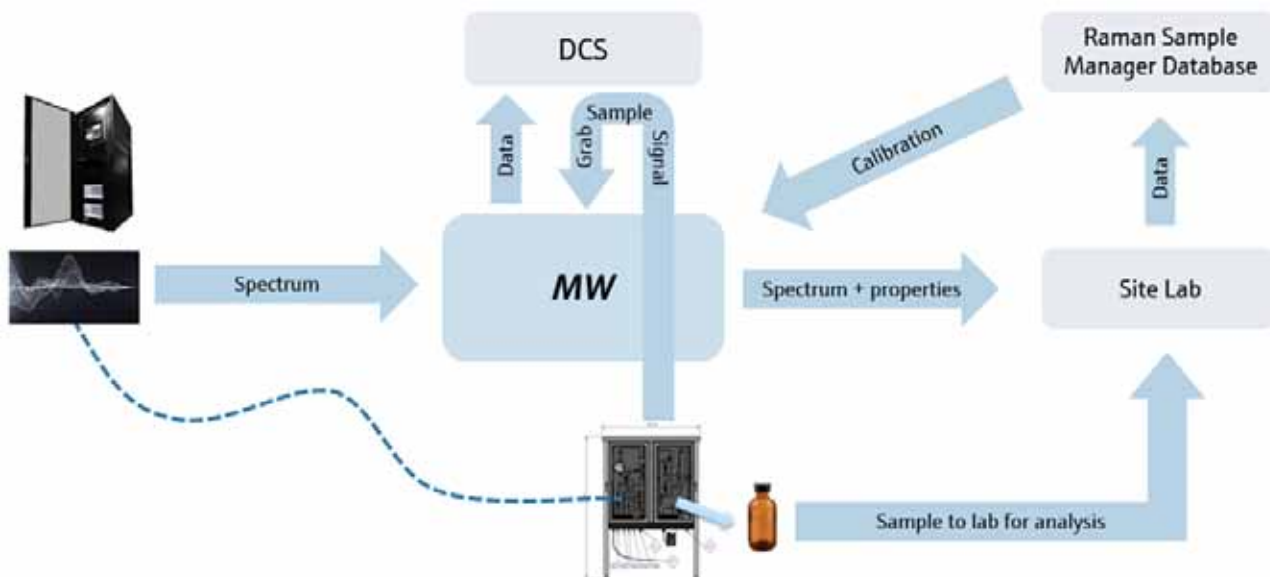


Figura 7. Arquitectura de un analizador Raman en línea.

tado de dichos ensayos se clarificarán cuales son las métricas estadísticas expresadas en estos gráficos:

- **Latent variables** (Variables latentes) son componentes principales o factores generados durante el modelado multivariado (como en PLS o PCR). Estas variables resumen la información del espectro sin ruido, y se usan para construir el modelo de predicción.
- **RMSEC** (Root Mean Square Error of Calibration) es el error promedio (desvío estándar) entre los valores predichos y los

reales de laboratorio durante la fase de calibración del modelo. A menor valor mejor capacidad predictiva sobre los datos que se usaron para entrenar el modelo.

- **RMSECV** (Root Mean Square Error of Cross Validation) es el error promedio durante la validación cruzada del modelo (generalmente leave-one-out o k-fold). Evalúa la capacidad del modelo de generalizar a datos nuevos.
- **Calibration Bias** diferencia promedio entre predicción y valor real en la fase de entrenamiento.

Si este valor es prácticamente cero, el modelo no está sistemáticamente desviado hacia arriba o abajo.

- **CV Bias** (bias en la validación cruzada) también si es muy bajo, indica que el modelo no tiene errores sistemáticos al predecir datos nuevos.
- **R² Coeficiente de determinación** (para calibración y validación cruzada) mide cuánto de la variabilidad en los datos reales se explica por el modelo. Valores cercanos a 1 indican excelente ajuste.

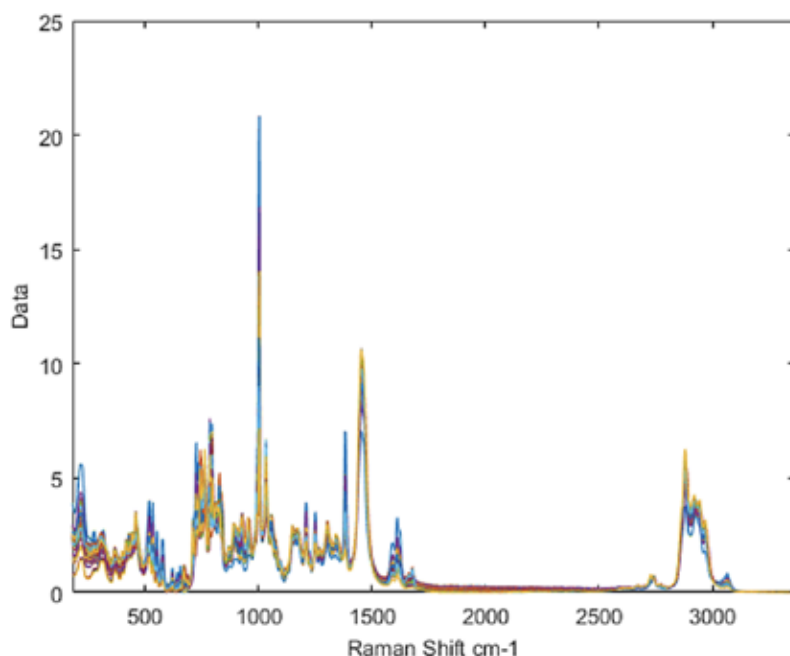


Figura 8. Espectros Raman de gasolina.

Estudio de minimización del giveaway

Lo primero que debemos determinar para realizar este estudio, es saber cuáles son las propiedades clave medibles de la gasolina a las que le podemos poner un precio y que potencialmente podemos controlar. Estas dos propiedades clave de interés son el número de octano (ON) y la presión de vapor Reid (RVP) en psi. En general, todas las demás especificaciones restrictivas de gasolina, como vapor/líquido (V/L), temperatura de evaporación al 50% (T50) y los requisitos de reducción de emisión de compuestos orgánicos volátiles (COV) para RBOB (Gasolinas reformuladas para mezclas oxigenadas), se pueden convertir en equivalentes de RVP. A menudo, el octanaje y el RVP se pueden controlar de forma algo independiente entre sí,

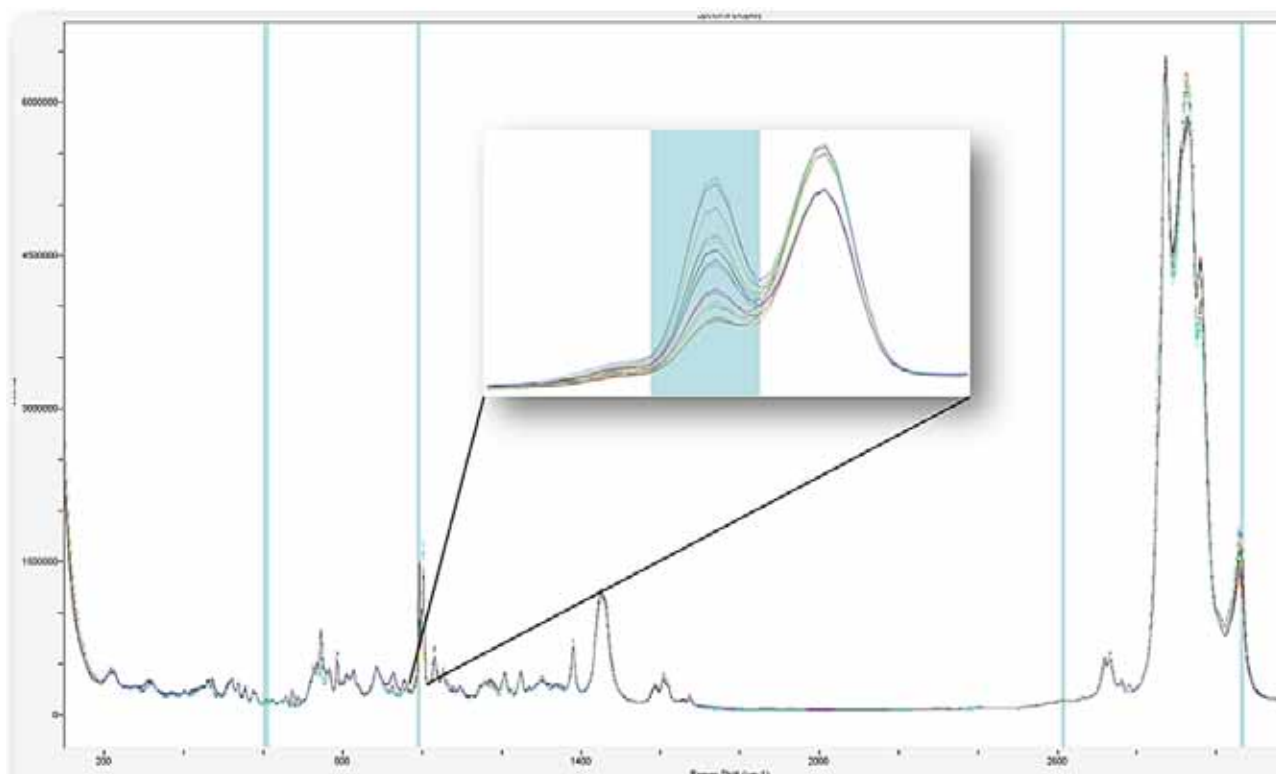
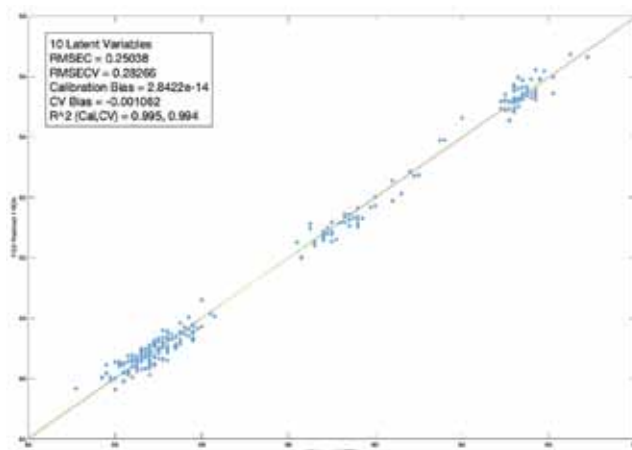
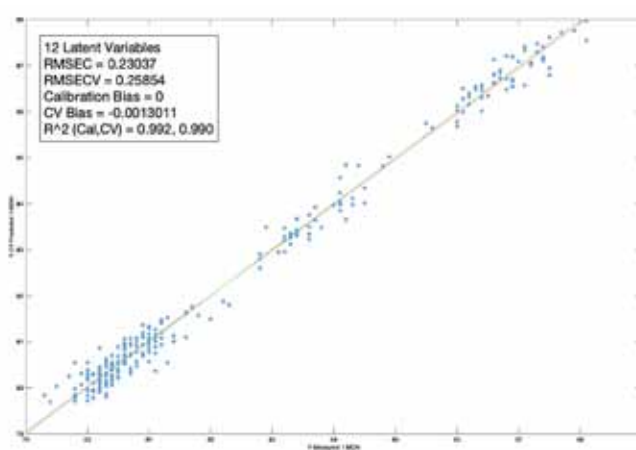


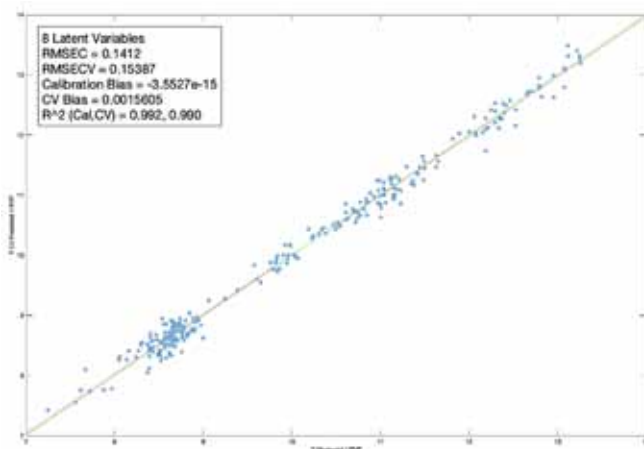
Figura 9. Región específica del espectro Raman para localización del benceno.



RON



MON



RVP

pero no siempre y, por lo tanto, se necesitan técnicas avanzadas que se describirán más adelante.

Las estimaciones promedio conservadoras de la industria para el octanaje y el giveaway de especificaciones RVP muestran al menos **0.5 ON** y **0.4 psi** respectivamente por barril de gasolina mezclada. Dicho de otra manera, en promedio, el octanaje de la gasolina ($R + M / 2$) es 0.5 ON más alto que la especificación, por lo que, si está comprando gasolina de 92 octanos en la bomba, a menudo obtiene gasolina de 92.5 octanos.

Por supuesto, esto varía significati-

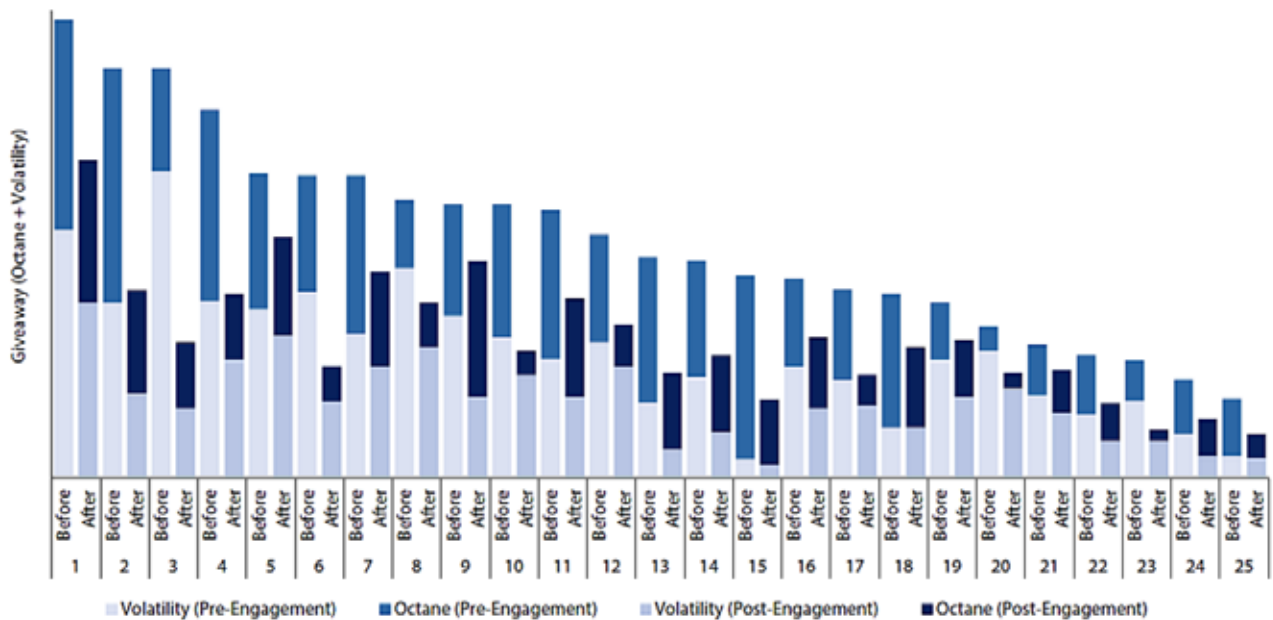


Figura 10. Antes y después de optimización del giveaway de octanaje y volatilidad en 25 distintas refineries.

vamente según el sitio y se deben hacer algunas advertencias en este punto. Actualmente, las refineries más avanzadas, certifican la gasolina mediante análisis en línea bajo la norma ASTM D3764. Muchas otras utilizan analizadores en línea para controlar, pero en última instancia certifican la gasolina utilizando resultados de laboratorio “fuera de línea”.

Generalmente en los sitios donde se lleva a cabo la certificación en línea experimentan un giveaway menor del que se estima en esta presentación. Una empresa consul-

tora dedicada a la optimización de refineries realizó sus trabajos en 25 distintos complejos, donde en todas, en el antes vs. el después de su intervención se lograron reducciones de octanaje y volatilidad, pero en distintas medidas. Por lo que no es una regla exacta cuanto se puede ahorrar, sino que depende mucho de cada caso.

Para entender mejor cuales son todos los factores que pueden incidir en que se lleve a cabo un correcto proceso de blending, la empresa consultora realiza una evaluación previa

de los estados de situación de los procesos en las distintas refineries y las califica en base a la figura 11.

Como se puede observar en la tabla, no solamente influye el nivel de sofisticación de los sistemas con los que se cuentan sino también influyen los procesos y comportamientos con los que se realice la práctica.

De todos modos, a los fines de esta presentación donde presenta una alternativa para la medición on-line, se puede observar que para el método de Blending, la nota mas baja se tiene para un proceso de Batch con

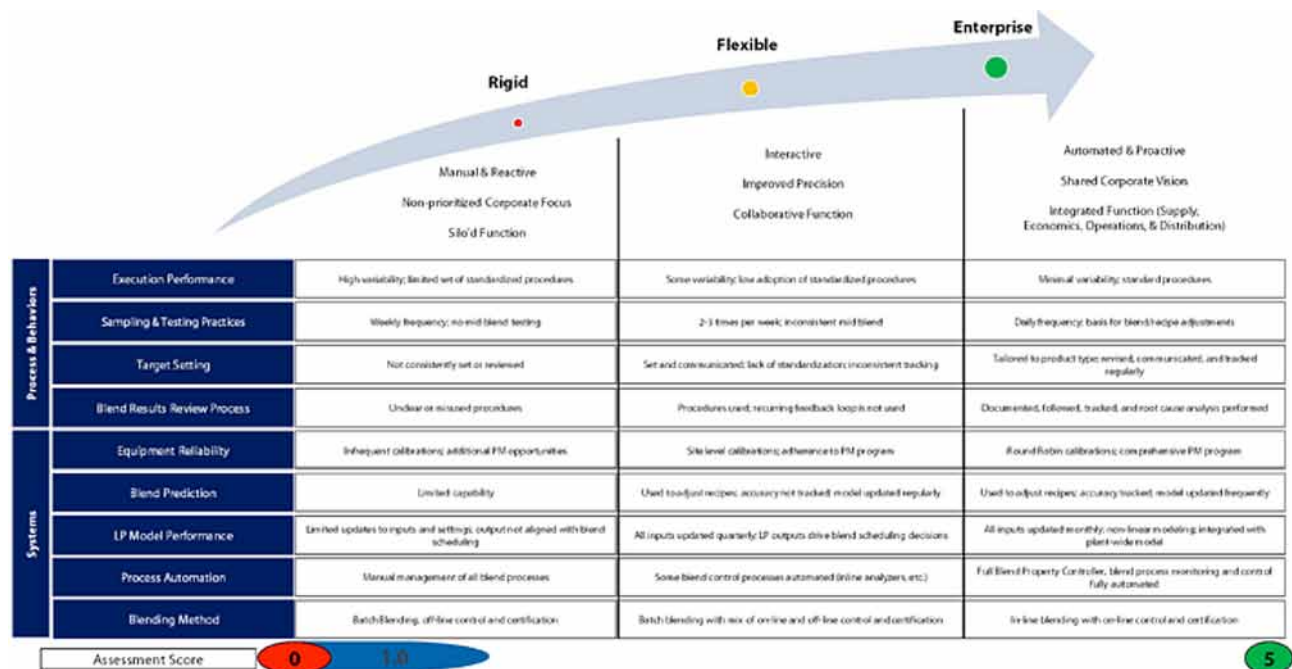


Figura 11. Tabla de evaluación del nivel de maduración del proceso de blending de una refineries.

certificación off-line, luego a medida que se sofistican los sistemas se puede incorporar un sistema de blending en línea, pero manteniendo el resto de la instalación y por último el nivel más avanzado trabaja con blending y certificación de producto en línea.

A continuación, se realizará una estimación económica de lo que se podría llegar a ahorrar optimizando las variables de Octanaje y Volatilidad.

Comenzaremos primero por el cálculo de retorno de inversión de Octanaje (Tabla 1).

Ahora pasaremos al cálculo de retorno de inversión del RVP donde realizaremos la siguiente estimación:

Según varios estudios y artículos técnicos el ahorro de 0,4 psi en el RVP se puede traducir en un ahorro de 0,5 USD/barril de gasolina producida (Tabla 2).

Conclusiones

El proceso de blending de gasolina representa una gran oportunidad para que las refinerías puedan optimizar sus operaciones a través de la reducción del giveaway en sus propiedades críticas como el octanaje y la volatilidad.

En este trabajo se demostró que con los procesos de blending por Batch, muy tradicionales actualmente, existen grandes posibilidades de mejora en cuanto a precisión, tiempos de entrega y flexibilidad operativa si se migrara a los sistemas de blending en línea, especialmente aquellos integrados con tecnologías de análisis espectroscópico como la espectroscopía Raman.

Desde el punto de vista técnico, la espectroscopía Raman permite realizar mediciones en tiempo real y de forma continua de múltiples propiedades clave de la gasolina, entre ellas RON, MON, RVP y otras variables más (aromáticos, olefinas, benceno, oxigenados, etc.). En el caso de estudio en la refinería en US, donde se encuentra instalado un analizador Raman, se arrojaron resultados para los coeficientes de determinación R² de 0,995, lo que indica que la tecnología presenta un excelente nivel de predicción de las variables que se buscan medir.

Desde el punto de vista económico, los estudios de caso presentados demuestran que una reducción con-

• Precio actual del litro de gasolina premium (98 octanos)	ARS 1.386,00
• Precio actual del litro de gasolina super (95 octanos)	ARS 1.170,00
• Diferencia \$ entre super y premium (3 octanos)	ARS 216,00
• Margen de la refinería (ARS/Octano-litro)	72
• Reducción de giveaway esperado	0,1
• CBU (Crude distillation unit) a FPB (Final product blending) ratio	0,562
• Producción diaria de CBU (barriles por día)	100.000
• Producción diaria en litros	15.900.000
• Ahorro diario por reducción de giveaway de 0,1 ON	ARS 64.337.760
• Retorno de inversión de un sistema de blending en línea (días)*	140

*Se estima para el cálculo de ROI una inversión de 7,5 MUSD, número que contemplaría el CAPEX para un sistema de blending para 5 a 7 ramas con sus Skid de mezcla multicomponente, controlador de blending con integración al DCS, analizador Raman en línea, instalaciones civiles, eléctricas, mecánicas, etc, ingeniería y servicios.

Tabla 1.

• Producción diaria de CBU (barriles por día)	100.000
• CBU (Crude distillation unit) a FPB (Final product blending) ratio	0,562
• Producción diaria de barriles de gasolina	56.200
• Ahorro diario 56.200bpd x 0,5 USD/barril (USD)	28.100
• Retorno de inversión de un sistema de blending en línea (días)*	268

*Se estima el mismo costo de inversión que en el caso de octanaje.

Tabla 2.

servadora de 0,1 ON en el giveaway de octanaje puede generar ahorros superiores a ARS 64 millones diarios para una refinería con una capacidad de 100.000 barriles por día, traducéndose en un retorno de inversión (ROI) estimado en 140 días. Por su parte, una mejora de 0,4 psi en RVP representa un ahorro adicional de 28.100 USD diarios, con un ROI de aproximadamente 268 días para el mismo escenario.

Además, la implementación de blending en línea no solo reduce pérdidas asociadas al giveaway, sino que también incrementa la productividad al acortar significativamente los ciclos de despacho, mejora la trazabilidad y control del proceso, y permite adaptarse con mayor agilidad a cambios en la disponibilidad de componentes o en las demandas del mercado.

En conclusión, la combinación de blending en línea con tecnologías de medición óptica avanzada como la espectroscopía Raman no solo representa una evolución lógica frente a los métodos tradicionales, sino una necesidad estratégica en el contexto actual de alta competitividad y presión sobre márgenes. Aquellas refinerías que adopten estas tecnolo-

gías estarán en mejor posición para maximizar su eficiencia operativa, reducir costos ocultos y garantizar la calidad de su producto final con mayor agilidad y precisión.

Bibliografía

Crane, B. G., "In-Line Gasoline Blending Trends, Economics, and the Use of Continuous Analyzers or Quality Control," Automated Analyzers, and Quality Control for the Petroleum Industry, ASTM STP 428, American Society for Testing and Materials, 1968, pp. 31-42

"Minimizing gasoline specification give-away" de David Siever, Valero.

"Unlocking Hidden profit: Boosting Refinery margins through blend optimization and loss control" de Kevin Kim y Roy Smith, Trindent consulting.

ASTM D2699-24b - Standard Test Method for Research Octane Number of Spark-Ignition Engine Fuel

ASTM D5191 - Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products

ASTM D3764-23 - Standard Practice for Validation of the Performance of Process Stream Analyzer Systems

Cursos, congresos y jornadas

Te adelantamos los eventos ya confirmados para el año 2026. Además, seguimos ofreciendo cursos *online* para que puedas tomar en cualquier momento del año.

CURSOS

Abril

Corrosión

Protección Anticorrosiva 1

14 al 17 de abril

Instructores: *Sergio Río, Carlos Delosso, Germán Mancuso*

Corrosión

AMPP - Coatings Inspector Program 1 (CIP 1)

20 al 25 de abril

Instructores: *José A. Padilla López-Méndez, Fredy Vidal Gómez*

Mayo

Ciencia de Datos / Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Power BI para Profesionales de Oil & Gas: KPIs, datos y tableros - STREAMING

5 al 8 de mayo

Instructor: *Jeremías Dávila*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Introducción al Project Management O&G

13 al 15 de mayo

Instructores: *Fabián Akselrad, Nicolás Polverini*

Junio

Corrosión

Protección Anticorrosiva 2

1 al 5 de junio

Instructores: *Eduardo Carzoglio, Carlos Flores, Pablo Cianciosi*

Ciencia de Datos / Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Ciencia de Datos en Python para O&G - STREAMING

1 al 12 de junio. Lunes, miércoles y viernes.

Instructor: *Jeremías Dávila*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Negociaciones Efectivas Aplicadas al O&G

11 al 12 de junio

Instructores: *Nicolás Polverini, Martín Ponce*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Medición, Instrumentación y Control de Gas

25 al 26 de junio

Instructor: *Daniel Brudnick*

Corrosión

AMPP - Cathodic Protection Technician (CP2)

29 de junio al 3 de julio

Instructores: *Héctor Albaya, Norberto Pesce*

Julio

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Gestión de Integridad de Ductos

14 al 17 de julio

Instructores: *Eduardo Carzoglio, Sergio Río*

Agosto

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Manejo de Crisis en la Industria de la Energía

3 al 4 de agosto

Instructor: *Eduardo Fernández*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de Gas

5 al 6 de agosto

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Integridad de Ductos: Riesgos Naturales

11 al 12 de agosto

Instructores: *Martín Carnicero, Manuel Ponce*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Integridad de Ductos: Daños por Terceros

13 al 14 de agosto

Instructores: *Juan Kindsvater, Jorge Palumbo, Marcos Palacios, Sergio Martín*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Auditoría Interna en Oil & Gas. Prevención de Fraudes y Controles en UTs y JVs

20 al 21 de agosto

Instructor: *Roberto Campo*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Protección contra Descargas Eléctricas en Instalaciones

24 al 25 de agosto

Instructor: *Daniel Brudnick*

Introducción a la Industria

Introducción a la Industria del Petróleo

24 al 28 de agosto

Instructores: *Luis Stinco, Alberto Liendo, Fernando Tuero, Pablo Subotovsky, Rubén Caligari*

Septiembre

Corrosión / Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Revestimiento de Cañerías

1 al 4 de septiembre

Instructores: *Eduardo Carzoglio, Andrea Moneta*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Procesamiento de Gas Natural

16 al 18 de septiembre

Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Estaciones de Medición y Regulación de Gas

21 al 22 de septiembre

Instructor: *Daniel Brudnick*

Exploración y Reservorios

Introducción a la Ingeniería de Reservorios - STREAMING

21 al 25 de septiembre

Instructor: *Marcelo Chimienti*

Economías, Gestión y Toma de Decisiones

Gestión de Proyectos Complejos de Oil y Gas

23 al 25 de septiembre

Instructor: *Fabián Akselrad*

Octubre

Introducción a la Industria

Introducción a las Tecnologías Inteligentes Aplicadas al Petróleo y el Gas

6 al 8 de octubre

Instructor: *Estanislao Irigoyen*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Operación y Limpieza de Ductos

13 al 16 de octubre

Instructores: *Sergio Río, Franco Borghetti*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Gas

26 al 27 de octubre

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno*

Introducción a la Industria

Introducción a la Industria del Gas

27 al 30 de octubre

Instructores: *Carlos Casares, Rubén Caligari, Beatriz Fernández, Patricia Carcagno, Eduardo Fernández*

Economía, Gestión y Toma de Decisiones

Evaluación de Proyectos

28 al 30 de octubre

Instructor: *Fernando Arilla*

Noviembre

Exploración y Reservorios

Recuperación Secundaria - STREAMING

9 al 13 de noviembre

Instructor: *Marcelo Chimienti*

Corrosión

AMPP - Cathodic Protection Specialist (CP4)

9 al 13 de noviembre

Instructor: *Héctor Albaya*

Downstream Gas / Operaciones e Ingeniería de Producción

Integridad de Activos Aplicado a los Sistemas de Distribución de Gas

24 al 25 de noviembre

Instructores: *Gustavo Califano, Patricia Carcagno, Eduardo Lifschitz*

Operaciones e Ingeniería de Producción

Procesamiento de Crudo

26 al 27 de noviembre

Instructores: *Carlos Casares, Eduardo Carrone*

EVENTOS



► 19 al 21 de mayo



► 30 de septiembre al 2 de octubre



► 19 al 22 de octubre



► 20 de octubre



► 21 al 22 de octubre



NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

La industria química y petroquímica logra en abril su mayor nivel productivo en más de un año

El informe destaca un salto mensual del 21% en la producción y un uso de la capacidad instalada del 97% en petroquímicos. Con exportaciones en dólares que crecieron un 67% interanual, el sector generó divisas por 333 millones de dólares en abril de 2026.



CIQyP
Cámara de la Industria
Química y Petroquímica

El informe mensual de junio 2026 elaborado por la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP®) sobre el panorama sectorial evidenció que abril de 2026 presentó un desempeño sólido, con la producción alcanzando su punto más alto en los últimos 13 meses, al tiempo que las ventas locales y externas mostraron una recuperación significativa respecto de marzo.

En materia de producción, abril marcó un punto de inflexión positivo: la actividad creció un 1% respecto de marzo, impulsada principalmente por la recuperación de los básicos orgánicos, tras la parada del mes anterior, y por el aumento en los básicos inorgánicos que habían registrado una parada programada en marzo. Los finales termoplásticos, en cambio, mostraron una caída debido a paradas de planta y trabajos de mantenimiento. En la comparación interanual, la producción registró una suba del 11%, mientras que el acumulado del primer trimestre creció un 2%.

En cuanto al mercado interno, las ventas locales avanzaron un 5% respecto de marzo, reflejando un leve repunte impulsado principalmente por los finales agroquímicos -con aumentos tanto en volúmenes como en precios- y por los intermedios, que compensaron la caída del mes anterior. Los finales termoplásticos tuvieron un comportamiento dispar: se beneficiaron del encarecimiento de materias primas asociado al conflicto en Medio Oriente, pero también enfrentaron limitaciones por la baja producción del período. A su vez, en la comparación interanual se observó una suba del 34%, mientras que el acumulado del año evidenció un incremento del 7%.

En tanto, las exportaciones protagonizaron el mayor salto del mes, con un crecimiento mensual del 21%,

impulsado por los básicos orgánicos -con aumentos en volúmenes y precios en varios productos- y por los finales termoplásticos, traccionados por la mayor demanda internacional vinculada al conflicto en Medio Oriente. Los finales agroquímicos, en cambio, no registraron exportaciones en el período. En la comparación interanual, las ventas externas mostraron un crecimiento del 5%, con un acumulado del trimestre que alcanzó el 18%.

La PyMIQ (Pequeña y Mediana Industria Química) también acompañó la tendencia positiva del mes, con mejoras tanto en producción como en ventas locales. La producción mostró un crecimiento mensual del 15% y una suba interanual del 1%, aunque el acumulado del trimestre registró una leve caída del 2%. En el mercado local, las ventas se mantuvieron estables respecto del mes anterior, con un crecimiento interanual del 6% y un acumulado del 6%, consolidando la tendencia positiva del segmento. En tanto, las exportaciones del segmento acumularon un crecimiento del 15% en el trimestre.

Durante abril de 2026, las importaciones del sector mostraron un incremento del 7% respecto de marzo, mientras que las exportaciones crecieron un 9% en el mismo período (ambas medidas en dólares). En comparación interanual, las exportaciones crecieron un destacado 67%, mientras que las importaciones aumentaron un 4%. En el acumulado del primer trimestre de 2026 frente al mismo período de 2025, las exportaciones mostraron un aumento del 47%, las importaciones una caída del 5% y el déficit de la balanza comercial sectorial se redujo un 48%.

Por su parte, la capacidad instalada de las industrias mostro niveles del 67% para los productos básicos e intermedios y de 97% para los productos petroquímicos.

En conclusión, las ventas totales del sector en general, que incluye a las PyMIQ, de los productos informados por las empresas participantes del informe, durante abril de 2026, fueron de 333 millones de dólares, acumulando un total de USD 1.150 millones en el primer trimestre del año.

“Los resultados del informe muestra la resiliencia del sector químico y petroquímico, que es proveedor de casi todas las cadenas productivas, mostrando una recuperación en producción y el mercado local, además de un crecimiento en la participación en las exportaciones de manufacturas de origen industrial del país. Seguimos con atención la evolución del contexto global y los efectos del conflicto de Medio Oriente en lo que pueda afectar el suministro de materias primas y precios de insumos terminados”, señaló Jorge de Zavaleta, director ejecutivo de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP®).

Resumen Ejecutivo y Panorama Sectorial

La Cámara de la Industria Química y Petroquímica emite mensualmente, desde 1999, un informe sobre la actividad industrial cuyas fuentes son las empresas del sector, el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), Penta-Transaction-Estadísticas Import-Export y el Banco Central de la República Argentina (BCRA).

El trabajo cuenta con diferentes niveles de desagregación y se organiza en bloques productivos, los que a continuación se detallan: productos Inorgánicos, petroquímicos básicos, petroquímicos intermedios y finales termoplásticos (polímeros y elastómeros), finales agroquímicos (agroquímicos y fertilizantes); y PyMIQ (Pequeña y Mediana Empresa Química).

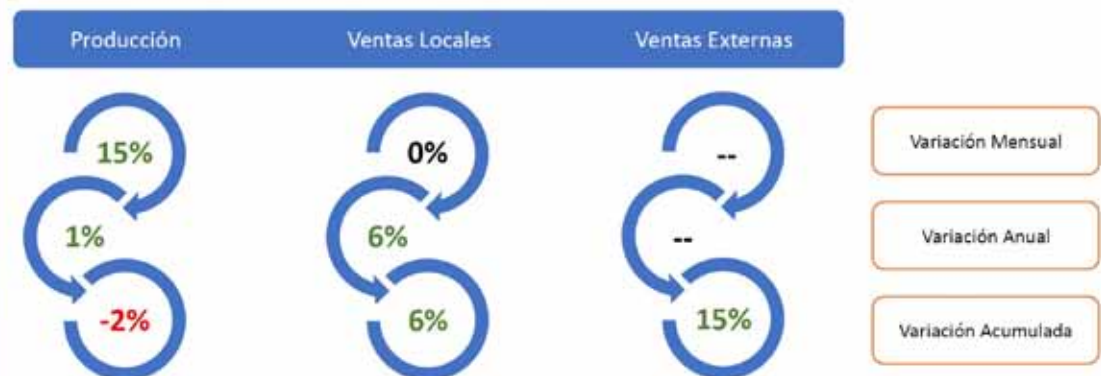


ABRIL 2026

Resumen Ejecutivo y Panorama Sectorial



Índices y Variaciones del Sector PyMIQ



PCR y ArcelorMittal Acindar inauguran ampliación de la Estación Transformadora de Ezeiza que mejora la confiabilidad del sistema eléctrico y evita restricciones de suministro

Con presencia de autoridades nacionales y provinciales, PCR y ArcelorMittal Acindar inauguraron hoy las obras de ampliación de la Estación Transformadora de Ezeiza que significó la energización de los nuevos capacitores Shunt instalados que permitirán aumentar la capacidad de transmisión y distribución de energía en 500 kV de todo el corredor troncal Comahue-Buenos Aires, que forma parte del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en un equivalente al abastecimiento de 600 mil hogares y que presentaba restricciones de capacidad en condiciones de máxima demanda.

Con una inversión de 40 millones de dólares, se trata de una primera etapa estratégica del proyecto integral de PCR y ArcelorMittal Acindar que incluye también, en su fase de ampliación del sistema de transmisión eléctrica, la expansión de la capacidad de la Estación Transformadora de Olavarría. El proyecto se completa con la construcción del Parque Eólico Olavarría con una capacidad de 185,6 MW de potencia con 29 aerogeneradores y la instalación de una línea eléctrica de 25 km para conectarlo al SADI, sumando así un desembolso total de 275 millones de dólares. Durante la construcción de todo el proyecto en su conjunto se emplearán 350 personas en total, estando prevista su puesta en marcha definitiva en enero de 2027.

Esta inversión es un aporte privado a la mejora y expansión del sistema de transmisión del país que será entregada al SADI y forma parte central del primer proyecto



de generación eólica aprobado bajo el esquema Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI).

“Nos sentimos muy orgullosos de que nuestro proyecto haga realidad una obra de ampliación de la capacidad de transporte, lo que permitirá integrar mayor generación renovable al SADI. Esta obra viene a mejorar la situación de uno de los principales cuellos de botella que pueden restringir el crecimiento del país. A través de este tipo de acciones, seguimos reafirmando el compromiso de PCR con el bienestar general de la población, además de ser un impulso al desarrollo energético y productivo de la Argentina” aseguró Martín Federico Brandi, CEO de PCR.

“Con esta nueva fase, desde ArcelorMittal Acindar, consolidamos una visión de largo plazo alineada a nuestra estrategia de descarbonización, liderando la transición energética en la industria nacional y en nuestro país. Esta ampliación no solo representa un paso decisivo hacia una matriz energética más limpia y diversificada, sino que también refuerza la fuerte inversión en el país y una visión colectiva de sostenibilidad, a la vez que desarrollamos una industria más competitiva y sustentable”, señaló Federico Amos, CEO de ArcelorMittal Acindar.



Pablo Cattoni es el nuevo presidente del Círculo Dircoms de Argentina

Hasta abril de 2028, Pablo Cattoni, director institucional de Sidersa, presidirá la institución que reúne a los Directores de Comunicación de las empresas más grandes de la Argentina. Esta es la primera vez que un ex presidente del Consejo Profesional de Relaciones Públicas liderará el Círculo Dircoms, lo que demuestra la evolución en el trabajo conjunto entre ambas instituciones del sector de la comunicación institucional. Mariana Iribarne, gerente de Relaciones Institucionales de YPF Luz, lo acompañará como vicepresidente.

El Círculo DIRCOMS de Argentina anuncia que Pablo Cattoni, director institucional de Sidersa, resultó electo como nuevo presidente de la institución en Asamblea Ordinaria para el período 2026-2028. Cattoni sucede a Alejandra Martínez, que se desempeñó en el cargo durante los períodos 2022-2024 y 2024-2026.

Pablo Cattoni cuenta con una amplia experiencia en diversos sectores industriales como los de la energía, la petroquímica, el petróleo y el gas, la aviación, la salud, la farmacéutica, los agronegocios y el tabaco, al desarrollar una carrera de más de veinte años en diversos roles en los departamentos de asuntos públicos de compañías multinacionales de referencia como Shell, British American Tobacco, Dow, General Electric (GE) y Sanofi. Trabajó también en consultoras de comunicación institucional y el ámbito público.

Actualmente cursa el Doctorado en Ciencias Políticas de la Universidad Austral. Es Licenciado en Comunicación Social (Universidad Austral) y cuenta con maestrías en Gestión de la Comunicación en las Organizaciones (Universidad Austral) y en Administración y Políticas



Públicas (Universidad de San Andrés), además de certificaciones en Liderazgo global (ITBA y Yale University). Es también docente en carreras de grado y posgrado en temas relacionados con la comunicación, la gestión de intereses y la interacción público-privada.

Tiene un fuerte compromiso con el crecimiento del sector de las comunicaciones y las relaciones institucionales. Además de formar parte de la comisión directiva del Círculo DIRCOMS de Argentina en diversas oportunidades, entre 2017 y 2021 fue el presidente del Consejo Profesional de Relaciones Públicas de la República Argentina. Esta es la primera vez que un ex presidente del Consejo lidera el Círculo, lo que demuestra la evolución en el trabajo conjunto entre ambas instituciones y refuerza el objetivo común de continuar impulsando el desarrollo de la profesión.

“Hemos conformado un grupo de trabajo de altísima jerarquía, a través del cual continuaremos la labor que se viene realizando en el Círculo: poniendo en valor el rol del DirCom dentro de las organizaciones y ampliando la oferta de valor para los socios de la institución”, dijo Pablo Cattoni. “Nuestros ejes de trabajo serán el fortalecimiento de las redes de relacionamiento entre colegas y con nuestros públicos de interés, y el posicionamiento de nuestra función como central dentro las organizaciones y actor central en el debate social. Además, queremos ofrecer espacios de capacitación que permitan la actualización permanente en el desarrollo de las habilidades necesarias para los tiempos que corren. Nuestro norte siempre será el crecimiento de nuestra profesión y la generación de los espacios que lo hagan posible”.

La nueva Comisión Directiva está conformada por:

- Presidente: Pablo Cattoni (Sidersa)
- Vicepresidente: Mariana Iribarne (YPF Luz)
- Secretaria: Lucía Ginzo (Flybondi)
- Prosecretario: Matías Szapiro (Pluspetrol)
- Tesorera: Giselle Mallagrino (Manpower)
- Protesorero: Lucas González (Paramount)
- Vocal Titular: Juan Pablo De Santis (Ualá)
- Vocal Titular: Natalia Giraud (Unilever)
- Vocal Titular: Gregorio Lascano (Globant)
- Vocal Titular: Lucila Maldonado (Grupo Albanesi)
- Vocal Suplente: Juan Pablo Barrale (CCU)
- Vocal Suplente: Diego Buranello (Danone)
- Vocal Suplente: Belén Daghero (Holcim)
- Vocal Suplente: Martín Fresco (Tenaris)
- Revisor de cuentas: Santiago Moreno Hueyo (Adidas)
- Revisor de cuentas: Clara Torresagasti (Aeropuertos Argentina)

Por su parte, Alejandra Martínez agradeció la confianza de los socios durante los últimos cuatro años, convirtiéndose en el primer presidente del Círculo DIRCOMS en desempeñar el cargo durante dos períodos. “Agradezco el compromiso de todos los socios a través de los cuales pudimos generar grandes eventos, encuentros son funcionarios y periodistas, capacitaciones relevantes para nuestro día a día y estudios sobre el rol del DirCom dentro del ecosistema de las empresas”, detalló Martínez. “Fueron unos de los años más desafiante de mi carrera y continuaremos de la mano de Pablo impulsando esta profesión que tanto nos apasiona”.

NOVEDADES DEL IAPG

Silvia Barredo fue distinguida por la Society of Petroleum Engineers

La Society of Petroleum Engineers seleccionó a Silvia Barredo como recipient del 2026 Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty para la región de América Latina y el Caribe.

La Society of Petroleum Engineers (SPE) informó que Silvia Barredo fue seleccionada para recibir el 2026 Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty, una distinción regional que reconoce sus contribuciones excepcionales al campo de la ingeniería en petróleo.

El reconocimiento destaca su trayectoria, su dedicación a la industria y su aporte sostenido a la formación y desarrollo profesional en el sector. Según informó la SPE, su nombre será incluido en el sitio web de la organización junto con otros recipients de sus premios regionales.

La entrega del premio está prevista para realizarse durante el ATCE 2026, que tendrá lugar en Houston, Texas, donde la organización espera poder celebrar personalmente este logro.

Además de su trayectoria académica y profesional, Silvia Barredo preside la Comisión de Publicaciones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, responsable de la realización de Petrotecnia, la revista técnica del IAPG.

Desde la SPE destacaron que esta distinción representa un reconocimiento a sus aportes a nivel regional y expresaron sus felicitaciones por este logro.



¡FELICITACIONES!
SILVIA BARREDO

Por recibir el Premio the 2026 Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty for the Latina America and the Caribbean Region" otorgado por la SPE en reconocimiento por su desempeño como Faculty Advisor en la Carrera de Ingeniería en Petróleo de la UBA



NOVEDADES DESDE HOUSTON



IAPG Houston realizó su tradicional OTC Cocktail

El encuentro anual volvió a reunir a referentes y profesionales de la industria energética en un espacio de networking, intercambio y fortalecimiento de vínculos.

En el marco de una semana intensa para la industria del petróleo y el gas, IAPG Houston realizó una nueva edición de su tradicional OTC Cocktail, un encuentro que se consolidó como una oportunidad para conectar, celebrar y fortalecer relaciones dentro de la comunidad energética.

Durante la recepción, Richard J. Spies, presidente de IAPG Houston, dio la bienvenida a los asistentes y sponsors, y destacó la misión de la organización, así como los principales hitos alcanzados durante el último año.

En un ambiente distendido, los invitados compartieron hors d'oeuvres y bebidas, y participaron de conversaciones orientadas al intercambio de ideas, el networking y la exploración de nuevas oportunidades de colaboración.

IAPG Houston agradeció especialmente a ALTHEN Energy, sponsor del evento, y a todos sus sponsors corporativos por el apoyo sostenido que permite seguir impul-



sando su misión y fortaleciendo la comunidad.

La organización anticipó que continuará promoviendo espacios de encuentro, tanto presenciales como virtuales, para seguir construyendo conexiones significativas en toda la industria.

