

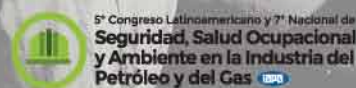
PETROTECNIA 3 | 22

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 1031-6598 - AÑO LXII - 3 | 2022

6° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación



Media sponsor de:





Es el último cuartil de 2022 y aún quedan actividades en la agenda, pero es bueno realizar un repaso por lo acontecido en este año en ejercicio. Hemos realizado dos exposiciones multitudinarias —AOG en marzo y AOG Patagonia en agosto—; dos congresos virtuales, uno presencial y, recientemente, el congreso científico más importante del IAPG: el 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Ponerse al día en cuanto a la realización de tan importantes encuentros ha sido todo un desafío, pero lo hemos logrado con la ayuda de nuestros patrocinadores y de todos los asistentes, con quienes estamos muy agradecidos.

Hemos arrancado, a principios de este año, en una de esas autopistas en las que se nos indica un mínimo de velocidad del que no podemos descender, pero que no tiene límite para el máximo. Y lo hemos aceptado.

Sabemos que el sector de la industria que elegimos, el de la Energía y, principalmente, el de los hidrocarburos, así lo exige. Todos nos hemos esforzado como nunca antes para adaptarnos a las nuevas circunstancias que imponen la geopolítica —con una guerra que no imaginábamos— y una demanda cada vez mayor de energía, pero también de ser cada vez más limpios y sustentables.

Si bien sucede todo al mismo tiempo, estamos preparados para satisfacer los requerimientos, a la vez que mejoramos la calidad y el cuidado del entorno.

Entendemos que será necesario establecer reglas transitorias para salir de la coyuntura, pero siempre con el objetivo de lograr una legislación adecuada y firme que contemple la competencia de estos activos con otros en el mundo de potencial similar.

Vaca Muerta produce cada vez más, por ello esperamos que el gasoducto Néstor Kirchner se vuelva una realidad pronto, y que los pozos exploratorios en el Mar Argentino den buenos resultados. Los más de 45.000 asistentes a nuestros eventos de este año esperan una respuesta.

Tenemos una industria madura y capacitada que, en un ambiente adecuado, seguramente contará con los recursos necesarios para hacer esto una realidad: inversión, actividad, generación de empleo, aumento de la recaudación, es decir, un círculo virtuoso.

Esperemos que en los meses que quedan podamos avanzar en ese sentido.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

6º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 6º Congreso de Refinación: el desafío de adaptarse a los cambios
Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG



10 Diseño e instalación de nueva planta modularizada de producción de propelente

Por Agustín Daona, Sebastián Olcese y Federico Padilla (Raízen Argentina)

Raízen Argentina identificó una oportunidad de negocios en la producción de propelente a partir de una mezcla de propano y butano. Para ello, lanzó un proyecto que consiste en proveer a la Refinería Buenos Aires de las instalaciones industriales para producirlo, almacenarlo y despacharlo en camiones.

24 Operación FCC con compresores externos para reemplazo y upgrade de la turbina del soplador principal

Por Joaquín Maestro Frayssinet, Julio Nicola, Martín Zingaretti y David Killy (Pan American Energy)

El proceso de craqueo catalítico fluidizado (FCCU) utiliza grandes cantidades de aire que se inyecta al sistema por medio de un soplador centrífugo accionado por una turbina a vapor. En este trabajo se muestra el proceso de planificación, análisis de riesgos, ejecución y resultados de un proyecto innovador para reemplazar la turbina en la refinería Campana.

30 La robótica en apoyo de la integridad de los tanques

Por Rafael Rengifo (Becht Engineering) y Brian Kinsey (Square Robot)

La información adquirida a través de la tecnología robótica permite que las prácticas de integri-



dad de los tanques se alineen completamente con los requisitos comerciales sin aumentar el riesgo. En este documento se debate la evolución de esta tecnología y los desafíos en la implementación de la robótica, como apoyo en la integridad de tanques.

40 Tratamiento térmico en tubos de horno de reformado in situ

Por Martín Mosqueira, Patricio Echániz y Alexander Mikhail Bischoff (YPF)

Durante la operación normal de la unidad de reformado de nafta y transcurridos dos años desde la intervención por mantenimiento, se produjo la falla de un tubo de un horno. A falta de stock de tubos aleados para reemplazar los afectados, se evaluó la posibilidad de realizar un tratamiento térmico *in situ* a todos los tubos del horno para reestablecer las propiedades mecánicas y metalúrgicas.

46 Degradación en losa de hormigón en unidad Coker: inspección, control y mantenimiento

Por José Massano (Raízen Argentina)

Este trabajo es el resultado de un proceso de inspección, análisis técnico, gestión del riesgo, desarrollo de ingeniería específica y ejecución para lograr la resolución de un problema estructural complejo detectado en la losa de soporte de las cámaras de corte del Coker.

Nota técnica

58 Causas raíz del colapso de un tanque subterráneo de doble pared durante su instalación

Por Janine Booman (FCEIA-UNR), José Luis Otegui (Co-

nicet - UNLP) y Eduardo Borri (Bertotto Boglione S.A.)

En este trabajo se muestra un ejemplo exitoso de un análisis de causas raíz de falla de un tanque de 40 m³ con doble pared usado para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburo líquido. Dentro de las lecciones aprendidas se encuentra la incidencia de una comunicación inadecuada entre las áreas de operación, obras y mantenimiento de las empresas del sector.

66 La sustentabilidad en la industria de los hidrocarburos

Por Ing. Raúl Alfredo Dubié

“Tenemos que tomar cada oportunidad que se presente para educar al público acerca de cómo somos, cuáles son nuestros valores, qué hacemos y las nobles causas que perseguimos”.

68 Los 100 años de YPF: el recorrido que llevó al decreto de Yrigoyen

Por Ing. Rubén Caligari

Una cronología desde el principio de la producción petrolífera en la Argentina.

Actividades

78 Congresos y jornadas

Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad. Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, *workshops*, jornadas y congresos.

80 Novedades de la Industria

86 Novedades del IAPG

89 Novedades desde Houston

90 Cursos IAPG

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.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

Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

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 LXII N° 3 - 2022

ISSN 0031-6598

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* 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 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Foto de tapa: Gentileza de Diego Tapia



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 2021-2023

Cargo

Presidente
Vicepresidente
Vicepresidente *Upstream*
Vicepresidente *Downstream* Petróleo
Vicepresidente *Downstream* Gas
Vicepresidente de Perforación y Terminación de Pozos
Vicepresidente de Servicios de pozos
Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales
Secretario
Pro-Secretario
Tesorero
Pro-Tesorero
Vocal Titular

Vocal Titular

Revisor de cuentas titular

Revisor de cuentas suplente

Empresa

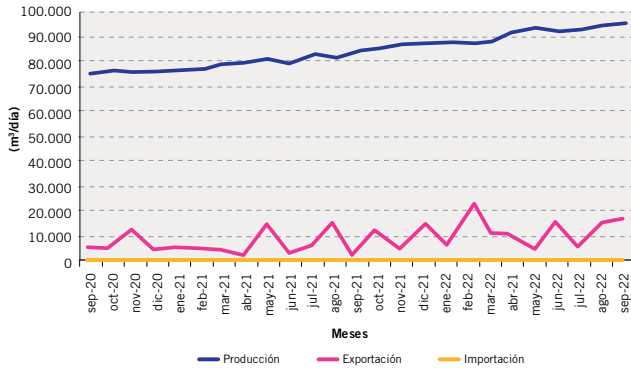
SOCIO PERSONAL
YPF S.A.
SHELL ARGENTINA
RAIZEN
TGS
BAKER HUGES
PECOM SERVICIOS PETROLEROS
TENARIS -SIDERCA
PAN AMERICAN ENERGY
EXXON ARGENTINA
TOTAL AUSTRAL S.A.
CHEVRON
TECPETROL
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)
NATURGY (Gas Natural Fenosa)
PAMPA ENERGÍA
WINTERSHALL
PLUSPETROL
METROGAS
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.
CAPSA/CAPEX
CGC
AXION ENERGY (PAE)
HALLIBURTON
WEATHERFORD
SCHULUMBERGER
SPARK ENERGY SOLUTIONS
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA
RAFAEL ALBANESI S.A.
LITORAL GAS
ENAP SIPETROL
GEOPARK ARGENTINA
SOCIO PERSONAL
CESVI ARGENTINA S.A.
AGGREKO ARGENTINA S.A.
SOCIA PERSONAL
SOCIO PERSONAL

Titular

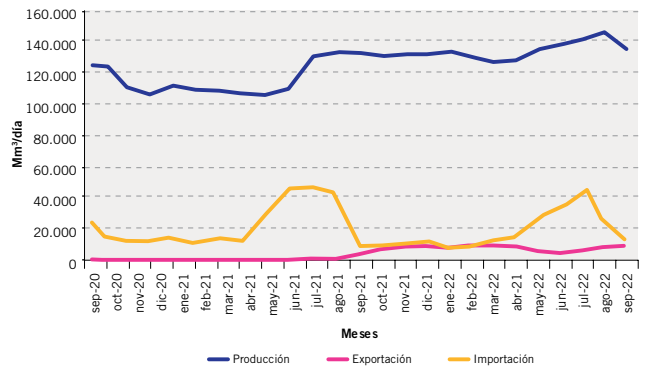
Ernesto López Anadón
Gonzalo Martín López Nardone
Verónica Stanisic
Teofilo Lacroze
Oscar José Sardi
Carlos Alberto Henning
Jorge Javier Gremes Cordero
Diego Ariel Schabes
Rodolfo Eduardo Berisso
Matías Domingo Szapiro
Dra. María Gabriela Roselló Warren
Ricardo Lorenzo Seeber
Pablo Carlos Ledesma
Iván Hansen
Martín Norberto Yáñez
María Inés Sainz
María Julia Rita Martínez Novello
Germán Macchi
Alejandro Héctor Fernández
Mauricio Cordiviola
Jorge Miguel Buciak
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian
Daniel Alberto Santamarina
Anibal Fernando Rearte
Diego Martínez
Luis Corti
Margarita Perla Esterman
Marcelo Ernesto Irusta
Jorge Hilario Schneider
Dante Alejandro Dell'Elce
Walter Fernández
Juan Martín Crespo
Nino Domingo Antonio Barone
Gustavo Eduardo Brambati
Jorge Pablo Tomsin
Muriel Lilitana Miller
Oscar Héctor Mancilla

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

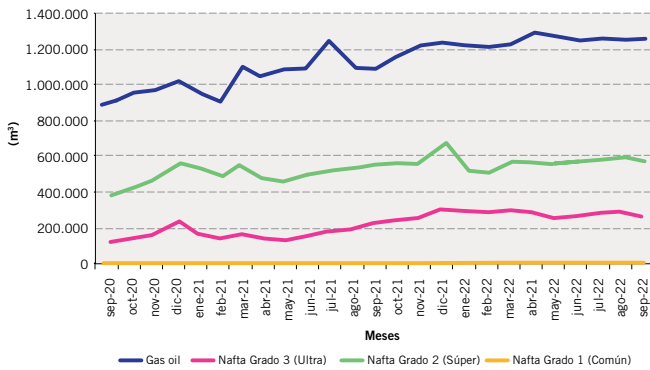
Producción de petróleo versus importación y exportación



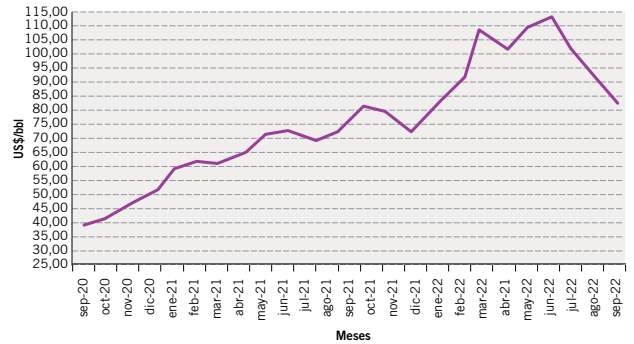
Producción de gas natural versus importación y exportación



Ventas de los principales productos



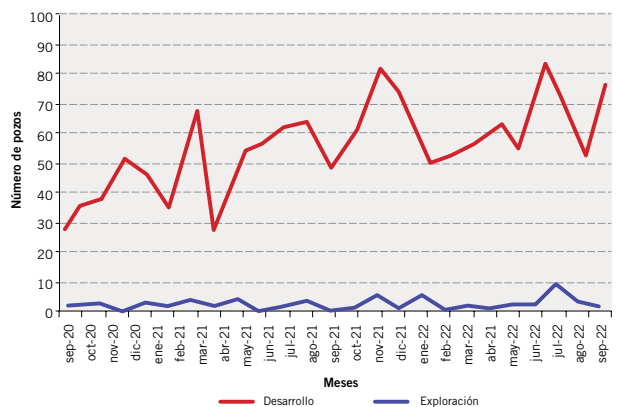
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación




Pozos perforados



6° Congreso de Refinación: el desafío de adaptarse a los cambios





A mediados de 2022, bajo el lema “Tecnología y valor humano: pilares de la refinación del futuro”, la Comisión de Refinación del IAPG realizó el 6° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación 2022.

A partir de los encuentros virtuales durante la pandemia y tomando lo mejor de esta modalidad, el evento se hizo de manera virtual, con el fin de asegurar la participación de los profesionales que siempre han acompañado a la Comisión organizadora del IAPG.

Más allá de la modalidad del encuentro, el 6° Congreso de Refinación no cambió su objetivo: crear un ámbito propicio para el intercambio de experiencias y conocimientos mediante la presentación de trabajos técnicos, disertaciones y mesas redondas con los expertos y los principales referentes de la industria de la refinación.

La tecnología y el valor humano se han instalado como los pilares prioritarios para la estrategia y la sustentabilidad de los negocios. “Tecnología” en cuanto al avance exponencial de las tecnologías digitales y el desarrollo de procesos operativos; y “valor humano” en relación con el entrenamiento de nuevas habilidades, la evolución de los puestos de trabajo con el advenimiento de la digitalización y su gestión en tiempos de pandemia, entre otros temas principales.

A continuación publicamos los trabajos seleccionados con los principales temas debatidos en el congreso: instalaciones de plantas, compresión, la robótica como herramienta, degradación y mantenimiento, fiabilidad, y el impacto de los cambios del crudo que llega a la refinería, entre otros.

Diseño e instalación de nueva planta modularizada de producción de propelente



Por *Agustín Daona, Sebastián Olcese y Federico Padilla* (Raízen Argentina)

Raízen Argentina identificó una oportunidad de negocios en la producción de propelente a partir de una mezcla de propano y butano. Para ello, lanzó un proyecto que consiste en proveer a la Refinería Buenos Aires de las instalaciones industriales para producirlo, almacenarlo y despacharlo en camiones.

1. Introducción

1.1. Presentación general del proyecto

Raízen Argentina (anteriormente denominada Shell CAPSA) identificó una oportunidad de negocios para producir propelente de aerosoles a partir de una mezcla de propano y butano, que hasta 2020, fundamentalmente, se comercializaban para consumo como gas envasado. En consecuencia, decidió lanzar un proyecto cuyo objetivo es proveer a la Refinería Buenos Aires (RBA) de las instalaciones industriales necesarias para producirlo, almacenarlo y despacharlo en camiones.

La falta de experiencia en la producción de este producto, dentro del vasto historial del grupo Shell, impulsó el desarrollo de este proyecto desde una concepción primaria.



- Evaluación y selección de las tecnologías disponibles.
- Evaluación y selección de las corrientes apropiadas.
- Definición de la capacidad de planta (según las li-

mitaciones propias de la refinería y el mercado disponible).

- Evaluación y definición de los medios para el almacenamiento y el despacho.
- Definición de la estrategia de ejecución más adecuada.

1.2. Breve descripción del proceso

La unidad PFU (*Propellant Filtering Unit*) es alimentada por dos corrientes independientes, una de propano y una de butano, que se mezclan cuando ingresan al recipiente de alimentación del módulo.

La proporción de ingreso es determinada por las propiedades y las composiciones de las corrientes individualmente, con el fin de obtener la mezcla apropiada para obtener el producto en especificación.

Una vez dentro del módulo, la mezcla de alimentación es tratada, en fase líquida, a través de una serie de lechos de adsorción. Estos lechos retienen los contaminantes responsables del olor que despiden el producto. Debido a que el material de los lechos es del tipo regenerable, se dispone de un circuito para su regeneración.

La regeneración de los lechos de adsorción se hace a demanda cuando llegan a su punto de saturación. Este proceso no interrumpe la producción de la planta.

El propelente producido es almacenado en esferas, desde ahí se despacha y se comercializa en camiones cisterna (Figura 1).

La ubicación para la nueva unidad fue seleccionada por encontrarse relativamente cerca de las corrientes de alimentación y de las instalaciones de almacenamiento.

Con la definición de la tecnología y el proceso productivo, se determinaron los equipos y las instalaciones necesarias para la producción de propelente.

En función de ello, se determinaron las áreas o subunidades productivas:

- Sistema de alimentación.
- Lechos de adsorción.
- Sistema de regeneración.
- Sistema de almacenamiento.
- Despacho a camiones.

De estas facilidades, las únicas en RBA con potencial de utilización eran las correspondientes al almacenamiento y despacho. En vista de ello, se consideró cambiar el servicio de las actuales facilidades de propano (esferas, bomba y línea de despacho) y equipar una de las islas de carga de camiones de GLP (Gas Licuado de

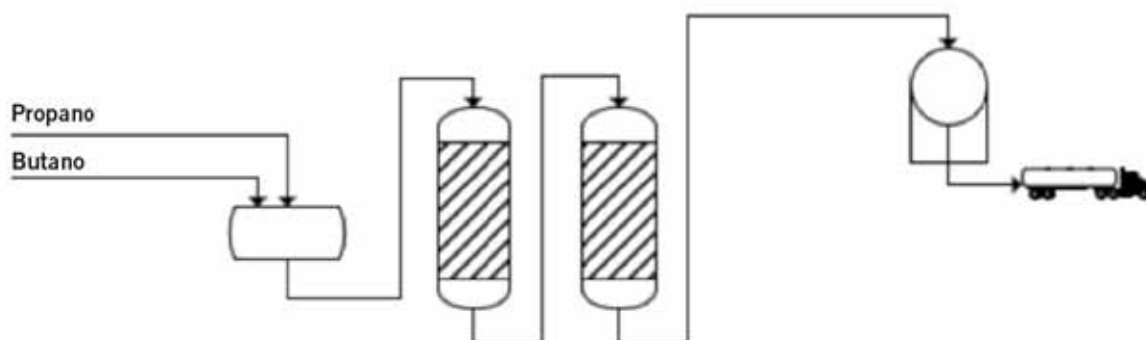


Figura 1. Esquema simplificado de procesos.



Figura 2. Instalación de prueba *batch*.

Petróleo) con un brazo de carga dedicado a propelente, de esta manera un sistema queda exclusivamente para este nuevo producto.

1.3. Ingeniería conceptual

Durante esta fase se evaluaron diversas tecnologías disponibles para el tratamiento de una corriente de GLP. Se encontró en la adsorción la alternativa más adecuada para nuestras instalaciones, requisitos y restricciones.

Una vez definida la tecnología, comenzó una etapa experimental en la que se estudió el funcionamiento de diversos materiales adsorbentes. Inicialmente se realizaron ensayos del tipo *batch*, mediante los cuales se pudieron cotejar y comparar distintas eficiencias de remoción de contaminantes. Las condiciones de estos ensayos no representaban las futuras condiciones de procesos, ya que se realizaron sin circulación de fluido y con tiempo de residencia "infinito". Sin embargo, esta etapa permitió acotar el espectro de tecnologías en la remoción de contaminantes, dado que muchos proveedores no te-

nían suficiente experiencia en la producción de propelentes a partir de GLP.

Luego, se continuó con una fase experimental mediante pruebas extendidas en el tiempo. Para ello se construyó una planta piloto (Figura 2).

1.4. Planta piloto

Con el objetivo de profundizar el conocimiento sobre el funcionamiento de los materiales adsorbentes, como así también la potencialidad de utilizar algunas de las corrientes de proceso preseleccionadas, se procedió a la instalación de una planta piloto. Este módulo fue ubicado dentro de la refinería en las cercanías de algunas de las corrientes por tratar.

El diseño del módulo privilegiaba una construcción rápida y simple, que permitiera el ensayo de diversas corrientes mediante el uso de diferentes materiales adsorbentes (Figura 3).

Con estas pruebas se profundizaron los conocimientos sobre el funcionamiento de los materiales adsorbentes y la obtención de información crítica para el diseño de la planta final. Las principales conclusiones fueron las siguientes:

- Tiempo de residencia mínimo requerido para obtener el producto en especificación para los distintos materiales adsorbentes.
- Eficiencia de remoción de compuestos azufrados de cada material adsorbente.
- Autonomía hasta saturación de cada material adsorbente.
- Elección del material adsorbente o conjunto de materiales por utilizar en la PFU.
- Determinación de los residuos sólidos generados en cada reemplazo del material adsorbente agotado para la elaboración de procedimientos de manipulación y disposición final.



Figura 3. Planta piloto para prueba de adsorbentes.

1.5. Ingeniería básica y de detalle

Una vez concluida la etapa de ensayos, se continuó con las etapas de Ingeniería básica y, luego Ingeniería de detalle.

Ingeniería básica

Se decidió utilizar como corriente de alimentación de propano la producción de tope de la columna depropanizadora C-1502, que pertenece a la Planta de separación de gases 2 (PSG2).

Con esa definición, se incorporó al sistema un control que permitiese regular el caudal de propano enviado a la PFU, y el excedente distribuirlo entre la producción de propano/propileno del Complejo de Craqueo Catalítico (CCU), respetando el máximo admitido por su especificación y la red de *fuel gas* de la refinería. Para ello se incorporó un evaporador de propano que permitiese lograr esta distribución (Figura 4).



Figura 4. Evaporador de propano E-2101.

Se decidió obtener la corriente de butano del fondo de la columna C-601 (correspondiente a la unidad de polimerización). La C-601 es utilizada como una columna fraccionadora de butanos. Se obtiene una corriente rica en i-butano por el tope, que es destinada a la alimentación de la unidad de alquilación; y una corriente rica en n-butano por el fondo, que es destinada a la venta como butano envasado.

Se debió incorporar un sistema de control que permita desviar parte de la corriente de fondo de la C-601 hacia la PFU.

Las especificaciones de calidad de propelente se definieron sobre la base de los requerimientos de los potenciales clientes, como criterio conservador se adoptó el más restrictivo de cada uno.

1.6. Panel olfativo

La especificación más crítica del propelente es el olor, que tiene como causas más frecuentes los compuestos azufrados, olefinas o hidrocarburos pesados (C_{5+}). Si estos contaminantes están presentes en el propelente, le otorgan un olor inaceptable para los fines (y clientes) previstos.

Desde el punto de vista de su determinación, esta especificación es la más complicada y, dentro del ámbito de una refinería, la más inusual.

Entre los diversos productos que pueden encontrar en una refinería, se percibe habitualmente un olor característico a hidrocarburos que, en ocasiones, incluso es deseable o requerido (por ejemplo, el GLP despachado debe odorizarse a fin de detectar posibles pérdidas). Este factor conspira contra la potencialidad de confirmar la falta de olor de un producto o, en su defecto, caracterizar el contaminante presente para trabajar en su remoción.

Una lección clave aprendida durante la fase experimental en la planta piloto fue la confirmación de que no hay tecnología disponible para la caracterización de aquellos contaminantes que aportan olor cuando la concentración es menor a 1 ppm (1 parte por millón). Este valor es suficientemente bajo para no ser detectado analíticamente; sin embargo, es factible determinar su presencia cualitativamente mediante una prueba olfativa. Esto se debe a que los cromatogramas de uso habitual tienen una determinación de ppm, mientras que el olfato humano puede detectar aromas en concentraciones significativamente menores (en algunos casos hasta dos órdenes de magnitud menor).

Con este aprendizaje y, a fin de disponer de un control de calidad adecuado, se debió conformar un panel olfativo que determine la aptitud del propelente producido.

Las personas que conforman este panel transitaron un proceso de capacitación para adquirir las habilidades y competencias necesarias.

Como se mencionó, dentro de la refinería no se contaba con la experiencia y los conocimientos adecuados, por ello se recurrió a un servicio de soporte externo para el desarrollo de las herramientas necesarias. El largo proceso de entrenamiento se puede sintetizar de la siguiente manera: el personal preseleccionado para esta actividad participó de varias jornadas de capacitación, en las cuales se les instruyó la forma correcta de transferir la muestra al papel secante especial (*blotter*), la técnica adecuada para olfatear el propelente y la metodología que permite la apreciación, la distinción y la identificación de los aromas foráneos al propelente. Se dedicaron numerosas horas a la ejecución de los procedimientos mencionados y a la comparación de diversas muestras frente a patrones, con el fin de lograr la identificación de los olores y apreciar su intensidad. Además, debieron capacitarse en poder transmitir esas apreciaciones, especialmente cuando la intensidad de uno de los aromas pudiese encubrir otros.

De esta forma se armó un equipo debidamente capacitado no solo para confirmar la aptitud de la calidad del producto, sino también para brindar soporte durante la fase de puesta en marcha y producción. Este grupo se encargó de validar cada muestra tomada de producción antes de su liberación para despacho (Figuras 5 y 6).



Figura 5. Panel olfativo durante su capacitación.



Figura 6. Blotters utilizados por el panel olfativo.

2. Constructibilidad y Plan de Ejecución del proyecto

2.1. Constructibilidad

Otro gran desafío de este proyecto fue la ejecución simultánea en distintos frentes de trabajo, debido a la necesidad de la intervención en varias áreas. A modo de referencia, se listan las locaciones afectadas que ayudan a contextualizar los temas de constructibilidad desarrollados más abajo:

- U-800: Área de implantación de la PFU.
- U-9900: Área de implantación del nuevo brazo de carga.
- U-2100: Área de implantación del evaporador de propano.
- *Tie-Ins* y tendidos de cañerías (U-300, U-400 y U-600).
- SS5B (*Sub-station 5B*) y canalización eléctrica a la U-800.
- SS6 (*Sub-station 6*) y canalización eléctrica a la U-700.
- Sala FAR (*Field Auxiliary Room*) y canalización de instrumentos a U-800.

2.1.1. Evaluación de la estrategia de diseño

Luego de un extenso análisis, por el cual se revisaron las condiciones de seguridad y de conveniencia geográfica, se decidió instalar la nueva unidad de producción dentro del complejo CCU. Allí antiguamente se emplazaba una unidad de tratamiento de motogasolina fuera de servicio identificada como U-800 (nomenclatura que adoptó la nueva planta PFU) (Figura 7).

La complejidad de ejecutar la construcción de esta nueva planta en un sector operativo de la refinería, condujo a que se estudiaran distintas alternativas de diseño que permitieran minimizar los plazos y los riesgos asociados a la construcción.

A continuación, se describen los principales ejes de discusión que se abordaron para definir este diseño, analizados en el contexto de la ubicación y el espacio disponible. Cada uno de estos ejes presentaba distintos riesgos



Figura 7. Área de implantación del módulo PFU.

o amenazas relacionadas a fuentes de ignición o puntos calientes, posibles escapes de hidrocarburos y sustancias perjudiciales para la salud, entre otros. Todos ellos fueron sumados al solapamiento con las tareas habituales de mantenimiento y operación, como así también a la Inspección General (IG) de la CCU planificada para 2019, la cual representa una actividad de gran complejidad, riesgo y alcance.

Los ejes evaluados fueron los siguientes:

- Económico
- Mano de obra
- Entorno
- Manejo del cambio
- Flexibilidad
- Logística de traslado y montaje

Económico. Por un lado, se identificó una ventaja orientada a la productividad de fabricación y montaje en un taller externo frente a la construcción dentro de la refinería: los tiempos de autorización diaria para la realización de trabajos en refinería suelen requerir de un mayor análisis de riesgos que en un espacio dedicado exclusivamente a la construcción. Adicionalmente, existen numerosas tareas no planificadas que surgen en la operación de las unidades de refinería, las cuales pueden interrumpir el trabajo, como rotura de equipos y/o situaciones anormales en la operación; incluso las condiciones meteorológicas pueden ser un condicionante para la ejecución de los trabajos en campo.

Por otro lado, se evaluó la disponibilidad de proveedores de módulos con capacidad y antecedentes, locales

y extranjeros, que pudieran atender las necesidades del proyecto teniendo en cuenta la disposición geográfica de los principales proveedores de materiales y equipos, y analizando los potenciales orígenes de materiales complejos.

En función de ello se evaluó la locación de mayor conveniencia para efectuar la construcción, ya que, frente a una gran dispersión geográfica de los suministradores, optar por un centro de fabricación central distinto al sitio de la obra potencialmente redundaría en beneficios a la ejecución.

Finalmente, luego de analizar diferentes empresas para la ejecución modular, tanto en el ámbito local como en el internacional, se detectaron varios interesados en realizar la construcción. Ello permitió disponer de una mayor cantidad de propuestas, así se obtuvo una mejor comparativa y competencia de tiempos, costos y ejecución del proyecto.

Mano de obra. Considerando la IG programada para 2019 y teniendo en cuenta que los recursos de mano de obra disponibles durante la ejecución y en los meses previos de este trabajo se encontrarían comprometidos, se identificó una ventaja en descomprimir los trabajos con los contratistas habituales de refinería y trasladar parte de la ejecución del proyecto a un taller externo.

Entorno. Se evaluó el entorno del área donde se decidió emplazar la instalación, se identificaron los riesgos para las personas e instalaciones, y se determinó la estrategia que permita una menor exposición a los factores detectados externos al proyecto.

Los factores identificados como riesgos o amenazas para las personas o instalaciones objeto del proyecto fueron los siguientes:

- Trabajos con cargas suspendidas en altura.
- Contaminación acústica y vibraciones.
- Carga térmica asociada al entorno.
- Explosión o incendio en instalaciones cercanas.
- Venteos o efluentes de sustancias peligrosas de instalaciones aledañas.

Adicionalmente, se consideró que un proyecto *stick built* implicaría una cantidad importante de trabajadores realizando tareas simultáneas en espacios reducidos, lo cual incrementaría los riesgos de accidentes, debido a una elevada superposición de tareas, mientras que una estrategia modular reduciría la densidad de operarios.

Otro punto analizado es que el espacio seleccionado para la nueva unidad limita con una de las calles de acceso a la planta, desde donde era posible izar los módulos sin la necesidad de pasar por encima de otras instalaciones, como equipos o parrales en servicio. Por lo tanto, la logística del proyecto podría contemplar el transporte hasta la obra de módulos de gran envergadura y posterior montaje sin necesidad de modificaciones adicionales a las instalaciones existentes.

Manejo del cambio. Considerando que el diseño y/o alcance puede sufrir modificaciones, sería ventajoso no modularizar, dado que, para este tipo de esquema es necesario tener cerrados aspectos de ingeniería y de diseño de equipos en etapas iniciales, lo cual vuelve más rígida la alternativa de modularizar, sin poder capturar—con un bajo impacto—mejoras o cambios. Sin embargo, a partir de los estudios realizados en la planta piloto y la ingeniería básica desarrollada, no era de esperar que, en la etapa de Ingeniería de detalle, se presentasen grandes modificaciones en el diseño, por lo que la opción de modularizar la planta continuaba siendo atractiva. Las principales diferencias esperables se centraban en los ruteos y canalizaciones por realizar en las unidades exter-

nas al módulo (identificadas en el proyecto como OSBL—*Out-Side Battery Limits*—) y que serían ejecutadas por empresas contratistas que habitualmente trabajan en refinería bajo la modalidad *stick built*.

Flexibilidad. Se evaluó la flexibilidad del diseño en relación con las futuras modificaciones o adiciones, que determinó que un diseño compacto de equipos y cañerías, como el modular, permitiría contar con el espacio suficiente para incorporar, en el futuro, más filtros de material adsorbente (junto con algunas otras modificaciones y verificaciones) y de esta forma aumentar la capacidad de producción de la planta.

En proyectos con grandes equipos que no se pueden modularizar, debido a sus dimensiones y, por lo tanto, concentran la mayor parte de la mano de obra en el montaje y la construcción modular, podría presentar desventajas significativas, ya que quedaría restringida a áreas más pequeñas. No obstante, a partir de la ingeniería básica realizada se pudo confirmar que las dimensiones de los equipos no resultaban una restricción para la modularización de la unidad.

Finalmente, se observó que, atendiendo a futuros negocios de expansión, puede resultar de utilidad contar con una unidad modular relativamente fácil de desmontar y montar en otra locación, de esta manera se cubrirían necesidades con costos aprovechados al máximo.

Logística de traslado y montaje. Se ejecutó un estudio sobre la existencia de vías de transportes desde los puntos de fabricación o entrega en la Argentina hasta la locación de la nueva instalación. El estudio no se limitó solo al análisis de vías terrestres (rutas y ferrocarriles), sino que también se consideraron vías fluviales, marítimas, aéreas o bien una combinación de estas. En todos los casos se tuvo en cuenta el estado de las vías, sus variaciones en función de la estacionalidad (rutas de montaña, niveles de ríos, etc.) y las capacidades de los puntos de carga y descarga.

Se validó que, tanto para la opción de proveedores internacionales como nacionales, existiesen vías de acceso aéreas, marítimas y/o terrestres para el traslado de los materiales o módulos, con el fin de evitar inconvenientes en esos accesos particulares.

No obstante, en todos los casos para el transporte de los grandes equipos y módulos hacia la refinería fue necesario considerar las gestiones necesarias relacionadas con los permisos de circulación, cortes de calle, instalaciones aledañas e interferencias, entre otros.

Algunas de estas cuestiones se indican a continuación.

- Influencia de los costos de transporte (por ejemplo, sobremedidas, aranceles, etc.).

Los principales costos de transporte considerados para seleccionar una estrategia que permita obtener la mejor relación costo-beneficio para el movimiento de los elementos del proyecto fueron:

- Estudios de vías de transporte.
- Transporte de los elementos.
- Permisos de circulación.
- Acompañamientos policiales.
- Gestión de interferencias.





Figura 8. Módulo de la unidad de PFU en transporte.

- Facilidad en la obtención de permisos de circulación para transporte sobremedidas.

En el transporte por una vía pública, una carga de gran tamaño o con sobrepeso es aquella que excede el tamaño legal estándar y/o los límites de peso para que un camión lo transporte en una parte específica de la ruta, autopista u otra infraestructura de transporte, como el transporte aéreo o marítimo.

Para el transporte de un vehículo que excede las dimensiones legales es necesario un permiso especial, que puede implicar el pago de tarifas adicionales y el cumplimiento de requisitos específicos para que el vehículo de gran tamaño/sobrepeso viaje legalmente por las rutas definidas. Esto debe evaluarse independientemente para cada una de las jurisdicciones que se atraviesan. En la mayoría de los casos, el permiso especifica la ruta exacta que debe tomar un vehículo e incluye advertencias de autorización.

- Riesgos de pérdida o daños durante el transporte. Se contemplaron los riesgos relacionados con la carga, el transporte y la descarga de materiales.
- Disponibilidad de equipos de izaje y transporte en la zona de influencia de la obra. Se analizaron los izajes críticos definidos por los equipos principales de montaje, y se determinó una estrategia que se adapte a la disponibilidad de estos a la necesidad del proyecto.

Se evaluó la disponibilidad de los equipos requeridos en la zona de ejecución, y se debió ampliar el radio de cobertura geográfica, con el fin de encontrar su disponibilidad, incluso evaluando la contratación de equipos en el exterior si fuese necesario.

- Interferencias existentes en las posibles rutas dentro/ fuera del lugar de obra. Al haber realizado un estudio de rutas desde los puntos de entrega hasta la locación de la obra, identificamos que el traslado en camiones era la estrategia que mejor se adaptaba a las interferencias detectadas.

Adicionalmente, se analizó la viabilidad técnica

y económica asociada con las interferencias que se presentaban a lo largo del recorrido (Figura 8).

2.1.2. Diseño Modular de PFU

Teniendo en cuenta el análisis de estos principales ejes de decisión, se llegó a la conclusión de que la estrategia de modularización resultaba más atractiva que la modalidad de *stick built*, ya que, presentaba una ventaja orientada a la productividad de fabricación y montaje, como así también a la obtención de mejores costos, debido a la existencia de un vasto mercado de proveedores de esta tecnología tanto en el nivel nacional como internacional.

A su vez, esta estrategia permitiría descomprimir los trabajos por realizar con los contratistas habituales de la refinería, dado que la ejecución del proyecto coincidiría con la preparación y la ejecución de la IG de CCU (planta alemana) y, además, generaría una menor exposición de los trabajadores a los factores detectados externos al proyecto, pero inherentes a su entorno.

Otra ventaja relevante del diseño modular radicaría en la flexibilidad para futuras modificaciones y/o traslados de la planta.

Finalmente, se concluyó que la estrategia de modularización y traslado en camiones sería viable en función de las dimensiones de los elementos por transportar, considerando que no se detectaron interferencias no gestionables, es decir aquellas que pueden limitar las dimensiones máximas de transporte.

- Ventajas materializadas de la implementación modular:
 - Ahorro en costos de construcción.
 - Ahorro en plazos de construcción. Los módulos se fabrican fuera del sitio, lo que permite que el desarrollo de la ingeniería de detalle, el desmontaje de la antigua planta de motogasolina y la construcción de los cimientos para la nueva unidad procedan simultáneamente con su construcción.

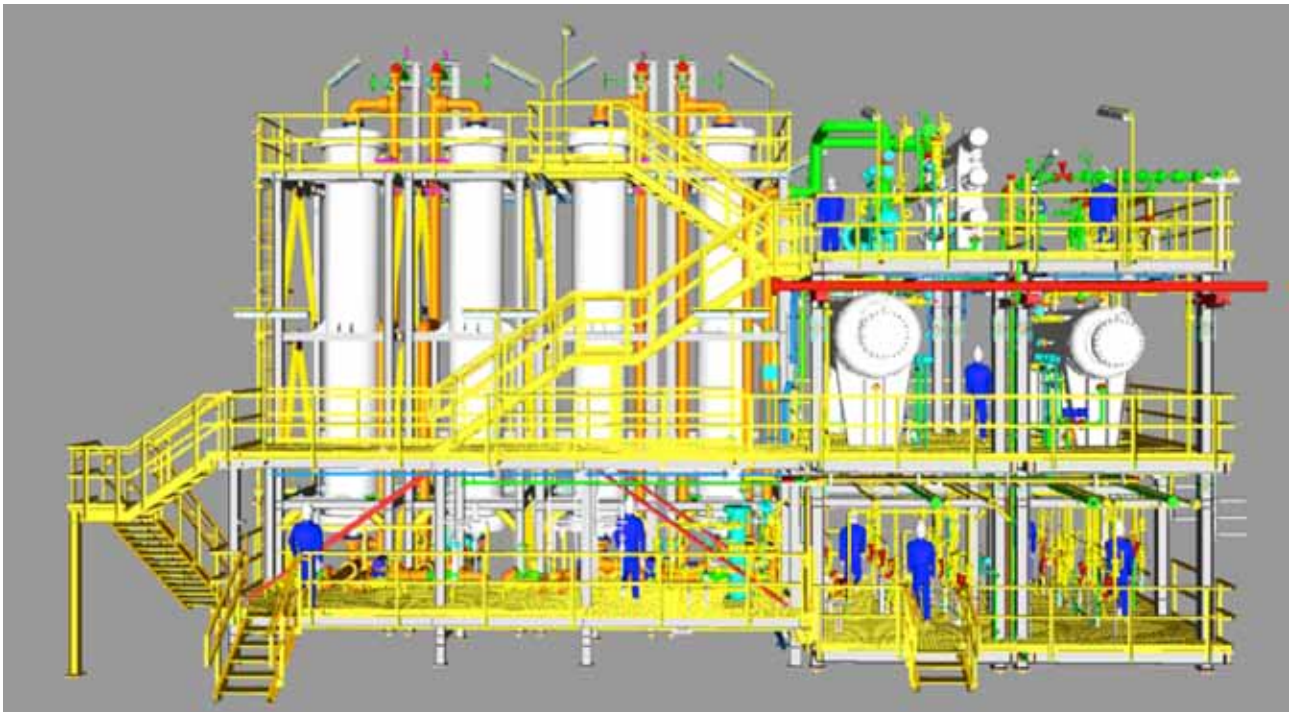


Figura 9. Vista frontal en maqueta 3D de la PFU.

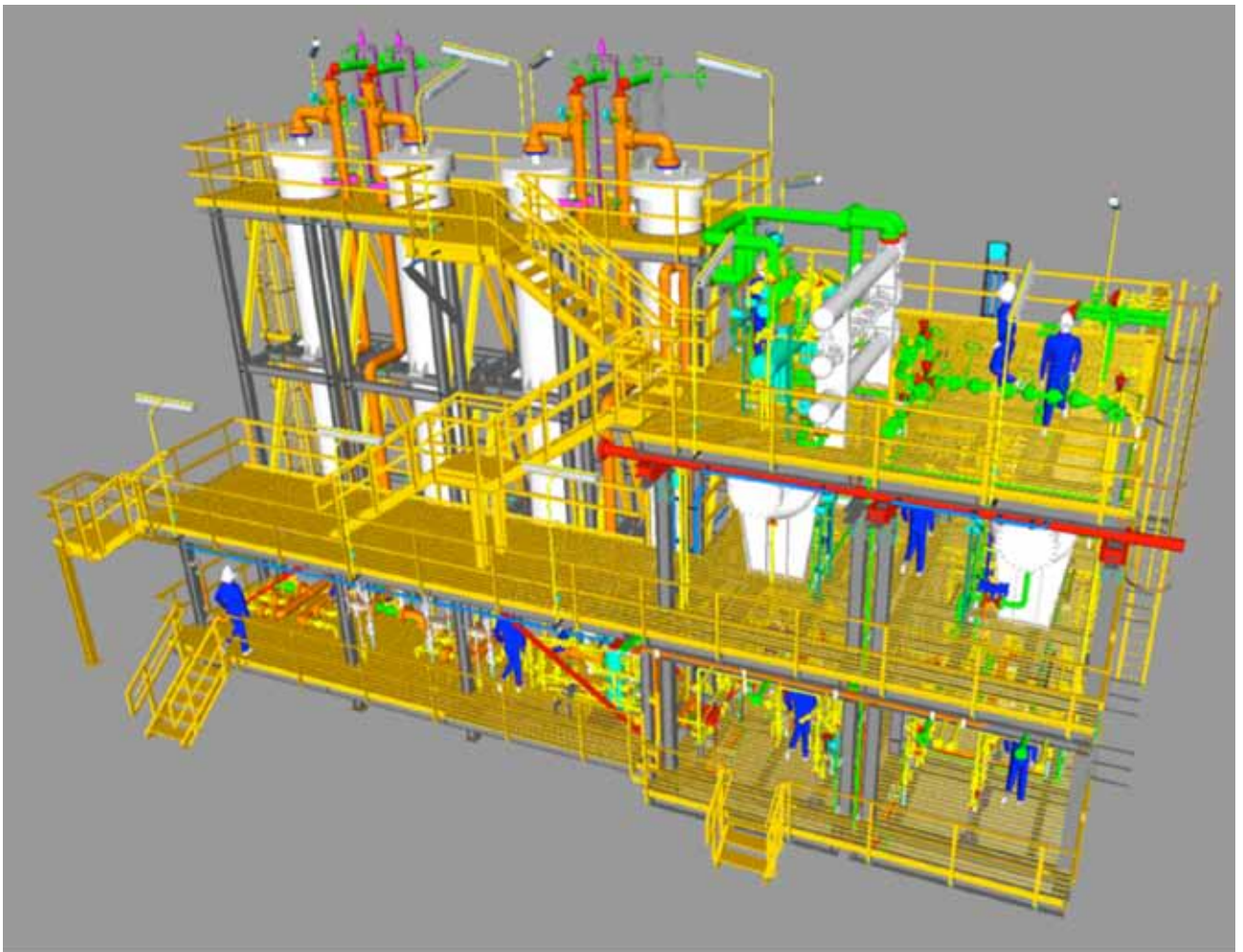


Figura 10. Vista superior en maqueta 3D de la PFU.

senciaban las pruebas de izaje en el taller externo, algo que no fue posible debido a la pandemia (Figuras 9 y 10).

2.1.3. Trabajos con potenciales fuentes de ignición

La mayor parte de los trabajos con potenciales fuentes de ignición del proyecto estuvieron relacionados con soldaduras de cañerías. Para estos trabajos se buscó equilibrar los riesgos de construcción (por ejemplo, trabajos en caliente) frente a los riesgos de fugas que pudiesen presentar las conexiones bridadas (prefabricados bridados) durante la vida de las instalaciones. Luego de analizar cada caso, se decidió aplicar algunos de los siguientes lineamientos generales:

- Durante la IG CCU 2019 (planta parada) se ejecutarían los trabajos con potenciales fuentes de ignición asociados al tendido de las cañerías por parrales de las áreas afectadas por el proyecto (U-300, U-400, U-600 y U-800) y ejecución de *tie-ins*.
- En las áreas en servicio permanente, se realizaría el tendido de cañerías de interconexión mediante prefabricados con extremos bridados, minimizando, en la medida de lo posible, la cantidad de uniones.

La construcción modular de la PFU permitió reducir la cantidad de trabajos con potenciales fuentes de ignición en la U-800.

Complementariamente, se minimizó la cantidad de *tie-ins* soldados, utilizando conexiones disponibles o con el reemplazo de un tramo de cañería bridado por uno nuevo prefabricado con la conexión requerida, con el objetivo de reducir el tiempo de preparación y montaje y los riesgos involucrados.

2.1.4. Ejecución de *tie-ins*

Se realizó la ejecución de *tie-ins* de cañerías con el cumplimiento de las siguientes premisas:

- Minimizar necesidad de paro de planta.
- Minimizar trabajos de preparación de instalaciones existentes (por ejemplo, inertizado de líneas).
- Minimizar *tie-ins* soldados.
- Minimizar cantidad de uniones bridadas nuevas.
- Planificar ejecución de *tie-ins* por grupos (por ejemplo, los que requieran el mismo tipo de preparación de línea por intervenir).

2.1.5. Subestaciones y canalización eléctrica

Los nuevos consumidores eléctricos del proyecto fueron alimentados desde subestaciones ubicadas en planta. Se intervinieron los tableros eléctricos de estas subestaciones para equipar sus cubicles con los circuitos de alimentación y comando de los nuevos consumidores eléctricos. La ejecución de estos trabajos se llevó a cabo sin necesidad de desenergizar los tableros eléctricos.

El tendido de nuevos cables de alimentación y comando a nuevos consumidores se realizó por los canales de cables existentes (junto a otros cables en servicio).

2.2. Plan de Ejecución del proyecto

Al igual que la etapa de diseño, la ejecución del pro-

yecto fue un punto desafiante para nuestra compañía. La ejecución de actividades en simultáneo permitió acortar los plazos globales del proyecto pero, a su vez, demandó mayor coordinación por la simultaneidad de contratos (por ejemplo, coordinación de interfaces entre proveedores y contratistas) (Figura 11).



Figura 12. Desmontaje de antigua U-800.



Figura 13. Pilotaje de la PFU.



Figura 14. Construcción de nueva platea para la PFU.

A continuación, se desarrollan brevemente los “bloques” del proyecto con las interfaces y las interacciones entre ellos.

2.2.1. Aprobación del proyecto

La aprobación del proyecto de inversión permitió avanzar con las siguientes tareas:

- Contratar la provisión de los módulos a instalar en la PFU (Ingeniería de detalle, compra de materiales mayores, construcción, ensayos y transporte a RBA).
- Comprar el equipamiento y los materiales principales y a granel para los montajes no comprendidos dentro del alcance de los módulos.
- Contratar la Ingeniería de detalle de montaje para las tareas que estuviesen fuera del alcance de los módulos.

2.2.2. Desmontaje de antigua U-800

Se elaboró un paquete de Ingeniería de detalle específico, se enumeró los materiales y las tareas para permitir el desmontaje de primitiva U-800 de modo que, una vez aprobado el proyecto, fuera posible:

- Comprar los materiales (principales y a granel) para desmontaje de la U-800 existente.
- Contratar la obra de desmontaje de la U-800 (Figuras 12, 13 y 14).

2.2.3. Ejecución de *tie-ins* y tendido de líneas de interconexión

Se elaboró un paquete de Ingeniería de detalle en el cual se especificaron los materiales y las tareas para practicar algunos *tie-ins* y permitir el tendido de líneas de interconexión por parrales y sendas que implicaran trabajos en caliente, durante el paro de planta previsto para 2019, de modo que, una vez aprobado el proyecto, fuera posible:

- Comprar los materiales (principales y a granel) para la ejecución de los *tie-ins* de cañerías y el tendido de las líneas de interconexión.
- Incluir las tareas de ejecución de *tie-ins* y el tendido de las líneas de interconexión entre los trabajos previstos durante la IG CCU 2019.

2.2.4. Provisión de los módulos

A partir de la aprobación del proyecto fue posible contratar la provisión de los módulos a instalar en la PFU.

Se realizó la construcción en taller externo de los módulos transportables de la PFU, los cuales serían montados definitivamente e interconectados con la RBA.

El alcance del Contrato Provisión de Módulos contempló:

- La Ingeniería de detalle de los módulos que componen la unidad.
- La compra de materiales y equipamiento.
- La fabricación de los módulos.
- Los ensayos acordados (entre los cuales se encontraba el de prueba de montaje e interconexión entre ellos).
- El transporte de los módulos hasta la RBA.

2.2.5. Compras

Con la aprobación del proyecto se inició la compra



Figura 15. Montaje del primer módulo de la PFU.



Figura 16. Montaje del recipiente acumulador de la PFU.

de equipos y materiales (principales y a granel) para la obra de montaje a partir de las hojas de datos y requisiciones de materiales de la Ingeniería básica extendida realizada:

- Los equipos a instalar fuera de los módulos.
- Los materiales para interconexión de cañerías, instrumentos y electricidad fuera de módulos.
- El material para relleno de los lechos.

2.2.6. Ingeniería de detalle de montaje

Se contrató el desarrollo del paquete de Ingeniería de detalle para la obra de montaje, con la que fue posible:

- Comprar los materiales complementarios a los definidos en las ingenierías anteriores.
- Contratar la obra de montaje.
- Este paquete de Ingeniería de detalle fue realizado sobre la base de la Ingeniería básica extendida desarrollada, ajustándola y guardando consistencia con la información que surgió en paralelo de:
- El desmontaje de la antigua U-800.
- La ejecución de los *tie-ins* y tendido de las líneas de interconexión.
- La Ingeniería de detalle de los módulos.
- Los detalles del equipamiento comprado por la Raízen.



Figura 17. Planta modular de producción de propelente (PFU).

2.2.7. Obra montaje

Con el paquete de Ingeniería de detalle montaje terminado fue posible contratar la obra de montaje que consistió fundamentalmente en lo siguiente:

- La obra civil (fundaciones y pavimentos) para la instalación de los módulos y otros equipos comprados por la compañía (fuera de los módulos).
- El montaje y ensamblado de los módulos y otros equipos sobre sus bases.
- El tendido de las líneas de interconexión y ejecución de los *tie-ins* complementarios a lo construido durante la IG CCU 2019 y desmontaje de la U-800.
- El montaje de instrumentos fuera del módulo y la interconexión, a SIS (*Safety Instrumented System*) y DCS (*Distributed Control System*), de todos los instrumentos del proyecto, la configuración de los lazos de control y seguridad y las modificaciones de sistemas (hardware y software).
- El montaje del nuevo equipamiento eléctrico y la canalización de cables entre las subestaciones y los nuevos consumidores (Figuras 15 y 16).

2.2.8. Precom/Com

Entre las tareas de precomisionado y comisionado de las nuevas instalaciones del proyecto, realizadas por la compañía con la asistencia de contratistas, se procedió al llenado de los lechos previo a la introducción de gas. Se revisó el montaje de las instalaciones y las cañerías, comparándolos contra los planos y los diseños previstos. Se verificó el correcto funcionamiento de todos los elementos posibles, instrumentos, válvulas manuales y actuadas, bombas; como así también los elementos del sistema contra incendios.

2.2.9. Puesta en marcha

Debido a las particularidades del proceso, la puesta en marcha de la unidad se realizó en tres etapas.

En una primera etapa, se ejecutó la puesta en marcha del evaporador de propano, que permitió el avance hacia la puesta en marcha de la unidad modular de propelente sin parar unidades aguas arriba del proceso.

En una segunda etapa, se realizó el ajuste de los parámetros y rangos operativos del sistema de adsorción de los lechos hasta alcanzar una operación estable. Se hicieron los ensayos en conjunto con el panel olfativo para determinar que el producto de la unidad estuviese en especificación. Finalmente, en una tercera etapa, se realizó la puesta en marcha del sistema de regeneración, que incluyó la prueba del calentador eléctrico, con el fin de garantizar la vida útil de los lechos.

La planificación de la puesta en marcha desde la etapa de Ingeniería básica permitió contar con las facilidades en la unidad para minimizar el impacto en las unidades externas.

El ajuste final de los parámetros y rangos operativos se realizó durante las maniobras de puesta en marcha hasta haber alcanzado la operación estable de las instalaciones del proyecto (Figura 17).

2.3. Contexto de pandemia por COVID-19

Transcurridos los primeros seis meses luego de la adjudicación de la construcción modular a una empresa local, ocurrió la pandemia por COVID-19. Este evento impactó y, en muchos casos, paralizó las obras que se llevaban adelante en todos los rubros de la industria.

Ante este impredecible escenario, la estrategia de modularización cobró mayor significancia, ya que, a partir de los protocolos implementados en el taller externo, la construcción pudo seguir su curso; lo que derivó en un impacto en el plazo de finalización mucho menor al que hubiese tenido de ejecutarse dentro de la refinería. En este marco, con el fin de garantizar una operación segura, el cuidado del personal operativo prevaleció frente a la ejecución de trabajos en campo. Estos trabajos se postergaron para evitar la aglomeración de personal y cumplir con los protocolos de sanidad establecidos.

En este contexto global, la importación de equipos y materiales también se vio afectada. Por ejemplo, uno de los equipos que conforman la planta: un calentador eléctrico fabricado en Europa sufrió un atraso significativo en su plazo de entrega. No obstante, el diseño modular una vez más permitió sortear con éxito este escollo, ya que se pudo avanzar con el montaje y la conexión de los módulos restantes. Finalmente, al recibir el equipo, se concluyó con la construcción del módulo, luego se trasladó a la refinería para el ensamblaje final con el resto de la planta.

Conclusiones

Con la finalización del proyecto y habiendo realizado el ejercicio de lecciones aprendidas correspondiente, podemos afirmar que la decisión de adoptar una estrategia de construcción modularizada fue un factor de éxito determinante.

El concepto de planta modularizada simplificó, agilizó y redujo los riesgos inherentes del montaje y construcción de la planta, que efectivamente redundó en una disminución de los costos generales de construcción y montaje.

Desde el punto de vista de la seguridad, la simplificación de las tareas en la refinería permitieron el desarrollo de la IG CCU 2019 prevista, sin interferir con los frentes del proyecto. Además, posibilitaron optimizar los recursos disponibles, con el fin de concentrarlos y focalizarlos en las actividades críticas de mantenimiento e inspección, indispensables para el correcto y seguro funcionamiento de las unidades del Complejo de Craqueo Catalítico.

Asimismo, y con el advenimiento de los confinamientos obligatorios y protocolos del contexto de pandemia por COVID-19 se pudo obtener un inesperado beneficio frente a la situación de haber optado por un esquema *stick built*. El hecho de que los módulos en fase de construcción se encontraran en un taller externo, minimizó la cantidad de personal trabajando simultáneamente dentro de la refinería y favoreció el cumplimiento de los protocolos de distanciamiento y cuidado. Con ello se pudieron mantener operativas las unidades productivas sin interrumpir o demorar de manera significativa el avance del proyecto.

A su vez, el taller contratista, también pudo, con los protocolos correspondientes, continuar con la fabricación del módulo PFU dentro de sus propias instalaciones.

Aunque los plazos originales tuvieron que adecuarse, debido a las restricciones impuestas y las afectaciones de entrega de materiales en el nivel global, esta estrategia de fabricación permitió continuar con el proyecto aún en los momentos más críticos.

Otro factor de éxito fue la realización de una extensa y minuciosa fase de ingeniería conceptual, que incluye el uso de la planta piloto. Esta experiencia, aunque inicialmente generó la necesidad de plazos más extensos para la determinación del proceso productivo, permitió anticipar y corregir una gran cantidad de inconvenientes o situaciones que deberían haber sido resueltas al comienzo del diseño de detalle de los módulos. De esta manera, los cambios o adecuaciones que debieron realizarse durante la fase de Ingeniería de detalle o aún más crítica de construcción resultaron mínimos.

Bibliografía

Herramienta para análisis de modularización de un proyecto. 2021. IAPG.



CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS

Crosby® Distribuidor oficial para Argentina y Brasil

 American Petroleum Institute
API Monogram. License 9A-0018.

 **IPH**®

 (5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Operación FCC con compresores externos para reemplazo y *upgrade* de la turbina del soplador principal

Por Joaquín Maestro Frayssinet, Julio Nicola, Martín Zingaretti y David Killy (Pan American Energy)

El proceso de craqueo catalítico fluidizado (FCCU) utiliza grandes cantidades de aire que se inyecta al sistema por medio de un soplador centrífugo accionado por una turbina a vapor. En este trabajo se muestra el proceso de planificación, análisis de riesgos, ejecución y resultados de un proyecto innovador para reemplazar la turbina en la refinería Campana.



Introducción

La unidad de craqueo catalítico (FCC) de refinería Campana es un modelo IV, licencia Exxon Mobil, posee un soplador principal (B-452) impulsado por una turbina de vapor, capaz de inyectar 76.000 KNm³/h. La inyección de aire al regenerador de catalizador es fundamental, ya que mantiene fluidizado el catalizador y permite la combustión del coque depositado regenerando la actividad catalítica y permitiendo mantener el balance de calor de la planta.

El FCC también cuenta un soplador de control (B-402) que succiona aire desde la descarga del soplador principal y lo inyecta en la parte ascendente de la U-bend de catalizador gastado para favorecer la circulación de catalizador. Recientemente, se instaló un nuevo soplador de control (B-403) que, a diferencia del anterior, succiona aire ambiente en lugar de hacerlo de la descarga del soplador principal.

Como parte de los enclavamientos de seguridad de la unidad, si el caudal de aire al regenerador es inferior a un mínimo, se corta la alimentación al reactor, se cierran las válvulas correderas, se para el soplador de control y se inyecta vapor a la línea de mando del soplador. Estas acciones ponen en posición segura la unidad, e impiden retroceso de catalizador caliente del regenerador por la línea de descarga del soplador.

A partir de abril de 2020 comienza a observarse una tendencia creciente en el desplazamiento axial del B-452. Las proyecciones en ese momento indicaban que la máquina alcanzaría valores de paro en los próximos 90 días (Figura 1).

Como la resolución del problema requería la parada necesaria de la turbina, se comienzan a analizar alternativas para mitigar la tasa de incremento del desplazamiento axial para planificar una intervención en la que la turbina sea reemplazada por otra del mismo tipo disponible en almacenes refinería.

El primer paso fue poner en marcha el nuevo soplador de control, conectado a la descarga del soplador principal, línea a la que posteriormente también se conectaron 4 compresores de aire alquilados. Con estos cambios se redujo un 20% la capacidad de aire requerida sobre el soplador principal, lo que ayudo a ralentizar el incremento de desplazamiento axial hasta que se produjo la intervención, en agosto de 2020.



Figura 1. Desplazamiento axial turbina a vapor B-452.

Desarrollo

Ingeniería

Una vez que se logró reducir la tasa de incremento de vibraciones, se trabajó en la planificación para intervenir la turbina del soplador. Dentro de las alternativas, la opción que mayores ventajas presentaba era entregar la turbina sin detener la unidad FCC. Lo cual tenía dos grandes incentivos; por un lado, permitía reducir el stress térmico de la unidad en general, especialmente en la fraccionadora principal que estaba al final de su vida útil y, por otro lado, reducía los impactos económicos y logísticos ocasionados por una parada de la unidad FCC durante un mes.

El primer paso fue una tarea de investigación con la participación de especialistas externos, cuyo objetivo fue encontrar antecedentes de esta operación en otras refinerías y, paralelamente, analizar la factibilidad.

No se encontraron antecedentes de la operación que se pretendía realizar en la refinería Campana, pero sí casos comparables. El caso más parecido fue el de la refinería de Castellón, en España, donde la unidad se arrancó luego de una parada de planta con 35 motocompresores diésel mientras se tomaba el soplador principal para su reparación. Si bien este ejemplo demostraba que era factible trabajar la unidad con un flujo de aire suministrado únicamente por una batería de compresores externos, no servía como prueba de que el cambio de suministro de aire pudiera hacerse sin detener el FCC.

Luego de varios días de análisis con un grupo interdisciplinario, se concluyó que la operación de cambio de suministro de aire en operación era viable con grandes posibilidades de éxito. El objetivo de la maniobra era reducir gradualmente el caudal de aire proveniente del soplador principal e ir reemplazándolo por el aire proveniente de un conjunto de compresores más pequeños, que serían alquilados e instalados temporariamente, manteniendo el FCC en operación hasta la vuelta en servicio del B-452.

Como parte de la planificación inicial de esta tarea, se determinaron las condiciones operativas del FCC y que se requerían 60 KNm³/h de aire para mantener fluidizado el lecho de catalizador en el regenerador. Consideran-

do las capacidades de los compresores de aire disponibles en el mercado, se estimó que se requeriría un valor estimado de 60 equipos y, a partir de allí, se determinó que sería necesario fabricar un colector de 300 m de longitud al cual se conectarían los compresores. Adicionalmente, se determinaron las ubicaciones de dos "hot taps" de 12 pulgadas, necesarios para la inyección del aire desde los compresores externos.

Uno de los desafíos que se presentó en las primeras etapas de ingeniería fue lograr el balance de los requerimientos de forma de alcanzar una operación estable y segura para la realización de la maniobra de cambio de aire, con disponibilidad de materiales y plazos ejecución disponibles muy cortos.

Planificación del trabajo

Una vez definidas las especificaciones básicas de diseño, se comenzó a trabajar en varios frentes en paralelo, con el objetivo de agilizar los plazos: ingeniería, licitación del servicio, compra de materiales, prefabricados y ejecución, desarrollo de procedimientos operativos y entrenamiento.

En este contexto, se avanzó con los procesos de licitación para encontrar un proveedor que disponga de la cantidad de equipos requeridos. Los plazos tan acotados y el caudal de aire requerido limitaban la disponibilidad de proveedores o soluciones. Otra complejidad fue que no se podía abastecer toda la potencia requerida desde refinería, por eso también fue necesaria la provisión de motogeneradores eléctricos.

El servicio fue adjudicado a la empresa Sullair, que fue la responsable de la provisión de los compresores de aire, los generadores eléctricos, la asistencia técnica las 24 horas y el mantenimiento de los equipos durante la ventana de tiempo en la que la turbina del soplador principal era reparada. Se realizó un estrecho trabajo en conjunto con Sullair para definir la cantidad de equipos requeridos, el conexionado eléctrico y las reservas de potencia y de aire necesaria para cubrir las ventanas de mantenimiento de los compresores y generadores eléctricos, o ante escenarios de contingencia detectados en el análisis de riesgos que se desarrolló en paralelo.

A su vez, se avanzó con la ingeniería de detalle y la compra de materiales, que se actualizaba en función de las definiciones que se obtenían del análisis realizado en conjunto con Sullair como así también del análisis de riesgos de la operación. La solución de este proceso iterativo consistió en la instalación de un colector de aire 16" de 300 m de longitud, con una válvula globo para regular caudal de aire, placa de medición de caudal y medición de presión ambas variables con lectura en consola.

Otro aspecto que se consideró durante la etapa de planificación fue la provisión de combustible para abastecer los generadores eléctricos. Fue crítico contar con una logística adecuada y confiable que permita el funcionamiento de todo el sistema ininterrumpidamente durante los 35 días de operación. Para ello se construyó un colector de cañería rígida que abastecía a cada generador y motocompresor del parque, que primariamente sería abastecido por camión cisterna, pero en caso de tener algún retraso también tenía la facilidad de conectarse a

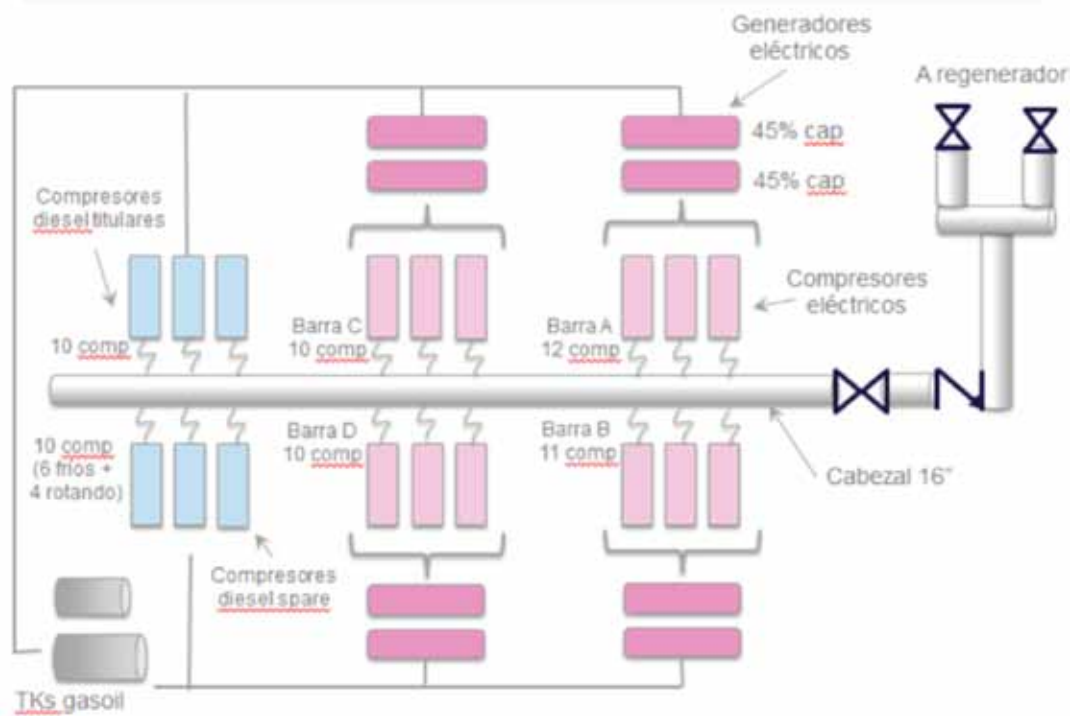


Figura 2. Facilidades para la inyección de aire con compresores externos.

un tanque de gas oil de refinería. A lo anterior se sumaba la autonomía de cada equipo que era de 24 h y una reposición promedio cada 12 h (Figura 2).

Análisis de riesgo

Como se mencionó, desde la concepción y durante el avance de la planificación se desarrollaron análisis de riesgos en conjunto con el grupo de seguridad de procesos y personal de la refinería.

Una operación desafiante sin antecedentes en la refinería, que involucraba la instalación de 60 compresores de aire y ocho motogeneradores eléctricos ubicados longitudinalmente sobre 300 m dentro de una de las calles de refinería, conexión eléctrico y provisión de combustible durante más de 35 días, que obligaban a poner especial atención a la seguridad de procesos y personal.

En cuanto a los aspectos relacionados con la seguridad personal, el potencial derrame de hidrocarburos y la contingencia de fuego fue fundamental el trabajo realizado entre personal propio y de Sullair. Producto de este análisis se determinó la mejor ubicación de los equipos, las protecciones requeridas, la logística de reabastecimiento de combustible, el tipo de conexión, la adaptación de facilidades de lucha contra incendio y el aislamiento de energía necesario para realizar las tareas de mantenimiento, por mencionar solo algunos de los aspectos considerados.

También se realizó un estudio de riesgo más específico de las distintas etapas de la operación: reemplazo de aire del B-452 por el de los compresores portátiles, bloqueo con chapas ciegas para la entrega de la turbina, operación del FCC con aire de compresores externo y el conexión de la nueva instrumentación de la turbina y normalización del FCC.

En cada etapa se identificaron los principales escenarios de riesgos, el estado del sistema protector del FCC, las barreras de protección alternativas y los pasos por seguir en caso de ocurrencia del escenario considerado. Dentro de los riesgos más importantes se puede mencionar que, si bien siempre se mantuvo el sistema interlock de seguridad del FCC, se decidió operar con el paro de la unidad ante bajo caudal de aire por *by pass lógico*, ya que la potencial presencia de condensado en la línea de aire proveniente de los compresores podría ocasionar una lectura errónea y parar la unidad (dispositivo de corte sin votación).

A modo ilustrativo, en la tabla 1 se detallan los principales riesgos encontrados junto con las barreras mitigantes establecidas.

Maniobra de cambio de aire

Desde que se seleccionó el proveedor de los compresores de aire, se comenzó a trabajar conjuntamente entre el área de producción, ingeniería de procesos y consilistas experimentados del área en la elaboración de un procedimiento para el cambio de aire. Este terminó perfeccionándose con la activa participación de Sullair en revisiones conjuntas realizadas, con el fin de adecuar las necesidades de proceso al modo de operación y entrega de caudal cada compresor. Adicionalmente, una semana previa a la ejecución del procedimiento en planta, se planificó una jornada en la cual se simuló las maniobras, con la participación de todos, que sirvió de capacitación y de ajuste de algunos pasos del procedimiento.

El primer paso que se realizó para comenzar con la maniobra fue volver a poner en servicio el B-403 como soplador de control alineado a la curva de catalizador gastado, ya que previamente se había alineado a la des-

carga del soplador principal. Para esto se habilitaron compresores externos, se controló la presión de operación del cabezal de aire y se procedió a ventear el caudal de aire. Gradualmente, luego de purgar y desplazar el condensado de las líneas, de probar el adecuado funcionamiento del caudalímetro de aire y de la indicación de presión, se procedió a bajar gradualmente el caudal de aire del B-403 reemplazándolo por el aire proveniente del nuevo cabezal accionando sobre los bloqueos 5 y 4 de la figura 3.

Los compresores de Sullair habían sido ajustados para trabajar entre un rango de 5,3 y 6,3 kg/cm²g, sobre el valor de mínima presión. Los compresores estarían al ciento por ciento de capacidad y, si la presión se acercaba a su límite superior, dejarían de bombear. Por esta razón, a lo largo de toda la maniobra se controlaba la presión de operación y la cantidad de compresores en operación para trabajar con una reserva en caliente ante la potencial parada de equipos, la pérdida de performance o la perturbación en la unidad.

Con el B-403 puesto como aire de control y con diez compresores de Sullair en funcionamiento, se procedió a reducir al mínimo la alimentación al FCC y a reducir un poco más el caudal de aire del B-452 reemplazándolo por aire del nuevo cabezal de aire. Durante cinco días el FCC operó en esta condición para darle confiabilidad a la nueva configuración y asegurar el funcionamiento de la instrumentación y la estabilidad del control del aire.

Al verificarse que la operación era estable y que todo funcionaba adecuadamente, se continuó con la maniobra hasta sacar del proceso todo el aire del B-452. Para esto se fueron habilitando más compresores, regulando las válvulas 4 y 5 (Figura 3) y, paralelamente, reduciendo el caudal de aire soplador principal hasta que se logró su reemplazo total. Durante esta transición, se controló la caída de presión en la grilla del regenerador, en el lecho del regenerador y también el balance de calor, ya que la nueva corriente de aire ingresaba casi 100 °C por debajo de la temperatura habitual.

Los pasos anteriores se concretaron con éxito y buena estabilidad en un período de cinco horas. El B-452 quedó a mínimo caudal venteando a la atmósfera por un período de ocho horas, antes de sacarlo fuera de servicio para certificar que todo el sistema estuviera en condiciones óptimas.

Una vez entregada la turbina del B-452 al personal de mantenimiento para su reparación y *upgrade* de instrumentación, se mantuvo la operación durante 24 días sostenida por los compresores externos. En ese periodo se reforzó el personal en consola y campo y se contó con personal de Sullair las 24 h. Diariamente se acordaba el plan de mantenimiento de compresores o generadores, la cantidad de equipos en funcionamiento, su estado operativo y la reserva de aire disponible, y la disponibilidad de combustible.

Al finalizar las reparaciones en B-452, se puso en marcha nuevamente el soplador venteando por un período de 24 horas, tiempo en el que se verificaron todos los parámetros operativos de la turbina, a fin de certificar su óptimo funcionamiento. Luego de este período, se realizó una maniobra similar a la descrita, pero en sentido opuesto para normalizar la unidad.

Nueva turbina

La nueva turbina es de iguales características a la reemplazada en potencia y dimensiones; sin embargo, incorporó mejoras en lo referente a la seguridad, el control de velocidad y la supervisión de la condición de operación.

La actualización de seguridad consistió en la incorporación transmisores analógicos redundantes, como iniciadores de las lógicas protectivas y un TripBlock para el accionamiento de la válvula de cierre rápido de admisión de vapor. Se pasó de lógicas protectivas basadas en elementos discretos a transmisores analógicos con votación 2 de 3. A su vez, se adecuaron las lógicas en el PLC de seguridad y el sistema de control asociado a la turbina

	Cambio de aire	Chapeado	Op. aire externo	Conex. Instr. nueva turbina
Escenario de riesgo	1) Falta de aire 2) Surge B-452	1) Falta de aire 2) Falla bloqueo	En próximo slide	Activación alarma 1era inestabilidad Real
Consecuencia	1) Defluidización Rg con activación Flacs 2) Trip B-452	1) Retroceso cat 2) No energía cero	-	Reversión de flujo por no entrada automática de flacs
Sist. protectivo	Operativo	Operativo	Operativo	By-pass mecánico
Iniciadores F/S	Caudal aire ppal (bypass lógico)	Caudal aire ppal (bypass lógico)	Caudal aire ppal (bypass lógico)	-
Actuadores F/S	Parada B-403 no está en Triconex	Vapor FLAC sin automatismo	-	Bypass mecánico de todo el sistema
Medidas preventivas	1) Logic consola B-403 2) Alarma aire ppal 3) Refuerzo guardias 4) Capacidad aire spare (+10%)	5) Procedimiento cambio de aire 6) Colocación rápida CC 7) Barras Independientes	-	Comunicación con instrumentistas Planificación y Simulación Guardia reforzada
Pasos a seguir si ocurre escenario	1) Finalizar maniobra de aire 2) Entrega B-452 3) Proced. CC. en escenario igual CC 30" T-101	-	-	Parada manual de la unidad en forma segura (similar a prueba FLACS)

Tabla 1. Resumen de resultados análisis de riesgo de proceso.

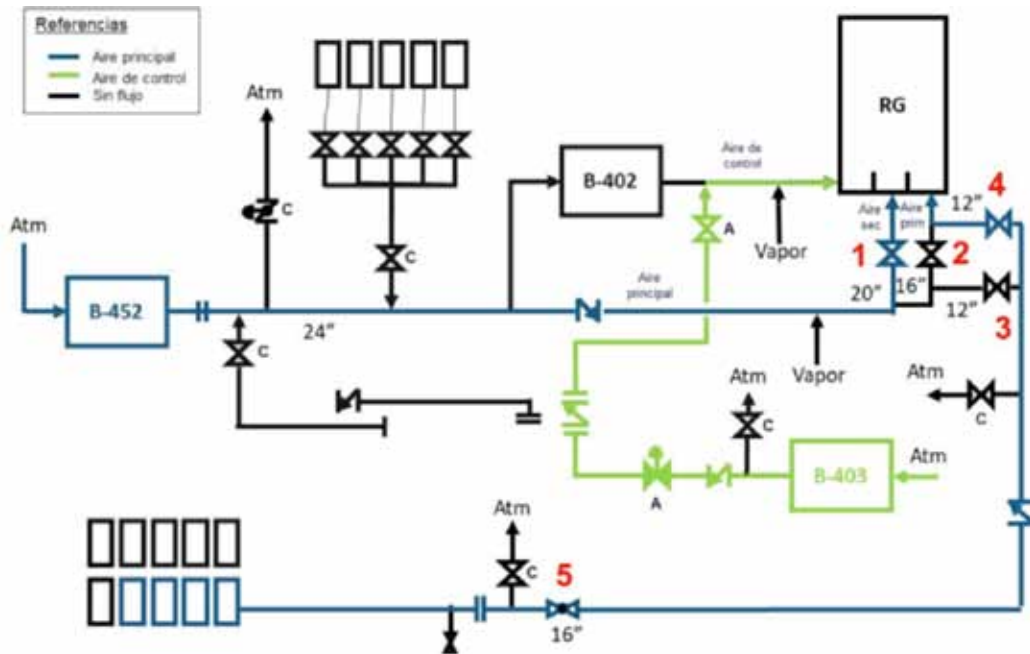


Figura 3. PFD esquema de aire.

para incluir la actualización de los paros de emergencia, la supervisión y prueba del TripBlock y la prueba de carrera parcial de la válvula de cierre rápido.

Respecto del control de velocidad, la actualización consistió en el cambio del actuador de la válvula de admisión, pasando de un actuador neumático a una servoválvula con convertidor electrohidráulico.

El reemplazo de interruptores discretos por transmisores analógicos y la inclusión de nuevas mediciones analógicas permiten una mejor supervisión y el monitoreo de la condición de operación del equipo.

Ejecución de las reparaciones

Las semanas de preparación y planificación permitieron realizar el izaje de la turbina de 11 tn al segundo día de intervención de la ventana mecánica. Luego del retiro de la turbina, se utilizó un novedoso sistema de medición llamado fotogrametría, que proporcionó la información para instalar los tres nuevos pedestales que recibirían la turbina, modelando en 3D toda la estructura respecto al eje motriz, con los ajustes mecánicos y desbastes necesarios, de modo que la nueva turbina quedó en una posición muy próxima en el orden de milésimas de milímetro a la alineación buscada.

Una vez posicionada, comenzaba el desafío multidisciplinario de montaje e interconexión de cañerías de aceite e instrumentos del nuevo sistema de regulación de válvulas de admisión de vapor y disparo por sobrevolución de la turbina. Las cañerías de inoxidable se habían prefabricado y se maximizó su montaje en preparada, mientras que las acometidas de instrumentación se habían instalado también en preparada hasta las Junction box de la máquina.

Finalmente, luego de la interconexión de cañerías e instrumentación, se realizó la regulación de la máquina con asistencia de los especialistas de Alemania, quienes brindaron asistencia remota, debido a la imposibilidad

de viajar por la pandemia, a través de una nueva tecnología de realidad aumentada denominada *realwear* (una herramienta de colaboración manos libres e intrínsecamente segura). Nuestro equipo de trabajo utilizó un casco con visión *online* en la Argentina, mientras que desde Alemania verificaban y asistían cada tarea de la regulación de la máquina con éxito.


Conclusiones

El proyecto de reemplazo de aire fue realizado exitosamente, ya que logró alcanzar su objetivo principal en forma segura, sin incidentes personales ni de seguridad de procesos. Se realizó dentro del plazo, tiempo y costos establecidos. Así, demostró que el proceso FCC puede ser controlable y estable con compresores externos.

Se trató de un proyecto innovador en una industria tradicional, lo que pone de relieve que se pueden aplicar soluciones creativas a procesos tradicionales.

El análisis de riesgos operativos y de proceso riguroso fue imprescindible para lograr la aprobación por parte de la compañía. Además, significó un gran desafío para todo el equipo de trabajo, ya que los plazos acotados obligaron la implementación de una metodología ágil de trabajo, que no está tan difundida en este tipo de industrias. Como parte de este esquema se avanzaba en paralelo en varios frentes: en la medida que se progresaba, se revisaba la consistencia de todo el alcance, se realizaban actualizaciones sobre lo definido previamente y el ciclo volvía a arrancar.

La utilización de este tipo de metodologías con éxito implica un trabajo estrecho y permanente entre todos los actores involucrados, con comunicaciones claras y manteniendo informados a todos sobre el avance y las modificaciones que se suceden, con el fin de identificar los impactos en los distintos aspectos del proyecto.



La robótica en apoyo de la integridad de los tanques

Por **Rafael Rengifo** (Becht Engineering) y **Brian Kinsey** (Square Robot)

Introducción

La longevidad de la vida útil del tanque de almacenamiento sobre el suelo depende del control de calidad de su construcción inicial, así como de la puntualidad y la eficacia de las inspecciones internas y externas periódicas. En la norma API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques se describe en detalle los requisitos mínimos para el cuidado y el mantenimiento de un AST. Las evaluaciones del tanque incluyen elementos, como el espesor del fondo del tanque, el espesor mínimo restante de la placa, las evaluaciones de la boquilla, el asentamiento fuera del plano de la carcasa, el borde y el asentamiento del fondo.

Las metodologías y las técnicas de inspección tradicionales requieren que los tanques estén fuera de servicio para su preparación e inspección en un período de tiempo específico. Desafortunadamente, los métodos

tradicionales de inspección de tanques fuera de servicio basados en el tiempo interrumpen las operaciones comerciales, son reactivos, costosos y conllevan un riesgo inherente a la salud, la seguridad y el medio ambiente para poder funcionar.

Las inspecciones robóticas de tanques en línea ofrecen un enfoque mucho más proactivo para la calidad de los tanques y los programas de gestión de riesgos con una economía comercial mejorada que debe integrarse en el programa de calidad de propietarios/operadores de tanques y en las inspecciones de AST. Las inspecciones robóticas, cuando se aplican correctamente, se alinean mejor con los objetivos económicos corporativos y ESG al retirar al personal del trabajo innecesario e inseguro en espacios confinados, reducir o eliminar las emisiones de aire y productos de los tanques, mejorar la utilización y el tiempo de actividad de los tanques, extender de manera segura las fechas fuera de servicio y vida útil

La información adquirida a través de la tecnología robótica permite que las prácticas de integridad de los tanques se alineen completamente con los requisitos comerciales sin aumentar el riesgo. En este documento se debate la evolución de esta tecnología y los desafíos en la implementación de la robótica, como apoyo en la integridad de tanques.



del tanque y reduciendo el costo general de inspección y reparación.

Evolución en las prácticas de integridad de tanques

La historia del diseño de tanques y la evolución de las prácticas de mantenimiento tiene más de 150 años. Durante esos años, una secuencia de eventos basada en incidentes y las respuestas de los comités de la industria dieron forma a lo que tenemos hoy en términos de mejores prácticas y estándares para el diseño, la gestión de la integridad y el mantenimiento de tanques (Figura 1).

La Norma API 653 de Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques (1991) es un documento que solo tiene 31 años de evolución y comenzó como la respuesta del Congreso estadounidense al impacto generado por el colapso de la carcasa de un tanque reconstruido, que vertió 92 millones de barriles de

combustible diésel al río Monongahela en Pensilvania, Estados Unidos, en 1988. Este documento describe en detalle los requisitos mínimos para gestionar la integridad de los AST. Según esta norma, el incidente mencionado conocido como el “Desastre de Pittsburgh”, sentó las bases para la intención, el alcance y el enfoque de la API 653. La intención era, y sigue siendo, proporcionar orientación para establecer los requisitos mínimos para la gestión de integridad de un AST.

Obviamente, el alcance, al igual que otros documentos de gestión de integridad de equipos API, tenía elementos de monitoreo de pérdida de metal y consideraciones de vida restante, pero además de eso incluía consideraciones para reparaciones y reconstrucción. La prioridad fue, y sigue siendo, evitar las consecuencias ambientales causadas por la liberación del contenido del tanque.

El enfoque de consecuencias ambientales hace que el piso del AST sea un componente crítico, ya que las fugas

- 1860s / Wooden Tanks
- 1870s / Riveted Tanks
- 1919 / Molasses Tank Boston Tragedy
- 1936 / API 12C 1st Edition
- 1961 / API 650 1st Edition
- 1988 / Pittsburg Disaster
- 1991 / API 653 1st Edition
- 2005 / Buncefield Overfill and Fire
- 2005 / API 2350 3rd Edition
- 2009 / Bayamón Overfill and Fire
- 2012 / API 2350 4th Edition



Figura 1. Tanques en la historia: un viaje de eventos y acciones.

no pueden ser detectadas por inspección externa, y luego el acceso al piso del AST para inspección y eventuales reparaciones impulsa los intervalos de inspección interna, que ha sido una de las áreas donde más se habían producido cambios en el API-653 durante las últimas tres décadas.

Breve historia de los criterios de intervalos de inspección interna API 653

- Originalmente, API 653 requería un máximo de veinte años entre inspecciones internas y diez años si no se conocían datos de corrosión.
- Comenzó como Sección 4.4.2 Intervalos de inspección en el documento original de 1991, 1.ª edición.
- Todavía estaba en la Sección 4.4.2 de la 2.ª edición, publicada originalmente en 1995: “4.4.2.2 Cuando no se conocen las tasas de corrosión y no se dispone de una experiencia de servicio similar para determinar el espesor mínimo de la placa inferior en la siguiente inspección, el espesor real del fondo se determinará mediante inspección(es) dentro de los próximos 10 años de funcionamiento del tanque para establecer las tasas de corrosión”.
- Los apéndices de la segunda edición también introdujeron el concepto de inspección basada en riesgos (RBI) como una alternativa a los criterios basados en el tiempo.
- La 3.ª edición de API 653 se publicó en diciembre de 2001. Se realizó una importante renumeración y reorganización.
- Fue entonces cuando se creó la Sección 6.4.2.1 y la Tabla 4.1 se renombró como Tabla 6.1; la Sección 4.4.2.2 se volvió a numerar como 6.4.2.2.
- En 6.4.1.2 se agregó una disposición para las inspecciones en servicio como: “Si la inspección interna se requiere únicamente con el fin de determinar la condición y la integridad del fondo del tanque, la inspección interna se puede realizar con el tanque en servicio, utilizando varios métodos de medición de espesores robóticos ultrasónicos y otros métodos de inspección en curso capaces de evaluar el espesor del fondo del tanque, en combinación con métodos capaces de evaluar la integridad del fondo del tanque como se describe en 4.4.1”.
- El lenguaje de la Sección 6.4.2.2 cambió en 2003:
- 6.4.2.2 Cuando no se conocen las tasas de corrosión y no se dispone de experiencia de servicio similar para estimar el espesor mínimo de la placa inferior en la siguiente inspección, el intervalo de inspección interna no debe exceder los 10 años.
- La 4.ª edición de API 653 se publicó en abril de 2009.
- Esto es cuando la Sección 6.4.2.1 se publicó por primera vez en su forma actual. Hasta este punto, API-653 se ejecutaba en paralelo con otros códigos de inspección API (510 y 570) en intervalos de inspección basados en índices de corrosión, servicio similar y RBI. Las salvaguardas en API 653 abordaron la oportunidad de mejorar el diseño inferior de un AST para la nueva fabricación y aún más relevante para las “renovaciones” durante las paradas de tanques. Una gran parte de la diferenciación de API 653 de los otros códigos de inspección y, de hecho, el mayor crédito para extender los intervalos de inspección interna fue la oportunidad de reducir las consecuencias con las barreras de prevención de liberación instaladas en componentes sin acceso mientras están en servicio.
- 6.4.2.1 El intervalo desde el servicio inicial hasta la inspección interna inicial no debe exceder los 10 años. Alternativamente, cuando se realiza una evaluación de inspección basada en riesgos (RBI) según 6.4.2.4, o una evaluación de servicio similar según el Anexo H, y el tanque tiene una de las siguientes medidas de seguridad para la prevención, detección o contención de fugas, la inspección interna inicial. El intervalo no debe exceder el intervalo máximo aplicable como se muestra a continuación (Tabla 1).

Tank Safeguard	Max. Initial Interval
i) Original nominal bottom thickness $5/16$ in. or greater	12 years
ii) Cathodic protection of the soil-side of the primary tank bottom per Note 1	12 years
iii) Thin-film lining of the product-side of the tank bottom per Note 2	12 years
iv) Fiberglass-reinforced lining of the product-side of the tank bottom per Note 2	13 years
v) Cathodic protection plus thin-film lining	14 years
vi) Cathodic protection plus fiberglass-reinforced lining	15 years
vii) Release prevention barrier per Note 3 (when similar service assessment performed)	20 years
viii) Release prevention barrier per Note 3 (when RBI assessment performed)	25 years

NOTE 1 For purposes of 6.4.2.1, effective cathodic protection of the soil-side of the primary tank bottom means a system installed and maintained in accordance with API 651.

NOTE 2 For purposes of 6.4.2.1, lining of the product-side of the tank bottom means a lining installed, maintained and inspected in accordance with API 652.

NOTE 3 For purposes of 6.4.2.1, a release prevention barrier means an under-bottom leak detection and containment system designed in accordance with API 650, Appendix I.

Tabla 1. API 653 4.ª edición - Protección de tanques.

- API 653 4.ª edición, Anexo 2 se publicó en enero de 2012.
- Esto es cuando se introdujo por primera vez el idioma actual.
- Esta es también la primera vez que se nombra la Tabla 6.1: Protección de tanques.
- 6.4.2.1 Intervalo de inspección interna inicial.
- Los intervalos de inspección interna inicial para tanques recién construidos y/o tanques reacondicionados deben establecerse según 6.4.2.1.1 o 6.4.2.1.2.

A partir de enero de 2012:

- Los propietarios/operadores deben cumplir con estos nuevos requisitos para enero de 2017.
- 6.4.2.1.1 El intervalo desde la fecha de servicio inicial hasta la primera inspección interna no debe exceder los 10 años, a menos que un tanque tenga una o más de las medidas de seguridad para la prevención, detección, mitigación de la corrosión o contención de fugas enumeradas en la Tabla 6.1. La fecha de inspección interna inicial se basará en créditos incrementales para las salvaguardas adicionales en la Tabla 6.1 que son acumulativas (Tabla 2).

Por ejemplo, el intervalo máximo para un fondo de 1/4 pulg. que tiene una barrera de prevención de liberación y un revestimiento de fibra de vidrio se determinaría de la siguiente manera:

10 años (inicial) + 5 años (revestimiento de fibra de vidrio) + 10 años (barrera de prevención de liberación) = 25 años.

- El intervalo de inspección inicial no deberá exceder los 20 años para los tanques sin una barrera de prevención de escape, o los 30 años para los tanques con una barrera de prevención de escape.
- API 653 5.ª edición se publicó en noviembre de 2014.
- Se agregaron fondos de acero inoxidable a la Tabla 6.1.
- En 2019, se agregó una asignación para fondos iniciales > 0,25 pulg.

Hitos importantes en los criterios de intervalos de inspección interna API 653:

- Volviendo al documento original de 1991, se le dio crédito al plástico reforzado con fibra (FRP) y todavía está allí.
- En 2009, se acreditó Barrera de Prevención de Libera-

Tank Safeguard	Add to Initial Interval
i. Fiberglass-reinforced lining of the product-side of the tank bottom installed per API 652.	5 yrs.
ii Installation of an internal thin-film coating as installed per API 652.	2 yrs
iii. Cathodic protection of the soil-side of the tank bottom installed, maintained and inspected per API 651.	5 yrs.
iv. Release prevention barrier installed per API 650, Annex I.	10 yrs.
v. Bottom corrosion allowance greater than 0.150 in.	(Actual corrosion allowance - 150 mils) / 15 mpy

Tabla 2. API 653 4.ª edición, Anexo 2 - Tabla 6.1 Protección de tanques.

ción (RPB), Protección Catódica (CP) y película delgada, al igual que hoy.

- Crédito para fondos de más de 0,250" otorgado en 2019.

El enfoque ambiental API 653 y el consiguiente énfasis en la reducción del riesgo de desarrollar una fuga "no contenida" del piso como un componente con acceso limitado para inspección, monitoreo y detección de fugas condujo al desarrollo de controles de ingeniería y mitigaciones para la probabilidad como la consecuencia de la falla del piso.

En cuanto a la probabilidad de mitigación de fallas, las medidas de control de la corrosión se incluyeron como recubrimientos para el lado del producto y CP para la parte inferior. En cuanto a las consecuencias de las mitigaciones de fallas, se incluyó el RPB como una forma de contener la fuga que evita el contacto con el suelo y la posible migración a cursos de agua o acuíferos.

Desde la perspectiva de la confiabilidad, el intervalo de inspección interna inicial ampliado considera las medidas de seguridad y las mejoras de diseño que existen para proteger el tanque y limitar la posibilidad de pérdida de contención. Los revestimientos brindan una barrera contra la interacción del producto con el fondo del tanque, lo que reduce las tasas de corrosión y el potencial de liberación del producto.

El fondo del tanque se puede construir con materiales resistentes a la corrosión o placas de mayor espesor, lo que puede mejorar en gran medida la longevidad del tanque, especialmente cuando se combina con sistemas de protección catódica para reducir la tasa de crecimiento de la corrosión dentro del tanque. Las barreras de prevención de liberación se instalan debajo del tanque con el fin de contener cualquier producto que pueda liberarse del fondo del tanque defectuoso y limitar el impacto ambiental en caso de que falle. Por lo tanto, aquellos tanques con tres capas de protección (revestimiento interno, fondo del tanque con protección catódica y barrera de prevención de liberación) presentan un riesgo mucho menor para el medio ambiente que la barrera simple (fondo del tanque con protección catódica).

Las mitigaciones mencionadas cumplen con objetivo de reducir el riesgo y crean la oportunidad de administrar la integridad del tanque en función del riesgo con la extensión de los intervalos de inspección interna inicial y los intervalos de inspección posteriores mediante el uso de la metodología RBI y de evaluaciones de servicios similares que reducen el número total de inspecciones internas. Cada inspección interna requiere que el tanque se apague, se drene, se someta a un extenso programa de limpieza, se inspeccione, se repare (si es necesario) y luego se vuelva a poner en servicio. Todos estos pasos quedan fuera de las operaciones diarias regulares y potencialmente pueden dañar el tanque, su equipo auxiliar, o causar exposición ambiental y/o pequeñas liberaciones de producto. Estas operaciones también exponen al personal a riesgos de salud y seguridad, ya que ingresar a los tanques (es decir, espacios confinados) para limpieza e inspecciones conlleva riesgos inherente.

La inspección solo de los tanques de mayor riesgo minimiza estas operaciones y ayuda a disminuir el riesgo para el equipo y el personal de inspección. Reducir el

número total de inspecciones de tanques, además, limita el impacto en la calidad del aire (emisiones de gases de efecto invernadero y ruido).

Desde una perspectiva de costos, se anticipa que aumentará el intervalo de inspección interna inicial promedio para tanques recién construidos, tanques existentes con un fondo recién instalado y los intervalos de inspección interna subsiguientes para "tanques de buen actor". Realizar menos inspecciones en forma anual reduce los costos de inspección para los tanques con suficientes medidas de seguridad o para aquellos con datos históricos que respalden una baja probabilidad de falla que justifique intervalos de inspección interna extendidos.

Además de los costos directos asociados con la inspección de tanques, menos interrupciones en los tanques colabora en mantener una entrega constante de productos al limitar las interrupciones y el tiempo de inactividad de los tanques. El costo-beneficio también alentará a los propietarios/usuarios de tanques a incorporar salvaguardas adicionales en el diseño de nuevos tanques y desarrollar/implementar un programa de integridad de tanques basado en el riesgo. Por lo tanto, la implementación del enfoque basado en el riesgo limitará el costo total de inspección para la flota de tanques del propietario/usuario al tiempo que minimiza las posibles interrupciones del servicio y, lo más importante, reduce la exposición a incidentes de seguridad, la generación de desechos de materiales peligrosos y las emisiones a la atmósfera.

Un programa de integridad de tanques basado en el riesgo incluye elementos de metodologías de evaluación y tecnología para recopilar y procesar datos representativos de una manera no invasiva y sin interrupciones para las operaciones del tanque. API 653 proporciona referencias para las metodologías de evaluación de RBI, y el propietario/los usuarios del tanque pueden seleccionar, desarrollar e implementar el enfoque basado en el riesgo que mejor se adapte a su caso. En cuanto a la tecnología para respaldar la recopilación de datos efectiva y eficiente, se están desarrollando inspecciones no intrusivas y exámenes no destructivos (NDE) para obtener información del piso y la superficie interna de la carcasa. Además, se realizaron inspecciones robóticas para ayudar en la recopilación de datos mediante la introducción de robots no tripulados dentro del tanque que, en muchos casos, permiten que el tanque continúe en servicio. En este punto, el propietario/usuario tiene varias opciones disponibles en la caja de herramientas para continuar optimizando sus programas de gestión de integridad del tanque.

Tendencias de la industria en métricas de confiabilidad e integridad de tanques

La tendencia de la integridad de los tanques está pasando de estar basada en la condición a estar basada en el riesgo. Mientras que los enfoques basados en la condición no consideran las diferencias como consecuencia de una falla para distintos tanques; los intervalos de los eventos de inspección se basan en el tiempo establecido arbitrariamente por reglamentos, códigos, normas o políticas de la empresa. Además, los enfoques basados en condiciones se fundan en mecanismos de degradación de tendencias que no siempre se pueden modelar de manera efectiva para producir tasas de degradación

representativas. Los enfoques de condiciones basados en el riesgo incluyen el análisis de las consecuencias más allá del evento de pérdida de contención y el análisis de la probabilidad basado en la probabilidad.

El enfoque basado en el riesgo permite que los propietarios/usuarios de los tanques identifiquen y diferencien los tanques de buenos y malos actores. La optimización de los programas de integridad para tanques de buen actor ahora está ocurriendo y muestra tendencias interesantes y prometedoras en la extensión de los intervalos de inspección interna.

Intervals for Internal Inspection	Large % of owner / users	Industry	Good Actor Optimized Scenario
Initial Maximum	10 years	10 - 20 years	Unlimited
Initial Average	9 years	12 years	Upward trend
Subsequent Maximum	20 years	25 years	Unlimited
Subsequent Average	13 years	16 years	Upward trend

Tabla 3. Tendencias de los intervalos de inspección interna.

El intervalo máximo de inspección interna “ilimitado” para los buenos actores se puede lograr en base a un programa de integridad del tanque bien desarrollado e implementado con acciones claramente definidas para diferentes etapas y partes interesadas: comienza con el diseño y la construcción de nuevos tanques con salvaguardias, sigue con la ejecución de la reconversión de los tanques existentes para incorporar mitigadores e implementar evaluaciones de riesgos respaldadas con los datos recopilados de inspecciones no intrusivas / en servicio. La tabla 4 muestra un resumen de las acciones para la optimización del programa de integridad del tanque.

Las acciones hacia la optimización requieren inversión en evaluaciones para identificar los tanques de buenos actores, pero luego los ahorros de los intervalos de inspección interna liberaron recursos para inversiones con el objetivo de diseñar y construir nuevos tanques con salvaguardas y, lo más impactante, convertir a los malos actores en buenos actores al reacondicionarlos con mitigaciones. Las inspecciones no intrusivas/en servicio basadas en NDE aplicadas externamente o inspecciones robóticas brindan la oportunidad de tener puntos

de datos sobre buenos actores para respaldar la continuidad en el servicio y tener datos sobre malos actores para desarrollar un alcance optimizado del trabajo de reparaciones antes de tomar fuera de servicio.

Muchos propietarios/usuarios de tanques están informando ahorros a corto plazo en los primeros cinco años de la implementación de programas basados en riesgos de integridad de tanques mediante la identificación de tanques de buen actor con intervalos de inspección internos extendidos al menos para el 5% de los tanques que se planearon tomar fuera de servicio. El ahorro promedio por tanque diferido se identificó en \$400 000, mientras que la inversión en la evaluación RBI del tanque por tanque diferido se identificó en alrededor del 1% de los costos de inspección y mantenimiento fuera de servicio. El costo de las inspecciones no intrusivas/en servicio basadas en NDE aplicadas externamente y las inspecciones robóticas se ha identificado alrededor del 10% de los costos de mantenimiento e inspección fuera de servicio.

Otros beneficios secundarios que los propietarios/usuarios de tanques experimentan al implementar programas basados en riesgos de integridad de tanques es una mejor comprensión del perfil de riesgo en sus flotas de tanques con la definición del rango de riesgo relativo para todos los tanques, lo que les ayuda a nivelar la carga del mantenimiento anual del tanque, al tiempo que proporciona una mayor flexibilidad operativa y comercial.

Otros beneficios intangibles son las iniciativas de optimización de la industria líder que influyen en las organizaciones y los reguladores de la industria mediante la creación de estudios de casos de gestión de riesgos que incorporan nuevas opciones tecnológicas.

Lo último en tecnología robótica para tanques y desafíos para su implementación

Impulsores de valor de inspección robótica y casos de uso

Las inspecciones robóticas en servicio pueden complementar y, en última instancia, reemplazar las inspecciones tradicionales de tanques fuera de servicio. Los casos de uso y los impulsores de valor para una inspección robótica en servicio son numerosos, como se resume a continuación.

Internal Inspection Type	Action 1 Consequences Reduction (Projects / Maintenance)	Action 2 Likelihood Reduction (Projects / Maintenance / Integrity)	Action 3 Analysis (Integrity)
Initial	<ul style="list-style-type: none"> Release Prevention Barrier Leak Detection 	<ul style="list-style-type: none"> Coatings (High Performance / Multipurpose) Cathodic Protection Non-Intrusive Internal Inspections 	<ul style="list-style-type: none"> RBI Assessment
Subsequent	<ul style="list-style-type: none"> Release Prevention Barrier Leak Detection 	<ul style="list-style-type: none"> Corrosion Rate per Similar Service Non-Intrusive Internal Inspections Cathodic Protection Improvements Vapor Corrosion Inhibitors Coating (High Performance / Multipurpose) 	<ul style="list-style-type: none"> Similar Service RBI Assessment 10 years RBI Re-assessments

Tabla 4. Tanques de Buen Actor – tres acciones hacia la optimización.

a. Mejor desempeño en salud, seguridad y medio ambiente

Las inspecciones típicas fuera de servicio en tanques de almacenamiento sobre el suelo requieren que el tanque se ventile, vacíe, limpie y elimine los desechos. Estas acciones crean la posibilidad de fugas y derrames y requieren muchas horas de trabajo peligrosas en espacios confinados incluso antes de que comiencen las inspecciones. En muchos casos, las inspecciones robóticas de tanques en servicio se pueden realizar sin necesidad de vaciar o limpiar el tanque, lo cual elimina la necesidad de ingresar a espacios confinados. Las emisiones son insignificantes, ya que el robot se lanza y se recupera a través de una entrada de hombre de 24" en la parte superior del tanque que nuevamente está cubierta por una placa de entrada de hombre temporal durante la inspección.

b. Información y toma de decisiones proactivas versus basadas en el tiempo

La realización de inspecciones robóticas de tanques de forma proactiva antes de las fechas planificadas de cumplimiento fuera de servicio, que son reguladas por organismos gubernamentales, brinda a los operadores propietarios varias ventajas significativas. Se adquieren datos cuantitativos y cualitativos muy valiosos del tanque con el uso de una variedad de sensores robóticos de carga útil que incluyen sensores ultrasónicos de matriz en fase, sensores de presión y temperatura, ecosondas y cámaras de video de alta resolución. Los datos de este sensor respaldan la evaluación del espesor del fondo del tanque, el asentamiento del fondo del tanque, la pared de la carcasa y los accesorios internos; la calidad del producto, los niveles de sedimentos y lodos; los recubrimientos y la efectividad del sistema de protección catódica.

Las inspecciones robóticas planificadas antes de las fechas de cumplimiento fuera de servicio brindan datos valiosos que respaldan las decisiones que mejoran o validan los programas de mantenimiento preventivo, como recubrimientos y sistemas de protección catódica, extienden las fechas de reparación fuera de servicio del tanque a años futuros, o incluso extienden las expectativas de vida útil planificadas del tanque.

Los datos de inspección adquiridos antes de las fechas planificadas de fuera de servicio por parte de la robótica, también, pueden respaldar la decisión de poner un tanque fuera de servicio para el mantenimiento y las reparaciones requeridas. Afortunadamente, esta información puede evitar una falla imprevista del tanque que obtenga el escrutinio de las partes interesadas internas y externas y dañe la reputación. Los datos proporcionados mucho antes de las reparaciones fuera de servicio pueden, en última instancia, nivelar la inspección de carga y los presupuestos de reparación, mejorar la utilización y el tiempo de inactividad del tanque, nivelar el tiempo de inactividad y la economía del tanque de carga, respaldar la cadena de suministro proactiva frente a la reactiva y la gestión de materiales para las reparaciones.

c. API 653, EEMUA 159 e informes de inspección basados en riesgos

Las inspecciones robóticas proporcionan datos críticos para respaldar los informes API 653, EEMUA 159 o RBI como parte del programa de calidad de un operador y los requisitos de cumplimiento normativo. El objetivo principal es garantizar la integridad del tanque durante su futuro estado operativo a través de una minuciosa inspección externa e interna. Las inspecciones externas deben incluir una inspección visual, un análisis del espesor



de la carcasa con el empleo de pruebas ultrasónicas, así como una inspección de la protección catódica. Además de la inspección externa, se debe realizar una inspección interna del tanque, principalmente para evaluar la integridad del fondo del tanque. La frecuencia de las inspecciones se basará en el historial del tanque en servicio, sus índices de corrosión y el tipo de inspección considerada.

d. Asentamiento del fondo del tanque

El asentamiento, generalmente, es causado por el movimiento del suelo y la creación de vacíos que no pueden soportar la carga combinada del fondo del tanque, la cubierta, el techo y el producto. La construcción inicial de los cimientos enfatiza la importancia de la condición y consolidación del suelo para evitar el asentamiento de los cimientos. Sin embargo, factores como los cambios climáticos extremos, la proximidad de la vegetación o las vibraciones del tráfico aún pueden afectar un tanque bien construido. En todos los escenarios es importante monitorear el asentamiento del fondo del tanque porque, si las condiciones se consideran inaceptables y se requiere volver a nivelar, es mejor detectarlo cuando se pueden utilizar técnicas de reparación localizadas en lugar de levantar completamente la carcasa y el fondo del tanque. Programar estudios regulares de asentamientos permitirá al propietario del tanque detectar asentamientos antes de que se vuelvan drásticamente excesivos. Las reparaciones detectadas a tiempo pueden evitarse, si el problema se puede resolver con tratamientos del suelo. El monitoreo constante de los asentamientos podrá identificar cuándo es necesario tomar medidas e, idealmente, el programa de monitoreo puede proporcionar suficientes datos de elevación para permitir un análisis estructural riguroso si se considera necesario. Los levantamientos robóticos proporcionan una alta concentración de datos de elevación utilizables para análisis posteriores.

Se pueden adquirir tres estudios de asentamiento del fondo del tanque fuera de servicio que se usan comúnmente con robots de la Generación II para medir con precisión la elevación del fondo del tanque en condiciones de carga completa mientras se mantiene el activo del tanque en servicio:

- Medición del asentamiento de la lámina en la proyección del borde.
- Medición del asentamiento del fondo.
- Medición del asentamiento de borde.

Descripción general de la inspección robótica de tanques

a. Robots de primera generación

Los robots de primera generación han estado disponibles durante varios años para realizar inspecciones internas de tanques de almacenamiento sobre el suelo. Por lo general, son robots de tipo "sobre orugas" que se alimentan y operan a través de un cable umbilical blindado de 3" a 4" que conecta el robot con una estación de control justo fuera del tanque. El robot y el umbilical, generalmente, se purgan y presurizan con nitrógeno seco para proteger la energía del producto y los vapores dentro del tanque.

Los robots que se activan y alimentan desde el exterior del tanque a través de un umbilical deben estar debidamente certificados para funcionar en entornos de

Clase 1, División 1, donde existen concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables en condiciones normales de funcionamiento. Es posible que también se requieran precauciones y procedimientos de seguridad adicionales.

Navegar alrededor de las obstrucciones y proporcionar la máxima cobertura de inspección del fondo del tanque puede resultar un desafío para los robots de primera generación, ya que son conducidos por técnicos ubicados en la estación de control de apoyo y deben manejar un umbilical relativamente grande y pesado, que se encuentra predominantemente en el piso inferior del tanque.

Los robots de primera generación, habitualmente, dependen de su transmisión de video para navegar y orientar el robot. Otros también están equipados con un sonar de imágenes para realizar escaneos tridimensionales que respaldan la navegación y la evitación de obstáculos cuando los sedimentos del fondo del tanque impiden que las cámaras a bordo reciban imágenes claras. Independientemente, la navegación y la cobertura resultan ser un gran desafío en tanques de productos con poca visibilidad y sedimentos.

Estos robots, generalmente, están equipados con sensores NDT que incluyen fuga de flujo magnético (MFL), pruebas ultrasónicas, cámaras de video o una combinación de estos sensores. La calidad de los datos de MFL puede resultar bastante desafiante en tanques que incluyen materiales ferrosos y metales como parte de los sedimentos y lodos típicos que se ven en los fondos de los tanques.

b. Robots de segunda generación

Los robots de segunda generación incluyen robots flotantes y nadadores que son capaces de navegar de forma autónoma alrededor o sobre obstrucciones dentro del tanque para proporcionar una cobertura interna más amplia del tanque de manera segura. Estos robots autónomos se energizan y controlan en el robot y solo se usa una correa de comunicaciones de fibra óptica de un cuarto de pulgada de diámetro no energizada para monitorear el robot desde un remolque móvil externo. Estos robots miden el fondo del tanque y el espesor de la placa anular de los AST llenos de agua y productos de alto punto de inflamación, incluidos diésel, combustible para aviones, queroseno, destilados o productos químicos y refinados similares.

Los robots de segunda generación deben estar certificados para operar en los entornos de tanques y productos específicos para ubicaciones peligrosas de Clase 1, División 2, Grupo D. Los datos de las pruebas no destructivas (END) del robot deben calificarse de acuerdo con API 653 Anexo G u otras normas reconocidas.

Los robots de segunda generación actualmente están equipados con la capacidad de combinar pruebas ultrasónicas de matriz en fase (PAUT) o corriente de Foucault pulsada (PEC) con dos cámaras de video de alta definición. La primera cámara, generalmente, se orienta hacia la carga útil de NDT seleccionada, mientras que la otra se enfoca hacia el exterior del tanque y sus accesorios. La plataforma robótica autónoma y la clasificación C1D2 deberían facilitar el desarrollo y la entrega de futuras cargas útiles que admitan aplicaciones internas de END, limpieza y reparación de tanques.

- **Transductores ultrasónicos de matriz en fase (PAUT)**

Los robots de segunda generación están equipados con un paquete de sensores de pruebas ultrasónicas Phased Array de 12" y 256 elementos que proporciona espesor del fondo del tanque de alta resolución, datos de tamaño de defectos y puede diferenciar entre defectos y corrosión del lado del suelo y del lado del producto. Curiosamente, PAUT también se puede utilizar para cuantificar y validar el espesor del recubrimiento. Estos sensores y los paquetes de procesamiento de datos asociados pueden obtener aproximadamente 18.000 puntos de datos UT en una sección de un pie cuadrado (900 cm²) y los robots están diseñados teniendo en cuenta una cobertura óptima, que permite obtener datos dentro de 1/2" (6 mm) de la carcasa del tanque y muchas anexidades.

- **Matriz de corriente de Foucault pulsada (PECA)**

Los robots de segunda generación también pueden estar equipados con una matriz de corriente de Foucault pulsada de siete elementos que utiliza tecnología avanzada de inspección electromagnética para detectar fallas y corrosión en materiales ferromagnéticos. Proporciona mapas de corrosión que se pueden recopilar en entornos menos adecuados para PAUT, incluidos recubrimientos muy gruesos.

- **Cámaras de Alta Definición para Inspección Visual**

Los robots de primera y segunda generación suelen estar equipados con cámaras de alta definición que han evolucionado significativamente en los últimos años. Las cámaras de alta resolución orientadas hacia adelante y hacia abajo y los paquetes de iluminación se pueden ejecutar de forma independiente o junto con inspecciones NDT para proporcionar datos cualitativos de apoyo. Los robots de segunda generación pueden nadar, flotar y navegar de forma autónoma alrededor de obstáculos para respaldar imágenes visuales tanto del sensor NDT como enfocadas hacia afuera en la elevación para inspeccionar la calidad del producto, las boquillas, las tuberías, las válvulas, las columnas u otros accesorios. Las imágenes de video brindan retroalimentación en tiempo real al operador del robot y también se combinan con datos posprocesados para hacer una referencia cruzada con los datos NDT disponibles.

- **Sistemas de Gestión de Sedimentos**

Los robots a menudo están equipados con sistemas de gestión de sedimentos que son consideraciones importantes, ya que deben alejar los sedimentos de manera efectiva para proporcionar un fondo de tanque más limpio antes del sensor NDT seleccionado. El sistema puede configurarse para que sea efectivo en una variedad de diferentes tipos de sedimentos y debe diseñarse para evitar el daño de recubrimientos valiosos.

Criterios de selección de tanques y consideraciones operativas

Los propietarios y operadores de tanques deben comprometerse con los proveedores de servicios de inspec-

ción robótica tan pronto como sea posible en su proceso de selección de tanques para respaldar la detección de tanques y las operaciones exitosas que, en última instancia, conducirán a los resultados de informes deseados. El conocimiento y la experiencia compartidos son fundamentales para optimizar la robótica como parte de la calidad del operador, el programa de integridad de activos y el programa de inspección de tanques. Se puede crear un valor significativo al revisar las prioridades de inspección de tanques individuales y los resultados en el contexto de las prioridades comerciales del operador.

El equipo del cliente/proveedor debe trabajar en conjunto para determinar los tanques de "buen actor" que mejor se adapten a los objetivos del cliente en el contexto de las capacidades del robot y las consideraciones de seguridad.

1. Los requisitos reglamentarios, generalmente, se remiten a API 653 o pautas similares que sí aprueban las inspecciones robóticas como método de inspección. Las pautas deben seguir abordándose y actualizándose en el contexto de las capacidades robóticas en rápida evolución y los niveles de confianza posteriores más altos que ahora se están logrando y observando.
2. Los objetivos y requisitos de inspección deben considerarse como parte del proceso de selección. El equipo debe comprender completamente si el robot especificado y los datos resultantes disponibles respaldarán completamente los requisitos del cliente.
 - a. Metodología de inspección y nivel de calidad respaldados por datos cuantitativos o cualitativos disponibles
 - b. Los requisitos de cobertura de inspección deben considerarse dada la condición percibida del tanque y la capacidad de inspección robótica.
 - c. Espesor del Fondo del Tanque - Zona Crítica y Cobertura de la Placa.
 - d. La calidad del recubrimiento se puede observar cualitativamente usando cámaras de alta definición para observar ampollas, espacios y fallas. Los sensores NDT ahora disponibles en robots también pueden proporcionar una medición cuantitativa del espesor del recubrimiento.
 - e. La calidad del producto se puede observar cualitativamente con videos de alta definición en robots flotantes autónomos, ya que pueden cubrir todo el tanque.
 - f. El asentamiento del fondo del tanque en condiciones de tanque completamente cargado se puede obtener mediante inspecciones internas por robótica.
 - g. El mapeo de sedimentos se puede obtener mediante robots flotantes autónomos y podría usarse como una herramienta de preselección antes de inspecciones robóticas más completas durante la misma campaña de inspección o para planificar futuras fechas de inspección. El mapeo de sedimentos también puede ser útil para establecer el volumen de almacenamiento del tanque o planificar y establecer una línea de base para los servicios de limpieza de sedimentos/lodos.
 - h. Las inspecciones visuales proporcionan datos cualitativos importantes, incluida la calidad del producto, el estado del revestimiento, el estado del fondo

del tanque y la integridad estructural.

- i. Las inspecciones de sellos de anillos primarios o secundarios pueden ser más compatibles con las inspecciones robóticas en un futuro próximo.
 - j. Se pueden proporcionar actualizaciones de dibujos de tanques digitales y/o gemelos digitales a través de la robótica.
3. Los objetivos comerciales y económicos están más respaldados por la robótica, ya que brindan métodos más rentables y flexibles para administrar el riesgo de manera proactiva al tiempo que mejoran la utilización del tanque y prolongan la vida útil del tanque. El equipo debe destacar las inspecciones robóticas en tanques específicos, fundamentales para los procesos o el valor comercial del material. Las inspecciones se pueden planificar entre levantamientos comerciales y respaldar programas de mantenimiento proactivo que, en última instancia, evitan la pérdida imprevista de un tanque en un momento crítico.
 4. La edad del tanque o del fondo del tanque y la condición percibida son consideraciones importantes que se pueden usar para determinar la probabilidad de que el tanque deba ser puesto fuera de servicio para las reparaciones o el reemplazo necesarios del fondo del tanque. Las inspecciones robóticas son ideales para proporcionar los datos necesarios para el grosor de la placa de referencia y extender el costo y el riesgo de una fecha fuera de servicio a otro momento en el futuro. Es importante destacar que los datos de inspección robótica adquiridos también respaldan la gestión de la cadena de suministro justo a tiempo que debería reducir el costo y los días fuera de servicio necesarios para las reparaciones.
 5. El nivel y la consistencia de los sedimentos y lodos generalmente no se conocen ni comprenden bien antes de la inspección o durante el ejercicio de revisión del tanque. El historial del tanque y del producto, la fuente del producto y los procesos adyacentes pueden proporcionar pistas. El personal de campo con un largo historial en las instalaciones de tanques suele ser un recurso muy valioso para obtener esta información.
 6. La configuración del tanque, incluido el tamaño de la boca de acceso, el acceso a la boca de acceso y los accesorios potenciales dentro y fuera del tanque, debe revisarse durante el proceso de selección del tanque. En muchos casos, el acceso puede lograrse de manera segura y rentable mediante modificaciones del tanque o procedimientos de elevación. Las obstrucciones internas que impiden el acceso del robot o de inspección pueden ser más difíciles de mitigar sin poner el tanque fuera de servicio.
 7. El tipo de producto del tanque en el momento de la inspección (punto de inflamación, compatibilidad de materiales, viscosidad, temperatura) debe considerarse en contexto con la capacidad y las clasificaciones del sistema de robot. Las temperaturas de proceso y ambiente pueden cambiar con el tiempo y deben validarse antes de la inspección robótica si es posible que aumenten por encima de la clasificación del robot.
 8. Una vez que los tanques son examinados, se debe considerar un programa de inspección robótica que in-

cluya objetivos de inspección y comerciales, luego se debe considerar el programa de inspección completo.

El proceso de selección del tanque y la planificación de la inspección final generalmente deben incluir la finalización de un cuestionario del tanque, los dibujos más recientes del tanque y los informes de inspección anteriores o el historial del tanque. Estos documentos deben usarse para evaluar los tanques candidatos y luego para planificar operaciones seguras y exitosas que conduzcan a informes de inspección precisos y de alta calidad.

Los dibujos del tanque se utilizan para planificar previamente las misiones del robot antes del trabajo de inspección para navegar de manera segura alrededor o por encima de las zonas de exclusión, incluidas las columnas, los sumideros, las líneas de succión, los serpentes de calentamiento, los mezcladores y las boquillas. Los tanques aún pueden ser inspeccionados de manera segura y exitosa por robots de segunda generación sin dibujos precisos del tanque, ya que sus ecosondas a bordo y la capacidad de navegación validan el plan previo y luego pueden actualizar y adaptar la nueva información descubierta una vez en el tanque a sus planes de misión finales.

Conclusiones

La implementación de programas basados en el riesgo de integridad de tanques con el objetivo de identificar los tanques de buenos actores es fundamental para confirmar la disponibilidad instantánea y liberar recursos, con el fin de aprovechar la inversión necesaria en eliminar los tanques de malos actores.

La identificación de tanques candidatos para la tecnología robótica es importante, ya que apoya la continuidad en el servicio de los tanques de buenos actores, nivela los programas y presupuestos de inspección y reparación de carga, y optimiza las reparaciones en los tanques de malos actores.

La participación activa en comunidades de conocimiento y comités de estándares de integridad de tanques es una forma proactiva y efectiva de influir en la evolución de las regulaciones basadas en los últimos avances tecnológicos.

Referencias

- Estándar API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. 1991. Primera edición.
- Norma API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. 1995. Segunda edición.
- Norma API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. 2001. Tercera edición.
- Norma API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. 2009. Cuarta edición.
- Estándar API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. 2009. Cuarta edición, 2012 Anexo 2.
- Norma API 653 Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques. 2014. Quinta edición.
- EEMUA 159.



Tratamiento térmico en tubos de horno de reformado *in situ*

Por **Martín Mosqueira, Patricio Echániz y Alexander Mikhail Bischoff** (YPF)

Durante la operación normal de la unidad de reformado de nafta y transcurridos dos años desde la intervención por mantenimiento, se produjo la falla de un tubo de un horno. A falta de stock de tubos aleados para reemplazar los afectados, se evaluó la posibilidad de realizar un tratamiento térmico *in situ* a todos los tubos del horno para reestablecer las propiedades mecánicas y metalúrgicas.

El objetivo de este trabajo es dar a conocer una práctica que no es habitual de tratamiento térmico, la estrategia utilizada por YPF para la toma de decisiones y los resultados obtenidos. Se demuestra como las decisiones con sustento técnico y pruebas de pequeña magnitud pueden ser una herramienta que acorte los plazos y permita tomar decisiones de alto impacto con menos riesgo.

El resultado fue una pronta restitución del servicio de un horno horizontal de reformado, unidad crítica de alto lucro cesante.

Desarrollo

1. Falla del equipo

Durante una operación en condiciones normales a la que se realizaba monitoreo por termografías periódicas y la instrumentación propia del horno, se observó repentinamente un incremento en la temperatura de los termometales ubicados en los primeros tubos de uno de sus ramales de la zona radiante, lo cual se interpreta como la pérdida de contención de tubos en el interior del hogar (Figura 1).

Debido a la pérdida de contención del fluido circulante, se produjo la inflamación instantánea de este

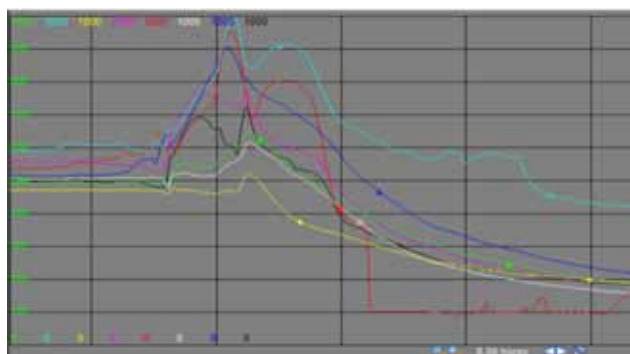


Figura 1. Temperatura de zona radiante.

elevando la temperatura de hogar que afectó los tubos cercanos y las primeras filas de tubos del haz convectivo. Instantes después de la falla, los instrumentos del horno revelaron la caída de presión del circuito del haz convectivo que evidenciaron la falla (Figura 2).

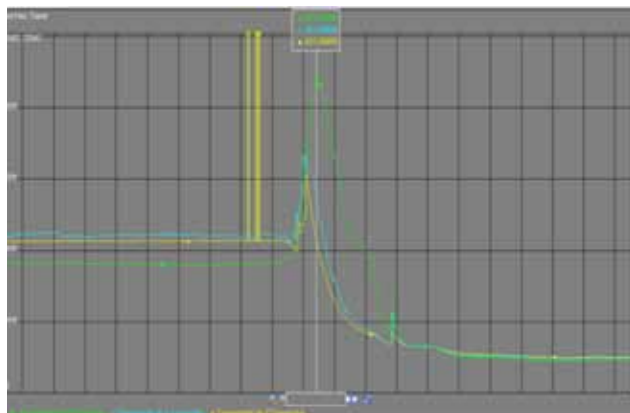


Figura 2. Temperaturas haz convectivo.

Una vez interrumpida la operación, se logró avistar desde mirillas que la falla tuvo origen entre los primeros tubos del ramal derecho. La falla se produjo en el cuarto tubo, contados en orden ascendente, del hogar derecho del horno (Figura 3).

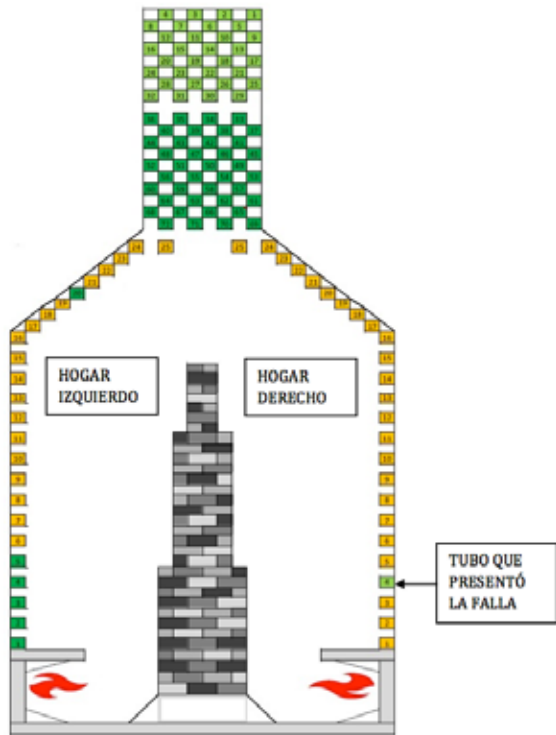


Figura 3. Esquema de la vista frontal de horno.

Cuando se generaron las condiciones adecuadas para el ingreso, se corroboró que la falla presentó morfología de deterioro por creep. La falla, que tenía orientación longitudinal y una extensión de 160 mm, se halló cerca de uno de los codos de retorno del horno en la zona radiante (extremo del horno), y se encontraba accesible desde el piso del horno (Figura 4).

Finalmente, se logró acceder al haz convectivo y se pudo identificar el reventón de los dos tubos centrales de



Figura 5. Fallas encontradas en los tubos de la zona convectiva.

la primera fila coincidentes en ubicación con la falla del tubo de la zona radiante (Figura 5).

2. Evaluación del daño generado por la falla (ensayos en los tubos) y discusión de las acciones por tomar

Como se observó en el punto anterior, las elevadas temperaturas originadas por la falla impusieron la necesidad de realizar una evaluación de daños, con el objeti-



Figura 4. Falla encontrada en el tubo de la zona radiante.

Ensayos realizados			
Dureza <i>in situ</i>	Dureza en banco Lab. inspección	Metalografía en Lab. inspección	Replicas metalográficas
482	50	5	126

Tabla 1. Cantidad de ensayos realizados.

vo de trazar la estrategia de reparación más conveniente.

Se analizaron las posibles consecuencias de la exposición a las altas temperaturas y los principales métodos para dimensionar el daño y se concluyó que el principal factor por evaluar fueron las alteraciones microestructurales a las que es susceptible esta metalurgia (SA-335 Gr. P9). Estas alteraciones se manifestaron a través del aumento de dureza como principal indicador. También se realizaron réplicas metalográficas e inspección visual (Tabla 1).

Los resultados de las durezas rápidamente permitieron delimitar la zona afectada por el siniestro y, junto con la inspección visual, se delineó el criterio para definir el alcance de los tubos por reemplazar. La extracción de los tubos por reemplazar también permitiría la realización de los ensayos mecánicos destructivos para evaluar las propiedades mecánicas de los tubos extraídos y extrapolar su condición al resto del horno.

Los primeros cinco tubos del ramal que presentó la falla (incluido el que falló) dieron valores de dureza del orden de los 300 HB en más de una de las cinco ubicaciones donde se realizó la medición en cada tubo.

En los 20 tubos restantes del mismo ramal, se obtuvieron valores de dureza levemente menor, pero con una apariencia visiblemente más favorable, excepto en uno de ellos que presentó durezas superiores a los 310 HB y una curvatura que dificultaría la soportación en servicio.

La distribución de los resultados de dureza fue coincidente con la ubicación de la falla a la altura del tubo pinchado en la zona radiante y el posterior colapso de los tubos centrales de la primera fila del haz convectivo, que reflejaron elevadas durezas en los tubos cercanos de ambos hogares.

Finalmente, con el resultado claramente desfavorable en los cuatro tubos aledaños al tubo pinchado, se definió el reemplazo de estos, al igual que el de otro tubo identificado con una dureza mayor a 310 HB.

Como se mencionó los tubos extraídos permitieron obtener probetas para distintos ensayos.

Los resultados de estos ensayos son los que se rotulan como "S/TT" (sin tratamiento térmico) en las tablas de las secciones posteriores.

Dado que los resultados de las probetas como se encontraban en el horno (S/TT) fueron claramente insatisfactorios, se impone la necesidad de analizar un tratamiento térmico que restituya parcialmente las propiedades mecánicas del material de los tubos que no serían reemplazados y que por presentar durezas semejantes a las de las probetas no estaban en condiciones de operar.

Para el caso del haz convectivo, que por diseño está construido en material de acero al carbono, la evaluación se realizaría tomando como principal indicador de

Elemento [%]	C	Si	Mn	Cr	Mo	S	P
ASTM A335 Gr. P9	0,15 máx.	0,025 – 1,00	0,30 – 0,60	8,00 – 10,00	0,90 – 1,10	0,025 máx.	0,025 máx.

Tabla 2. Composición química del P9.

integridad los resultados de las réplicas metalográficas. Finalmente, se definió el reemplazo de 40 de los 72 tubos que componen el haz convectivo.

3. Evaluación de las curvas del tratamiento térmico (TT) para restitución de propiedades

En primer lugar, se extrajeron cuatro tramos de tubos afectados por el calor para realizar metalografías, composición química y ensayos de propiedades mecánicas. El objetivo fue caracterizar al material y, en base principalmente a las propiedades mecánicas, determinar si el tubo era apto para continuar en servicio.

El primer ensayo realizado fue dureza (tomados en un durómetro de banco) y, rápidamente, se observaron valores muy altos, que se correspondieron con los valores tomados *in situ*. Esto nos dejó en una posición muy desfavorable en cuanto a la cantidad de tubos afectados, ya que no se contaba con los suficientes para reemplazar la totalidad.

Las opciones fueron dos: esperar la llegada de nuevos tubos o realizar un tratamiento térmico a todos los tubos del horno *in situ*. La primera opción fue rápidamente descartada cuando se estimó que la cantidad de días de espera podía ser mayor a 40. Por lo tanto, se decidió continuar con la segunda.

Para llevar adelante al segunda opción, se realizaron tratamientos térmicos en laboratorio a los cuatro tramos de tubos a diferentes temperaturas, con el fin de analizar cuál era la adecuada para restituir las propiedades. Las probetas fueron sometidas a cuatro tratamientos donde se varió la temperatura máxima alcanzada: 350 °C; 500 °C; 700 °C y 850 °C. Los resultados de los ensayos se muestran en las tablas e imágenes que se muestran a continuación.

• Composición química

La composición de las cuatro muestras ensayadas dio dentro del rango establecido según la norma de referencia ASTM A335 Gr. P9 (Tabla 2).

• Dureza Brinell

Por cada probeta se tomaron tres valores de dureza en cada temperatura mencionada y, además, en el estado S/TT. En la tabla 3 se muestran los valores promedios de las cuatro probetas.

Temperatura del tratamiento	HBN
S/TT	366
350 °C	363
500 °C	340
700 °C	240
850 °C	178

Tabla 3. Dureza en función del tratamiento.

• Ensayo de aplastamiento

Se realizó un ensayo de aplastamiento por cada probeta a cada temperatura y en el estado S/TT. Los resul-

tados de cada probeta son muy similares entre sí y se resumen en la tabla 4.

Temperatura del tratamiento	Resultado	Comentarios
S/TT	No satisfactorio	Frágil total
350 °C	No satisfactorio	Frágil total
500 °C	No satisfactorio	Frágil
700 °C	No satisfactorio	Fisuras al final (lado tracción exterior)
850 °C	Satisfactorio	-

Tabla 4. Resultados del ensayo de aplastamiento en función del tratamiento.

• Ensayo de charpy

Por cada probeta se realizaron tres ensayos charpy luego del tratamiento térmico a la temperatura mencionada y, además, en el estado S/TT. En la tabla 5 se muestran los valores promedios de las cuatro probetas.

Temperatura del tratamiento	Joules
S/TT	18
350 °C	34
500 °C	52
700 °C	186
850 °C	258

Tabla 5. Energía en función del tratamiento.

• Ensayo de tracción

Por cada probeta se realizaron tres ensayos de tracción, pero en este caso se realizaron solo a las temperaturas de 700 °C y 850 °C, dado que con los resultados de los otros ensayos se consideró que no era necesario realizarlo para las muestras a 300 °C y 500 °C. En la tabla 6 se muestran los valores promedios de las cuatro probetas.

Temperatura del tratamiento	$\sigma_{0,2}$ (Mpa)	σ_{max} (Mpa)	δ (%)
S/TT	421	684	4
700 °C	357	621	24
850 °C	299	569	33
Rango*	205 min	415 min	30 min

*según ASTM A335 Gr. P9

Tabla 6. Resultados del ensayo de tracción en función del tratamiento.

• Metalografía (Figura 6)

4. Plan de monitoreo y control de la temperatura

El horno contaba con 48 termocuplas de monitoreo continuo que en su mayoría estaban distribuidas en los tubos de la zona radiante y unas pocas en la zona convectiva. Junto con estas termocuplas, se tomaron termografías cada tres horas para controlar que el calentamiento de todos los tubos fuera lo más homogéneo posible.

Además, fue necesario evaluar cómo controlar la temperatura de la zona convectiva, ya que los tubos eran de acero al carbono y la temperatura que alcanzarían sería cercana a la del hogar (850 °C). Para evitar el deterioro del material de estos tubos, se analizó la opción de hacer circular un fluido que los mantuviera refrigerado (en primera instancia vapor), pero no se contaba con la instalación necesaria para hacer circular este fluido, con

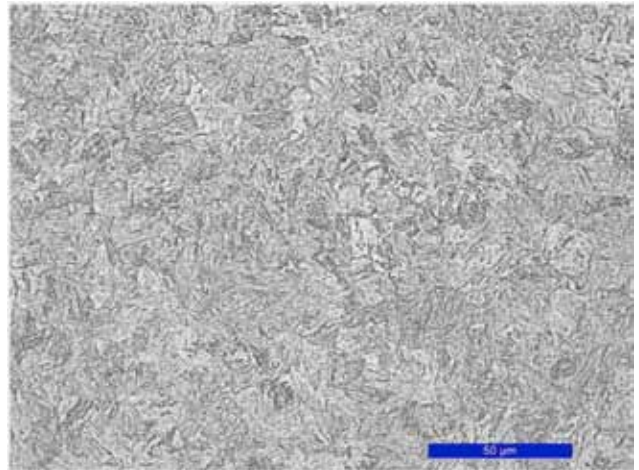


Figura 6. Tubo N° 4 afectado por la llama (sin tratamiento térmico). Se observa una microestructura martensítica. Ataque con Vilella, 500X.

lo cual, se decidió que circulara el fluido de operación normal, es decir, hidrocarburo (nafta).

Esta decisión fue respaldada en base al análisis de las temperaturas normales de operación. Se observó que la temperatura del hogar rondaba entre los 850 °C y 900 °C, mientras que la temperatura de los tubos de la convectiva no superaba los 450 °C. Este análisis dio lugar a que se llevara a cabo el tratamiento con la circulación de nafta en los tubos de la zona convectiva.

En las figuras 7 y 8 se muestra cómo fue la curva propuesta *versus* la curva real.

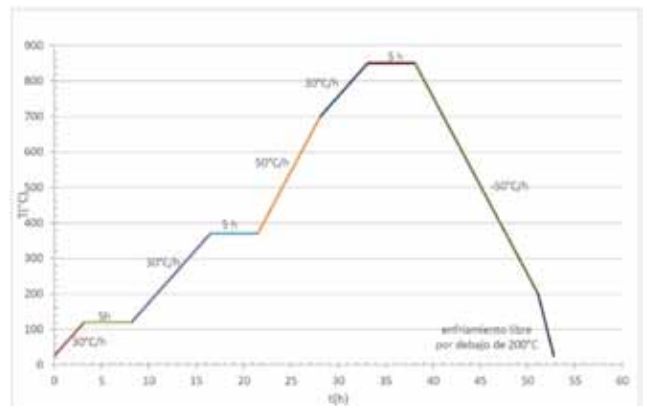


Figura 7. Curva propuesta para el tratamiento térmico. Se tiene en cuenta al principio una meseta para el secado del refractario.

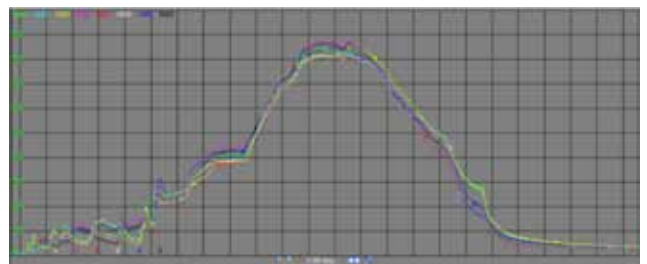


Figura 8. Curva real tomada de los instrumentos instalados.

5. Evaluación de las propiedades pos TT

Con el fin de evaluar las propiedades mecánicas de los tubos posterior al tratamiento térmico *in situ*, se in-



rodujo un tramo de tubo que luego fue utilizado para realizar los ensayos. Para fines prácticos, llamamos a este tramo de tubo “probeta pos TT”.

Los resultados se muestran en la tabla 7.

Probeta pos TT	Dureza (HBN)	Charpy (Joules)	Aplastamiento
	170	258	Satisfactorio
Tracción			
	σ 0,2 (Mpa)	σ max (Mpa)	σ (%)
	313	574	31
Rango*	205 min	415 min	30 min

*según ASTM A335 Gr. P9

Tabla 7. Resultados de los ensayos postratamiento del horno.

6. Metalografía (Figura 9)

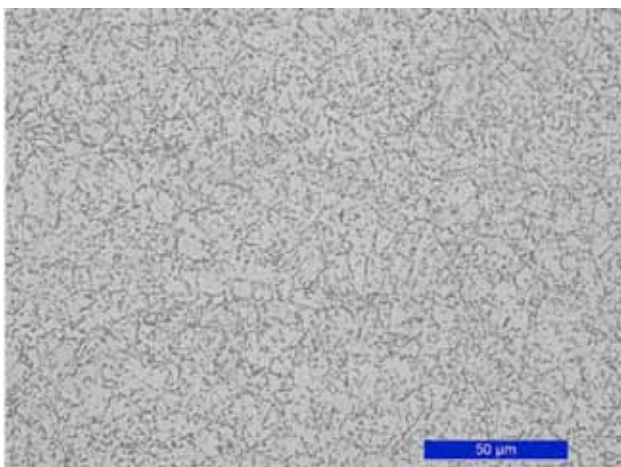


Figura 9. Tubo N °4 afectado por la llama (postratamiento térmico a 850 °C). Se observa una matriz ferrítica con carburos globulizados. Ataque con Vilella, 500X.

Conclusiones

En este estudio se vislumbraron dos aristas como principales pilares para la factibilidad de proceso de reconstitución de la integridad del horno. Por un lado, la capacidad de recopilación de datos de ensayos, análisis y toma de decisiones; fruto del trabajo en equipo en el que estuvieron involucrados colaboradores de distintos sectores y todos los niveles jerárquicos de la Gerencia de Inspección. Asimismo, la posibilidad de contar con laboratorio propio y un gran grupo de ensayos y servicios, tanto externos como interno, que se integraron con el compromiso que la situación requiere, permitió disminuir el tiempo de recopilación de datos y alcanzar la toma de decisiones con anticipación y certeza.

Por otro lado, es de destacar la capacidad de operación demostrada por el personal del área operativa que con la asistencia de inspección mantuvo el compromiso permanente con la integridad para lograr una ejecución del tratamiento térmico, que fue corroborada una vez finalizado a través de ensayos y el seguimiento de las temperaturas en línea y con termografías.

Finalmente, todo el proceso, tanto de investigación como de ejecución, no insumió ensayos o estudios complejos. La complejidad la aportó el volumen de datos y la diversidad de situaciones de los distintos sectores del horno, pero con la capacidad del equipo de trabajo y la pericia operativa se logró revertir una situación desfavorable y se minimizaron las pérdidas.

Bibliografía

API 571.

ASTM A335 Gr. P9.

Phase transformation and mechanism on enhanced creep-life in P9 Cr-Mo heat-resistant steel.

Degradación en losa de hormigón en unidad Coker: inspección, control y mantenimiento

Por **José Massano** (Raízen Argentina)

Este trabajo es el resultado de un proceso de inspección, análisis técnico, gestión del riesgo, desarrollo de ingeniería específica y ejecución para lograr la resolución de un problema estructural complejo detectado en la losa de soporte de las cámaras de corte del Coker.

El objetivo de este documento es explicar cómo se logró resolver un problema estructural complejo, que surgió a causa de la degradación de una losa de hormigón armado, la cual soporta las cámaras de corte de la unidad Coker de la refinería Buenos Aires.

Con el fin de mostrar un panorama completo, se comienza con una cronología de los hechos sucedidos.

En 2018, se realizó una Inspección General de la unidad de Coker, perteneciente al sector de Craqueo Térmico.

Básicamente en las unidades de Craqueo Térmico se obtienen fracciones más livianas a partir de *short residue*, mediante reacciones de craqueo. El parámetro que define las reacciones de craqueo térmico es la severidad (condiciones de presión y temperatura) a la que se realizan. En el Coker, la severidad es mayor, obteniendo mayores rendimientos en productos livianos, pero generando carbón coke.

Durante la IG (Inspección General) se realizan todo tipo de tareas para darle la confiabilidad que la unidad requiere para alcanzar una nueva corrida hasta la próxima intervención. Por lo tanto, en la mayoría de los casos se ejecutan trabajos que no se pueden llevar adelante con la unidad en servicio.

En este caso de estudio, en noviembre de 2018, durante la parada de planta Coker por Inspección General en la ejecución del trabajo de renovación de lanza de corte de la cámara V-101B, se detectó una gran desalineación entre la estructura de la lanza y la cámara en el nivel +68.00. Esta significativa diferencia haría que el corte se ejecutase descentrado, lo cual puede poner en riesgo el proceso e incluso algunos equipos.

La cámara de corte taggeada V101B tiene una pollera metálica de apoyo que transmite todo su peso sobre una losa de hormigón armado de 1780 mm de espesor. A su

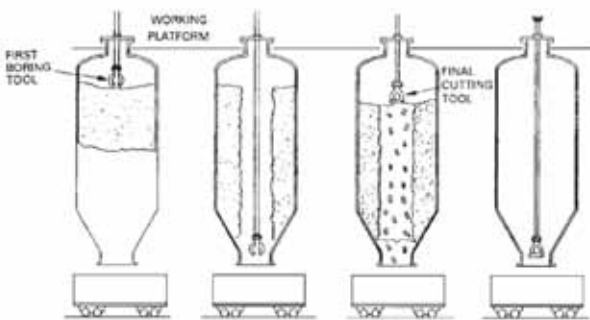


Figura 1. Esquema simplificado de corte en cámara.

vez, se vincula a ella por medio de 12 anclajes distribuidos radialmente y equidistantes.

La descarga del producto hacia los silos es a través de un cono inferior a la cámara que atraviesa la losa por un hueco con forma de octógono (Figura 1).

En la figura 2 se observa una vista en corte de nuestra cámara de corte, en el que se puede ver la pollera de apoyo, la válvula inferior, la losa de H²A° (Hormigón Armado) y el hueco que se forma.

A raíz de la falta de alineación detectada, se decidió retirar aislación y despejar la zona del apoyo, en el nivel +42.70, para inspeccionar si en ese sector teníamos problemas que pudieran dar con la inclinación de la cámara.

En base a las inspecciones que se realizaron desde

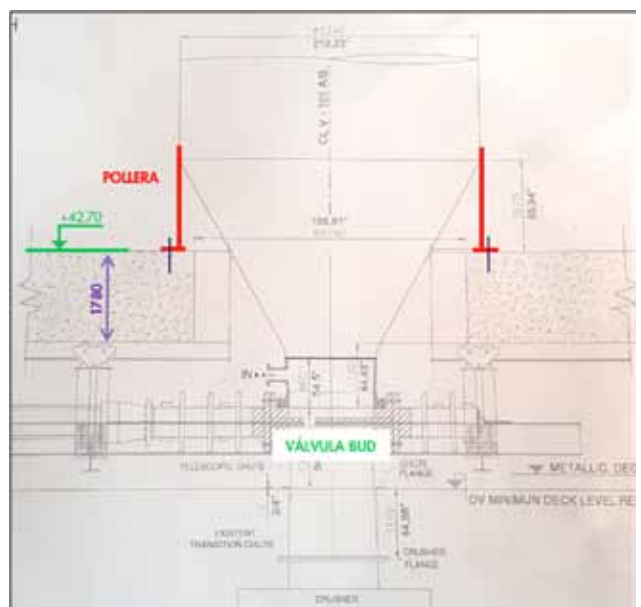


Figura 2. Vista en corte de la cámara V101A/B.

los diferentes niveles de la losa, más precisamente, en el sector de apoyo entre la cámara V101B y estructura, se determinó que esta última se encontraba deteriorada y que generaba una inclinación en la cámara.

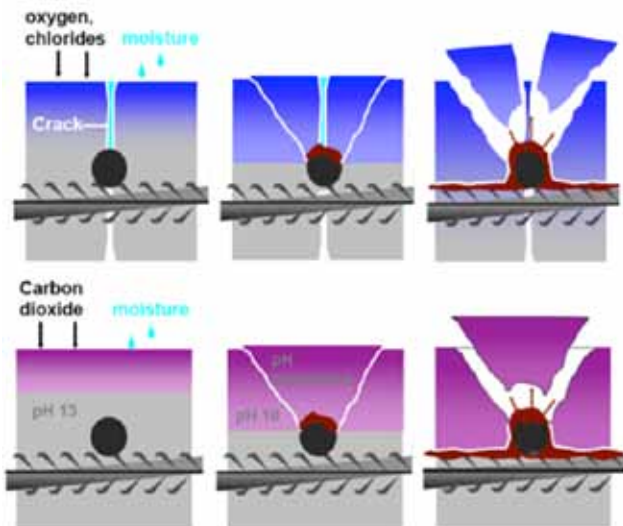


Figura 3. Ilustración del proceso de afectación de las estructuras de hormigón armado.

Se investigó a través de consultas en foros y grupos de la industrial si alguna vez había sucedido algo similar en otra planta Coker y se contactó a dos empresas de ingeniería (ambas extranjeras) que habían trabajado alguna vez en casos como este. Especialistas de estas empresas comentaron que la causa raíz del daño en la losa de hormigón es química, debido a la combinación del material fino pulverulento del ambiente de la planta, el agua y los ciclos de temperatura (Figura 3).

El deterioro observado resulta más probable en plantas que funcionan con apertura de cámara manual, por lo tanto, este dato dio el indicio de que seguramente la mayor contaminación del hormigón de la losa se produjo antes de la implementación del sistema hidráulico de

apertura y cierre de las válvulas BUD y TUD. Este efecto, una vez iniciado, continuó avanzando exponencialmente en el tiempo.

Todos estos factores aceleraron los procesos que dañaron la estructura y generaron que se deteriorara en los puntos de apoyo de las cámaras y, en consecuencia se pierda la verticalidad de esta.

A partir de esta hallazgo, se formó un equipo de trabajo que consiguió reparar la estructura de apoyo de la cámara para volver a tener la unidad en funcionamiento correcto.

Actualmente, el desafío se plantea para ejecutar la reparación de la cámara continua, la cual también se percibió con una degradación avanzada, debido al daño exponencial mencionado.

Este trabajo se centra en el proceso realizado para solucionar la amenaza encontrada en la cámara continua y llevar adelante una reparación exitosa de manera segura, sin afectaciones a la operación de nuestras plantas, pero sin dejar de lado el problema estructural detectado y la ejecución poco convencional que se empleó. Todo inmerso en el complejo marco sanitario, debido a la pandemia, lo cual representó un gran desafío.

Es de destacar el excelente resultado que se obtuvo luego de un trabajo en equipo, que incluyó diversas etapas, en las que participaron actores de distintos sectores, tanto de seguridad, técnico, operativo, económico y de ejecución, entre otros.

Desarrollo

Luego de esta introducción, con el marco de referencia necesario para entender en qué situación nos encontrábamos, se detalla el proceso que llevamos a cabo para

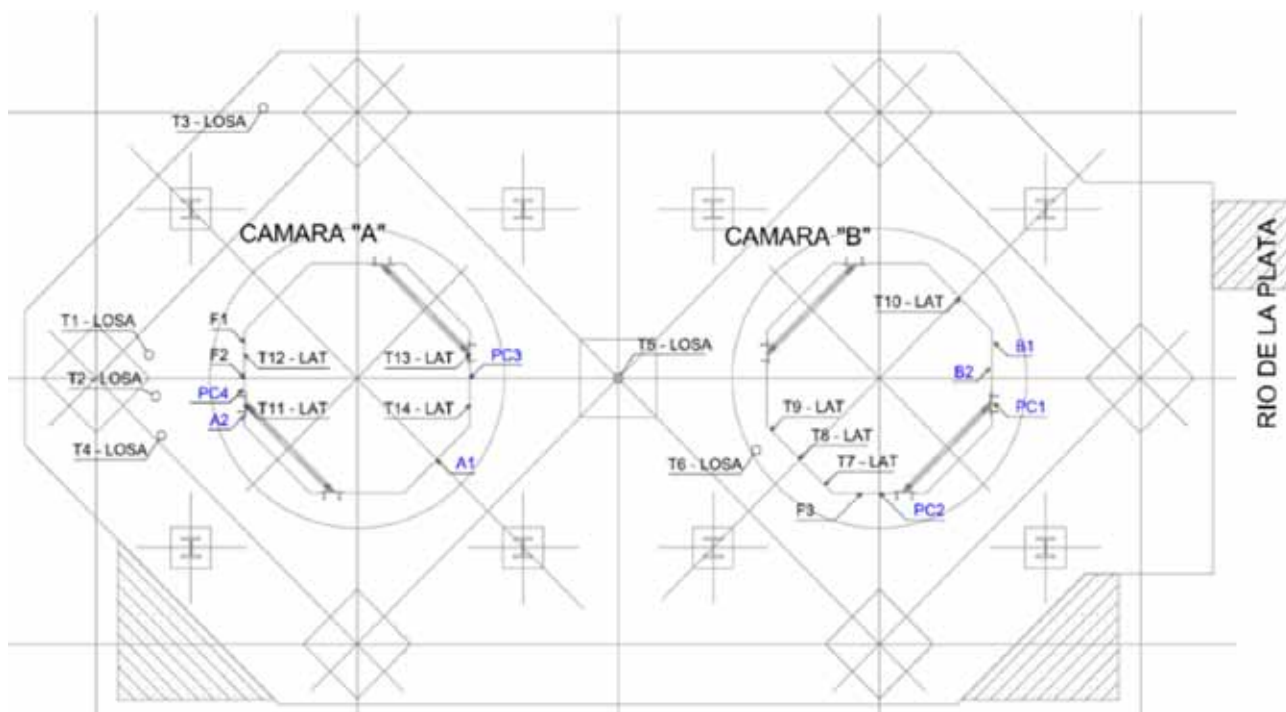


Figura 4. Mapa de muestreo realizado en 2018.





HISTORIA, PRESENTE Y FUTURO

CÓDIGO DE PRODUCTO:
121916131
Borceguí Leñador

Productos genuinos, resistentes, eficaces
y con una excelente relación costo/beneficio
que promueven el desarrollo sustentable.

Seguinos y enterate las últimas novedades:

  pamperousointensivo

www.pampero.com.ar



 **Pampero**

USO INTENSIVO

frenar la degradación en la losa de soporte de la cámara de la unidad Coker.

Para ello nos explayaremos en las aristas principales:

1. Análisis estructural.
2. Inspecciones y análisis técnico de lo observado.
3. Gestión de riesgos y planes de acción.
4. Escenarios posibles.
5. Ejecución.

Análisis estructural

Se tomaron los datos de los ensayos realizados en la estructura de soporte, los cuales se utilizaron para evaluar el estado actual del hormigón y armaduras afectados, se realizaron distintas tareas, estudios en obra y en laboratorio, con el soporte del Instituto Tecnológico del Hormigón (ITH).

Se extrajeron testigos y muestras para la ejecución de ensayos físicos y químicos. Entre ellos:

- Profundidad de carbonatación.
- Ensayo a compresión.
- Análisis químico sobre muestras de hormigón.
- Observación mineralógica y petrográfica.
- Análisis termogravimétrico diferencial comparativo.
- Ensayo a tracción.
- Análisis químico sobre los productos de corrosión de barras de acero (Figura 4).

En esta oportunidad se utilizaron todos los resultados que involucran a la cámara V101 A, los cuales mostraron que, en general, la afectación de la losa debía considerarse localmente intensa en proximidades de las cámaras, neutralizándose a distancias de aproximadamente 0,50 m de sus bordes. Tanto el hormigón como las armaduras ubicadas a distancias menores estaban afectados, en mayor o menor medida, produciéndose en numerosos casos la desintegración total y hasta la desaparición de estos materiales, lo cual dio origen a la falta de sustentación en zonas puntuales de la cámara provocando su inclinación.

Las reducciones de sección en las armaduras que al momento de efectuarse los muestreos se encontraban expuestas o solo parcialmente empotradas, así como la alteración de las capas exteriores de hormigón de los bordes de losa, indicaron la necesidad de su retiro hasta profundidades que aseguren la existencia de un sustrato

sano, firme y resistente, y el posterior reemplazo de esas secciones afectadas.

Con el objetivo de verificar la capacidad portante de la losa apoyo de las cámaras, se realizó un cálculo numérico. Este trabajo fue realizado en conjunto con el ITH.

Se modeló la losa mediante el uso de dos programas de elementos finitos: *SAP 2000 Linear and nonlinear static and dynamic analysis and design of three dimensional structures* y *CYPECAD*. Los datos de entrada fueron tomados de planos y memorias de cálculo de la estructura de hormigón y de la cámara.

En todos los casos las cargas originadas por ambas cámaras se distribuyen sobre el borde de los octógonos de apoyo (Figura 5).

Inspecciones y análisis técnico de lo observado

Con toda esta información, se entendió que debían realizarse inspecciones visuales del estado del sector de apoyo de la pollera de la columna, debido a que la estructura no corría ningún peligro y que la condición de riesgo se estaba dando por el deterioro puntual de la losa de Hormigón Armado.

Se determinó que la frecuencia de las recorridas debía ser mínimamente cada cuatro meses para poder registrar el avance de la degradación y otorgar una estimación de tiempo de operación sin mayores conflictos y, adicionalmente, armar todos los preparativos de la ejecución de esta tarea de gran complejidad.

En cada una de las revisiones se efectuó una recorrida de toda la zona de apoyo de la cámara V101 A, primero desde el nivel de circulación sobre losa (+42,70), luego desde el nivel inferior (+39,00) de la cámara, por sobre la válvula Slide Valve BUD y, por último, en el nivel +68,00 para relevar la ubicación de la lanza en la que se observaban diversos puntos:

- Pernos de anclaje.
- Placa de apoyo y pollera del equipo.
- Anclajes de válvula BUD.
- Superficie de la losa inspección superior.
- Superficie de la losa inspección inferior.
- Paredes interiores del octógono.
- Alineación de la lanza de corte.
- Nivelación de la válvula BUD (Figura 6).

Adicionalmente a los sectores indicados en la figura 6, en el nivel +68,00 se midió la alineación de la lanza de

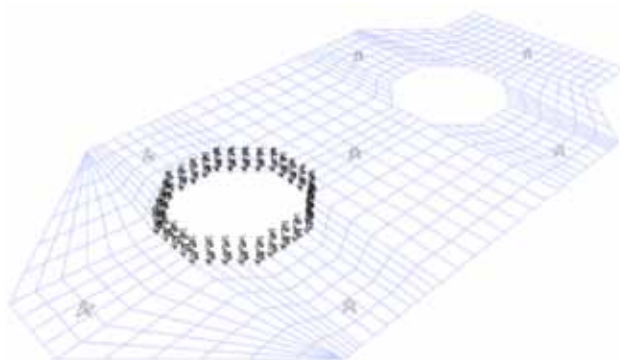


Figura 5. Cargas en programa de elementos finitos.



Figura 6. Ubicación de sectores inspeccionados.



Figura 7. Pared interior de losa de soporte.



Figura 8. Pared interior de losa de soporte.

corte. Cuando realizamos las inspecciones en la parte inferior de la cámara, encontramos un avanzado deterioro de la losa. Había armadura expuesta, deteriorada y desprendimiento de bloques de hormigón. Estas anomalías redujeron la superficie de apoyo. También se detectó una significativa pérdida de espesor por corrosión en sectores de la placa de descanso de la pollera (*annular plate*).

Al observar desde el nivel superior de losa, identificamos grandes deformaciones en el *annular plate*, anclajes desajustados, deformados y cortados.

Debido a este deterioro, se confirmó que la razón de la desalineación hallada se debía a que la cámara ya no se encontraba en su posición original. Para entender el



Figura 9. Pared interior de la losa de soporte.

grado de inclinación de la cámara, relevamos niveles alrededor de la pollera en toda la vuelta, comparándolos con el nivel de diseño. Encontramos que en la zona Noroeste había un importante descenso, de hasta 4 cm en algunos puntos. De estos resultados se desprende la imposibilidad de operar en esta condición sin antes realizar un estudio y análisis del caso.

En el nivel +68 se observó la alineación de la lanza de corte con respecto a la cámara V 101 A.

Se analizó la ubicación de la lanza respecto del centro de la cámara, tomando distancias desde los filos interiores y exteriores en la boca de acceso (Figuras 10 y 11).

Para cada uno de los elementos detallados, se materializó un análisis de criticidad que definió el nivel de daño que cada uno presentaba y se fue consolidando el historial del activo para documentar los avances del proceso de degradación.

El análisis de criticidad está basado en las recomendaciones que brinda Shell y sigue los lineamientos que ellos indican, de modo de obtener resultados que se analizaron bajo el mismo marco de referencia y evitar que interpretaciones personales puedan afectar el resultado final de la inspección (Tabla 1).



Figura 10. Lanza de corte.

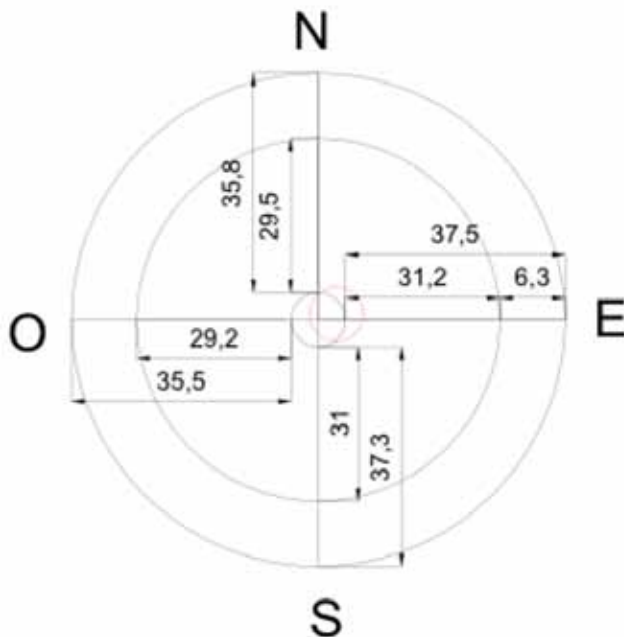


Figura 11. En rojo se señala la ubicación de la lanza de corte.

A partir del historial que se fue generando, se obtuvo un horizonte de ejecución, lo que permitió determinar el grado de avance de la amenaza y así empezar a formalizar los planes de acción y gestión del riesgo.

Planes de acción y gestión del riesgo

Con el objetivo claro de lograr la reparación estructural antes de que se vea afectado algún activo de la unidad, se idearon varios planes de acción para alcanzar nuestra meta. Cada uno de ellos fue presentado desde la especialidad y discutido con los demás sectores de la organización (SSMA, Operaciones, Planificación de Paradas de Planta y Mantenimiento, entre otros). En cada uno de los encuentros con los diversos departamentos se pulió y mejoró el plan, y se gestionó de mejor manera el riesgo.

Finalmente, generamos el plan deseado y aprobado por todo el equipo. En este plan se dividían las tareas por realizar en dos (2) etapas, en la primera se realizaron todas las tareas mecánicas sobre la cámara V101A necesarias para luego realizar las tareas de reparación civil.

Con este plan, cada etapa se desarrolló durante una Parada de Planta de limpieza (IL), las cuales son de menor extensión y complejidad, sin afectar su normal desarrollo, lo cual evitó un incremento en el tiempo de parada de la unidad.

El plan comenzó a ejecutarse en la IL de 2020 y finalizó en la IL 2021, con lo cual a los factores vistos se le suman la afectación que produjo la situación sanitaria que vivimos debido a la pandemia por COVID-19.

Escenarios posibles

Una vez que comenzamos con el plan de acción para la resolución del problema detectado, se tuvo en cuenta que el proceso de degradación explicado era un problema en continuo avance, al que debíamos mirar e inspeccionar para registrar los cambios y evitar que algo nos sorprenda y obligue a cambiar repentinamente el plan de acción. Para ello se desarrollaron diferentes escenarios posibles, desde el ideal y deseado, en el cual seguíamos nuestro plan de acción, hasta la peor condición en la que teníamos que iniciar la reparación inmediatamente y generar una parada no planeada de la unidad.

A modo de resumen, el detalle de los escenarios es el siguiente:

1. Descenso o desalineación repentina de la cámara

Puede suceder que durante la corrida de la unidad se observe un descenso en algún sector de la cámara, debido a la pérdida de capacidad de carga de un punto específico, lo cual indicaría un cambio en la estabilidad de la cámara, en consecuencia, se deberán realizar las reparaciones integrales recomendadas inmediatamente para minimizar los riesgos asociados a la nueva condición de la estructura.

2. Cambio de condición durante inspección cuatrimestral

En este escenario se plantea la idea de que algún elemento o estructura presente un grado de avance mayor al esperado y ponga al equipo en una situación de riesgo en la que no se puedan dilatar las tareas de reparación recomendadas.

3. Avance de degradación controlada

Este es el escenario deseado, en el cual obviamente seguirán avanzando los procesos de degradación de las estructuras y elementos asociados, pero sin aumentar el riesgo actual, de modo que se podrían realizar las reparaciones recomendadas en el corto tiempo, pero dentro de la próxima ventana programada.

Ejecución

Luego del proceso de análisis, que consideramos sumamente enriquecedor, llegamos al punto de ejecución

Referencias

Daño	Costos de mantenimiento	Actividades de mantenimiento
Mínimo	Bajo costo de mantenimiento.	Investigar los primeros signos de deterioro, establecer la causa de los defectos y llevar a cabo la limpieza preventiva.
Moderado	Medio costo mantenimiento.	Investigar la magnitud de los daños o el deterioro. Realizar las reparaciones puntuales.
Severo	Alto costo mantenimiento.	Investigar el alcance y la causa del daño o deterioro. Reparaciones mayores.
Extremo	Se debe considerar la alternativa de sustituir el sistema.	Reformas importantes.

Tabla 1. Tabla de referencias de daños.

de las tareas. Esta instancia involucró diversos departamentos y contratistas para lograr una reparación efectiva con el uso de métodos poco convencionales.

Se determinó la metodología de reparación, al igual que con la cámara V101-A, se levantó la cámara 12 cm y se mantuvo suspendida de forma segura mientras se ejecutó la reparación civil de la losa para, posteriormente, bajarla a su posición original.

Habiendo estudiado las posibles zonas de empuje, decidimos que lo más seguro era hacerlo desde la envuelta (por encima de la pollera), donde el espesor de la placa brinda un coeficiente de seguridad acorde a la criticidad del trabajo.

Diseñamos seis puntos de empuje simétricos alrededor del cilindro y los materializamos mediante ménsulas que se vinculaban a la envuelta mediante placas soldadas.

Los elementos de elevación estaban conformados por:

- un sistema electrohidráulico de presurización, que constaba de redundancia en su accionamiento hidráulico;
- seis *powers* hidráulicos de capacidad 50 tn;
- un sistema de conexión de mangueras de alta presión.

Una vez asegurados todos los elementos y conexas las mangueras de los *powers* a la central hidráulica, se comenzó con el procedimiento de levantamiento.

Se fue aumentando la carga a través de la presión suministrada a los *powers* en intervalos del 20% de la carga teórica esperada y, entre cada etapa, se dejó un tiempo prudencial de espera para realizar un chequeo visual 360 que garantice la ausencia de anomalías en la estructura.

Una vez elevada, se corrigió la verticalidad de la cámara y se esperó un tiempo para verificar toda la estructura y se chequeó que los dispositivos de elevación estén bien.

Por último, se dejó un set de carga de 80/20, es decir 80% de la carga soportado por el sistema mecánico y el 20% restante sobre la presión hidráulica en los *powers* (Figuras 12 a 16).

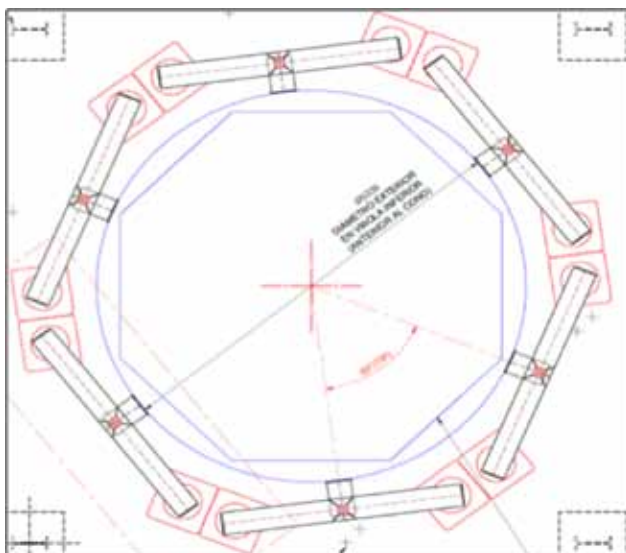


Figura 12. Esquema en planta de la distribución de elementos de elevación.

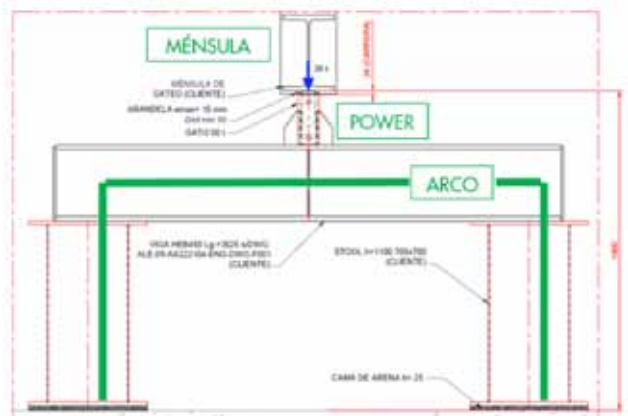


Figura 13. Vista lateral de estructura de soporte de del sistema de elevación.

Se eliminaron las zonas con hormigón en malas condiciones o desprendido, y se delimitaron los sectores mediante cortes horizontales y verticales. Se dejó la superficie firme y lo más plana posible, para aplicar sobre ella los materiales de reparación (Figura 17).

Una vez retirados los anclajes existentes, se posicionaron los 12 nuevos teniendo en cuenta la posición de los anteriores. Se rellenaron de acuerdo al detalle original con vermiculita e impermeabilizante. Se realizó mediante hidroarenado. La superficie del hormigón y de las armaduras expuestas quedó limpia, sana, resistente, libre de cualquier sustancia extraña y suficientemente plana y rugosa, sin oquedades o recovecos de difícil llenado.

Se aplicó recubrimiento anticorrosivo de base cementicia bicomponente modificado con polímeros sobre las armaduras expuestas en dos capas.



Figura 14. Fotografía de sistema de elevación.



Figura 15. Fotografías de sistema de elevación y ménsulas de soporte en la estructura.

Todas las barras nuevas fueron ADN420 de diámetro mínimo 10 mm. Para la armadura vertical se vincularon las nuevas barras mediante un anclaje químico de rápido curado para barras conformadas. Las barras de refuerzo respecto las estructurales con pérdida de sección se vincularon de acuerdo con el detalle de recomendación de abajo (Figura 18).

Se colocó armadura adicional tanto en horizontal como en vertical, también una malla electrosoldada en todas las caras del octógono (Figuras 19 a 21).

Para el hormigonado, se solicitó un hormigón cali-

dad H30 a los tres días. Previamente, se aplicó una imprimación con carácter de puente de adherencia. La metodología de aplicación fue bombear el hormigón desde el mixer en el nivel +0.00 con una bomba pluma de 36 m, a partir de allí un tramo vertical de cañería rígida hasta el nivel de aplicación.

Se realizaron probetas por cada camión mixer a pie de obra y se ensayaron siguiendo los lineamientos del



Figura 16. Fotografía de cámara elevada.



Figura 17. Demolición de hormigón en malas condiciones.

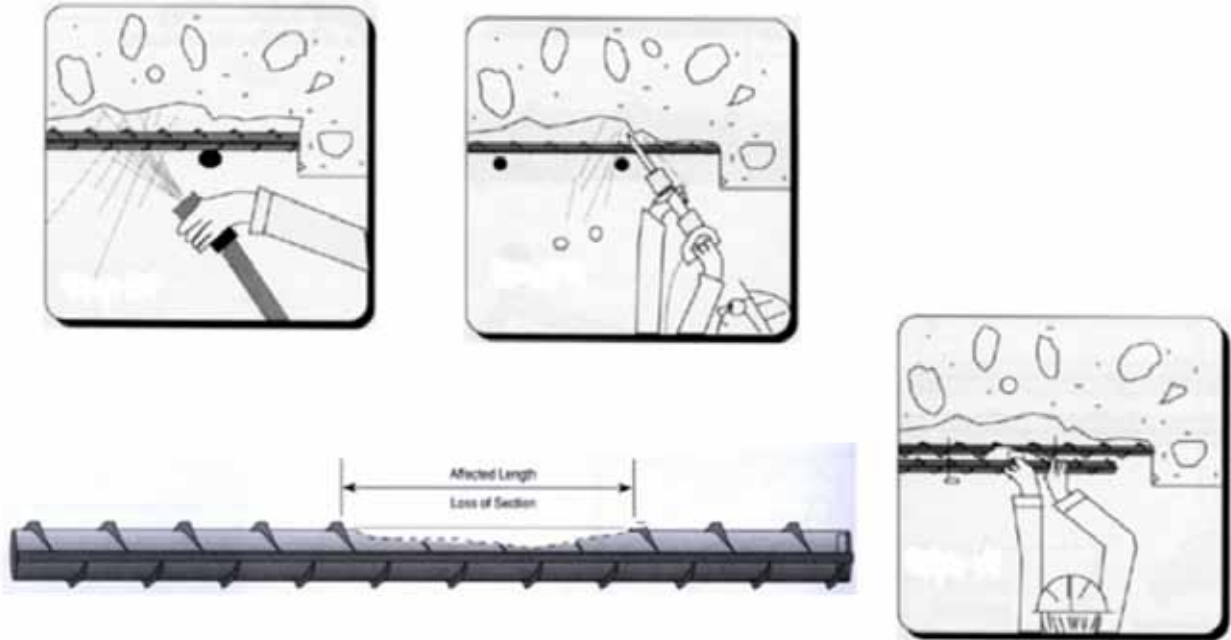


Figura 18. Ilustración de refuerzo de armaduras.



Figura 19. Fotografía desde interior de refuerzo de armaduras y malla.



Figura 21. Fotografía desde exterior de refuerzo de armaduras y malla.



Figura 20. Fotografía desde interior de refuerzo de armaduras y malla.



Figura 22. Fotografía de colocación de puente de adherencia.



Figura 23. Fotografía de ejecución de probetas.



Figura 24. Fotografía de hormigonado terminado.

CIRSOC 301 (Figuras 22 a 24).

Se procedió al descenso de la cámara en forma progresiva chequeando su verticalidad.

Una vez alcanzado el nivel deseado, para finalizar con el grouteo, la cámara quedó completamente descansando mecánicamente sobre los elementos de elevación.



Figura 25. Fotografía de grouting y sellado finalizado.



Figura 26. Fotografías interiores de trabajo terminado.



Figura 27. Fotografía exterior de trabajo terminado.

Luego se realizó un grouting cementicio de precisión de alta resistencia y fluidez, libre de retracción y tiempo de aplicación extendido de 25 mm de espesor todo el perímetro de la placa de apoyo de la pollera. Para el sellado se utilizó un sellador elástico a base de poliuretano mono componente resistente a hidrocarburos en toda la vuelta.

Pasadas 24 h del grouteo, se retiraron los *powers* hidráulicos y los elementos de elevación. Luego, comenzaron las tareas complementarias de vinculación de la válvula BUD, conexionado de cañerías e instrumentos (Figura 25).

Luego de enfocarnos en el orden y la limpieza, registramos los buenos resultados de las reparaciones ejecutadas y, finalmente, se logró la recomposición completa de la losa, verticalizado de la cámara, apoyo completo y continuo (Figuras 26 y 27).

Como parte de los trabajos de complemento, ejecutamos aislación y pintura de *annular plate*, parte de la pollera de apoyo y anclajes de válvulas BUD. También recompusimos la aislación de la cámara que habíamos retirado para la reparación y dejamos los anclajes nuevos expuestos para que sean inspeccionados debidamente.

Dado que retirar las seis ménsulas vinculadas a la cámara implicaba mucho tiempo, se decidió de dejarlas



instaladas hasta la próxima oportunidad que la planta se encuentre parada por Inspección de Limpieza y se disponga de tiempo para su retiro. A modo de protección, para no tener puntos fríos en la cámara, se realizaron cajas de material aislante.

Conclusiones

Es de destacar la importancia de las inspecciones visuales, nuestra principal arma de revisión de estructuras de forma rápida a partir de las cuales se pueden mitigar y solucionar muchos problemas que si no se solucionan a tiempo se pueden desencadenar en condiciones de riesgo.

Para el sector Confiabilidad es importante anticiparse a los problemas de forma que, con la realización de trabajos menores, se puedan evitar grandes intervenciones.

En muchas situaciones, los que terminan siendo problemas estructurales complejos se podrían haber mitigado con un reemplazo del esquema de pintura para la protección del perfiles o pasivar armaduras y sellar grietas puntuales. Estos son algunos ejemplos de los problemas de la especialidad más comunes que podemos observar que, si son detectados y resueltos a tiempo, pueden brindar una buena solución para mejorar la vida útil de los elementos estructurales.

En este trabajo se hizo especial referencia a que lo más importante fue la forma en la que se abordó el pro-

blema desde su descubrimiento hasta su reparación. Este es un punto para destacar, ya que se alcanzó el objetivo final de resolución del problema estructural complejo y se le brindó a la unidad la seguridad para continuar con su funcionamiento normal.

Este proceso enriquecedor, que englobó diversas disciplinas y a muchas personas, demostró que es la mejor forma de desarrollar ideas y ejecutar tareas que generan soluciones seguras y de calidad.

Bibliografía

- CIRSOC 101-2005. "Reglamento argentino sobrecargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras".
- CRISOC 201-2005. "Reglamento argentino de estructuras de hormigón".
- CIRSOC 301-2005. "Reglamento Argentino de Estructuras de Acero para Edificios".
- Shell Global Solution. "Civil Infobase - Concrete structures and foundations".
- Shell Global Solution. "Civil Infobase - Steel Structural Elements".
- DEP 34.00.01.30-Gen. "Structural design and engineering of onshore structures".
- DEP 34.19.20.31-Gen. "Onshore concrete design and construction".
- DEP 34.28.00.31-Gen. "Onshore steel structures".



Ante la ocurrencia de una falla, las empresas aplican metodologías de análisis para determinar sus causas y minimizar, de ese modo, la probabilidad de ocurrencia de fallas similares. En la mayor parte de los casos, determinar las causas inmediatas suele ser suficiente. Una causa inmediata es algún evento que ocurrió y cualquier condición que existió inmediatamente antes del resultado indeseado, y que directamente produjo su ocurrencia. Si esta causa hubiera sido eliminada o modificada, habría prevenido el resultado indeseado.

Sin embargo, la utilidad de este método no permite identificar posibles causas más profundas, o más arraigadas en la organización, que

pueden quedar sin corregir y eventualmente provocar otras fallas [1]. Está probado que la mayoría de las fallas en las organizaciones son crónicas: ocurren más de una vez por la misma razón. Una causa raíz es cada uno de los factores múltiples (eventos, condiciones o factores orgánicos) que contribuyó o creó la causa inmediata y el resultado indeseado subsiguiente. Si son eliminadas o modificadas, no solo se habrá prevenido el resultado indeseado, sino otros en componentes diferentes. Un análisis de causas raíz (*root cause analysis*, RCA) bien realizado permite:

- La reducción del número de incidentes, fallos y desperdicios.
- La reducción de gastos y de la producción diferida, asociada a fallos.

- El mejoramiento de la confiabilidad, seguridad.
- El mejoramiento de la eficiencia, la rentabilidad y la productividad.

A veces se cree que luego de una falla, la acción correcta es reunir un grupo de expertos, sentarlos en un lugar aislado, y pensar que al cabo de unos días vendrán con las respuestas. Por el contrario, un análisis concienzudo requiere de la participación de todas las personas que puedan estar involucradas en el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de la pieza fallada.

El método que más se utiliza para descubrir todas las posibles causas de la falla es del tipo tormenta de ideas (*brainstorming*). Este grupo de traba-

Causas raíz del colapso de un tanque subterráneo de doble pared durante su instalación

En este trabajo se muestra un ejemplo exitoso de un análisis de causas raíz de falla de un tanque de 40 m³ con doble pared usado para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburo líquido. Dentro de las lecciones aprendidas se encuentra la incidencia de una comunicación inadecuada entre las áreas de operación, obras y mantenimiento de las empresas del sector.

Por **Janine Booman** (FCEIA-UNR),
José Luis Otegui (Conicet - UNLP) y
Eduardo Borri (Bertotto Boglione S.A.)

jo desarrolla el árbol de causa-efecto, donde se plantean todas las posibles causas, y las causas de las causas, y así sucesivamente. Luego se definen los estudios que deben realizarse para falsar cada causa. Decimos falsar y no verificar, porque si no podemos asegurar que una causa definida es falsa, no podemos eliminar su posibilidad. Una vez eliminadas todas las causas falsadas, queda el árbol consolidado de causa-efecto, y en él, las causas inmediatas y las causas raíz. Esto fue realizado para el caso en estudio.

El equipo fallado es un tanque cilíndrico de 40 m³ con doble pared, para almacenaje subterráneo de combustibles [2]. La pared interior, o tanque primario, es de acero, para contener el combustible, y la exterior de

plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV). El tanque primario es de 2, 3 m de diámetro, soldado con chapas de acero de baja resistencia de 6 mm de espesor, los cabezales son torisféricos. En la figura 1 se muestra un esquema del extremo del tanque que resulta de interés para este estudio, en el cual se indican detalles (a) de las conexiones en el domo y (b) de la geometría y colocación del tubo sensor.

El tubo sensor atraviesa el tanque y llega al intersticio con la cubierta exterior de PRFV. Entre las dos paredes tiene que haber vacío. El tanque se instala algo inclinado, con la parte del tubo sensor a menor profundidad. Durante la operación normal del tanque bajo el suelo de las estaciones de servicio, regularmente se

mete una varilla por el tubo sensor y se verifica que salga seca. Si llegara a haber una pérdida de combustible por el tanque de acero, esta quedaría contenida en la doble pared, y se podría detectar midiendo en el fondo del tubo sensor.

Hasta el momento de la instalación bajo tierra, el equipo se encontraba con el vacío especificado en la doble pared. La falla se detectó mientras se realizaba una prueba hidráulica: presencia de agua en el tubo sensor.

Desarrollo

1. El evento

El operador realizó la prueba hidráulica para verificar la instalación

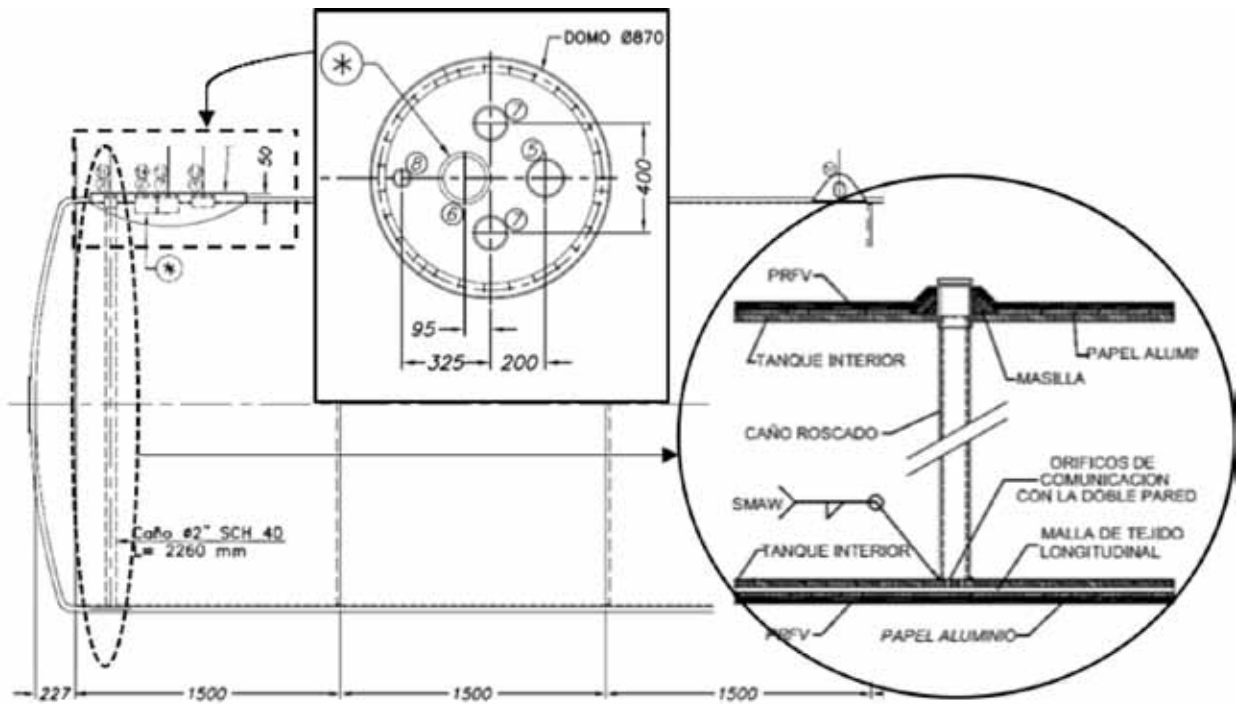


Figura 1. Esquema del extremo del tanque, (a) conexiones en el domo y (b) tubo sensor.

nueva. Al llegar a 0,6 Bar desconectaron la bomba para purgar el aire en la cañería. Al reiniciar y cuando la presión llegó a 0,7 Bar, el tanque tembló bruscamente. El caño de 2" sobre la cupla del caño sensor estaba lleno de agua, y de esta salían burbujas de aire. Al caminar sobre el tanque, notaron que la cubierta exterior de PRFV ya no presentaba una superficie firme, sino mullida, como si estuviera lleno de agua interiommente. La indicación del manómetro fue bajando, pero muy lentamente.

Al retirar el agua del caño sensor, esta volvió a brotar. Se interpretó inicialmente que el tanque interno había presentado una fuga, llenando la cubierta de PRFV de agua, por ello se abrió el domo (Figura 2) y se realizó una prueba neumática de la cubierta exterior, mientras se inspeccionaban con agua jabonosa las soldaduras desde el interior del tanque.

Los resultados fueron inconclusos, pero se sospechó de la costura circunferencial de uno de los cabezales, en la parte inferior, donde se

realizó una *reparación* (Figura 3). Luego se hizo vacío en la doble pared, el cual se mantuvo por, al menos, 12 horas. Como estos ensayos no permitieron determinar el origen de la falla, se decidió desenterrar el tanque, reemplazarlo y someterlo a un análisis de causas raíz en instalaciones del fabricante.

2. Validación del árbol de causa-efecto

En base a la revisión de antecedentes efectuada, se armó el árbol de causa-efecto [3,4]. Se acordó la realización de estudios para falsar cada posible causa, con los resultados que se detallan en la figura 4. Se observan en rojo todas las causas que no pudieron ser descartadas.

1. Medición de deformaciones en el tanque fallado y en tanques similares en stock antes y después de la PH: no se observaron diferencias significativas.
2. Inspección interna: se observaron cabezales torcidos y deformación de las planchuelas de soporte de los caños de descarga y de medición de nivel se detectó una fisura en la planchuela del caño central (medición de



Figura 2. Intento de reparación del tanque ya enterrado.



Figura 3. Vista interna, se indica zona de presunta reparación.

- nivel), del lado de las tensiones de compresión según la deformación evidenciada (ver detalle en la figura 5).
- 3. Inspección de caños y placas de tanques en stock antes y después de la PH, a través de la cupla de 6": no se observaron deformaciones.
- 4. Prueba de vacío en las condiciones actuales: no se mantuvo el vacío.

- 5. Prueba de chispa y reparación de las roturas en la cubierta de PRFV: todas las roturas encontradas fueron provocadas durante el desentierro del tanque, luego de la detección de la falla. Se repararon y se dio vacío de 30 cm/hg, el cual se mantuvo.
- 6. Prueba neumática en la doble pared a 2 psi e inspección con agua y jabón en el exterior: no se detectaron pérdidas al exterior

de la cubierta de PRFV. Una pequeña pérdida de presión fue debida a que todavía existía agua en el intersticio.

- 7. Limpieza del interior del tanque y prueba neumática del intersticio a 2 psi, e inspección con agua y jabón desde el interior: no se detectaron pérdidas.

3. Verificación de la hipótesis de falla

Se realizó una prueba hidráulica en el intersticio de la fibra, sosteniendo los cabezales con sobre-cabezales unidos por tirantes para simular las condiciones de contención del tanque enterrado. Se midió la cantidad de agua agregada para verificar la posibilidad de que por un error operativo se hubiera llenado el intersticio de agua, en lugar del tanque, en alguna de las maniobras previas a la presurización del tanque.

La presión alcanzó los 10 Bar cuando solo habían ingresado unos pocos litros, debido a que el caño sensor estaba obcluido. Luego de destapar el caño sensor se presurizó lentamente el intersticio entre tanque y

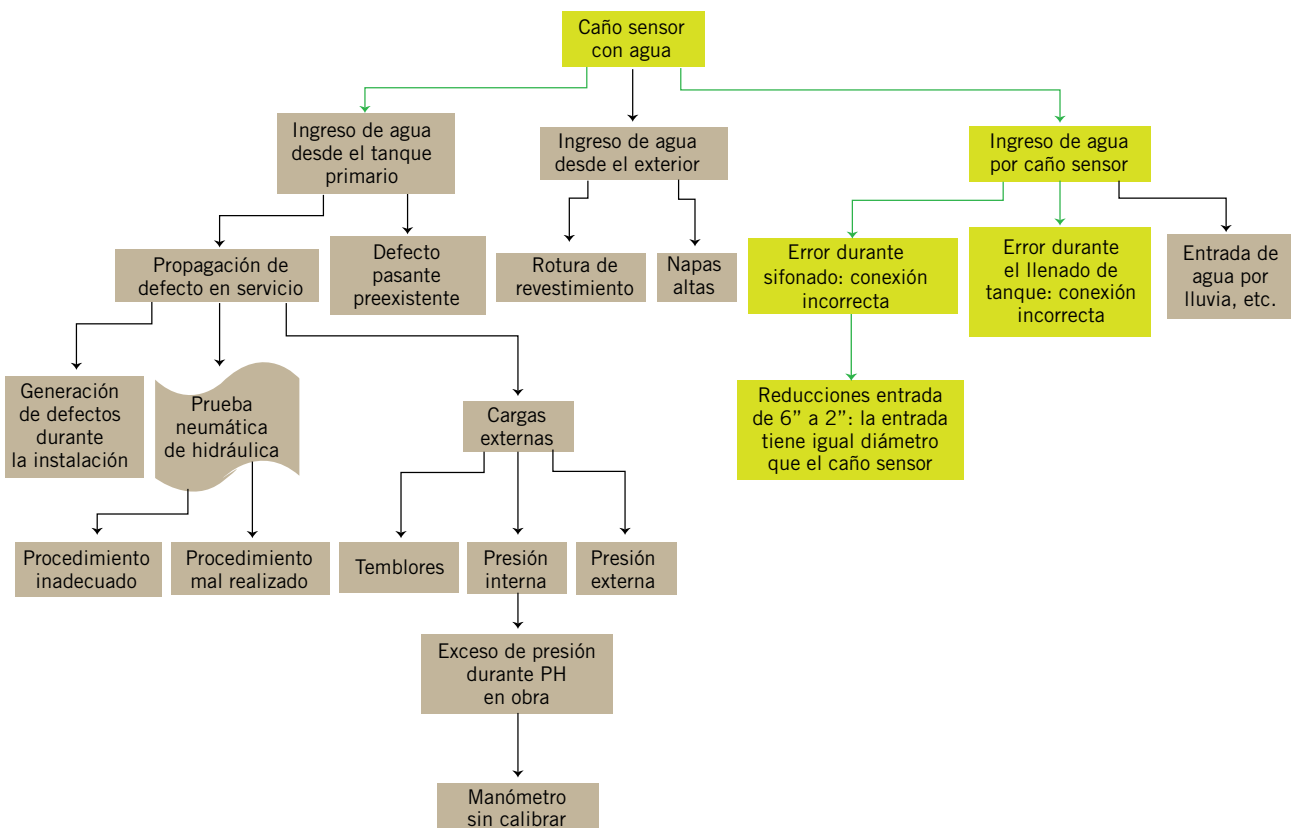


Figura 4. Árbol de causa-efecto.

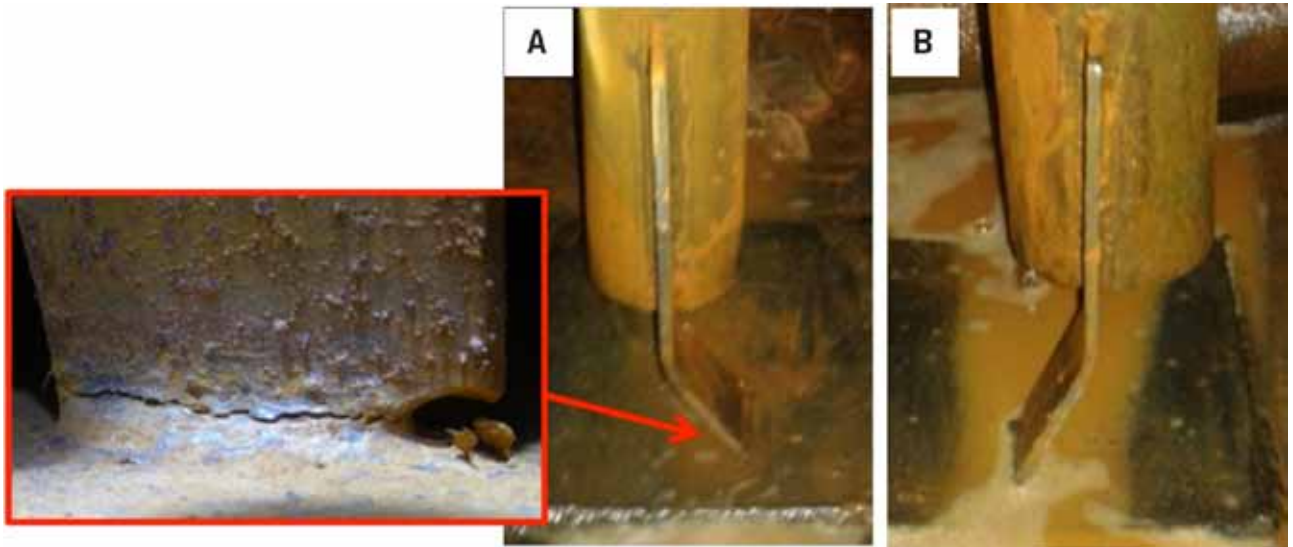


Figura 5. a) caño de medición de nivel (central), con fisura, b) Caño de descarga. Ambos con soportes laterales doblados.



Figura 6. Abolladura observada en el interior del tanque.

cubierta. Al detener el ensayo periódicamente y esperar que se estabilizara la presión, se pudo monitorear la presión en la doble pared. Al presionar la cubierta, se podía detectar cómo se despegaba del tanque a partir de la altura de llenado.

Al principio, al cerrar la válvula, la presión caía a 0. Luego de ingresar unos de 100 l, la presión caía cada vez menos. La anteúltima vez que se cerró la válvula, la presión cayó a 0,6 Bar. Luego se aumentó la presión hasta 1,2 Bar por unos minutos más. Es

decir, la cubierta resistió una presión de 0,6 Bar como mínimo, y de 1,2 Bar como máximo. Al cerrar la válvula, la presión cayó por debajo de los 0,4 Bar; al ingresar al tanque se observó una abolladura (Figura 6). Se observó además que las chapitas de soporte de los caños internos estaban dobladas y fisuradas, de manera similar a la observada luego de la falla (Figura 5), a pesar de que una de ellas había sido enderezada. En resumen, el tanque se abolló entre los 0,6 y 1,2 Bar; el agua alojada en el intersticio fue

550 l. En ningún momento se detectó un ruido o indicio de que el tanque se estaba abollando.

Luego de remover la cubierta en la abolladura, se presurizó el tanque hasta 2 Bar con los cabezales de refuerzo colocados, para visualizar la restitución de la abolladura durante la prueba. La evolución de la abolladura fue monitoreada con pequeños tramos de alambre, originalmente casi rectos (Figura 7). Con el propio peso del agua, se observó una leve restitución de la abolladura. Durante la prueba de presión, la abolladura se fue restituyendo de a poco y en una sola ocasión se escuchó un pequeño ruido, al llegar a 1,5 Bar. En la figura 8 se observa el nivel de deformación al inicio de la prueba (a) y al alcanzar 1,5 Bar (b).

5. Discusión de resultados

El ensayo de tintas penetrantes y las sucesivas pruebas hidráulicas realizadas a posteriori de la falla permitieron descartar la entrada de agua a la doble pared desde el tanque primario. El mantenimiento del vacío luego de la supuesta reparación permitió descartar la entrada de agua desde la doble pared. Estos ensayos permitieron descartar el origen sospechado de la falla: no había existido una fuga.

A partir del análisis de causas raíz se pudo plantear una nueva hipótesis para las causas de la falla. Las pruebas hidráulica en el intersticio tanque-cubierta permitieron verificar que el ingreso de agua por el



Figura 7. Alambres colocados para evidenciar restitución de la abolladura.

caño sensor habría generado la abolladura del tanque primario antes que la rotura de la cubierta, a una presión entre 0,6 y 1,2 Bar. La abolladura del tanque interno provocó la disminución de la presión por el aumento de tamaño del intersticio. La abolladura generada en el ensayo produjo daños en los caños interiores consistentes con los observados en la inspección posfalla (Figura 4).

El burbujeo observado en el momento en que se detectó la falla puede explicarse por la presencia de aire

y agua en el intersticio que, a causa de la restitución de la abolladura, elevó su nivel (Figura 9 a y b). La recuperación del nivel del agua en el caño sensor es consistente con que se equilibrara el nivel de líquido presente aún en el intersticio (Figura 9 c y d). El paso del agua desde el intersticio al caño sensor es restringido, por lo que alcanzar el equilibrio pudo requerir algunos minutos.

El momento de llenado del intersticio con agua y la generación de la abolladura no pudo ser deter-

minado, ya que durante los ensayos se observó que puede no ser detectable desde el exterior. Sin embargo, debido a que el tanque fue recibido sin abollar y con vacío en la doble pared, se concluye que la abolladura fue generada en algún momento previo a la prueba hidráulica, y que al realizarse, fue restituida. Los ruidos y el sacudón informados son consistentes con la restitución de una abolladura de dimensiones mayores a las generadas en las pruebas posteriores de verificación.

Existe una ventana de tiempo de aproximadamente un mes en la que cualquiera podría haber generado una conexión errónea, propiciada por la gran cantidad de conexiones del mismo diámetro en el domo (Figura 1 a). En ese momento se hizo ingresar agua al intersticio generando la abolladura sin percibirlo. La cubierta de PRFV mostró tener una mayor resistencia a la presión interna que el tanque primario a la presión externa, al colapsar el tanque primario antes que se generara rotura en el PRFV.

Cada evento tiene, al menos, dos causas: un evento y una condición [5]. Las condiciones existen durante períodos prolongados de tiempo, mientras que los eventos son acciones o cambios de estado directamente relacionados con el incidente, lo que hace que su relación con el evento sea inmediata. A menudo, se identi-



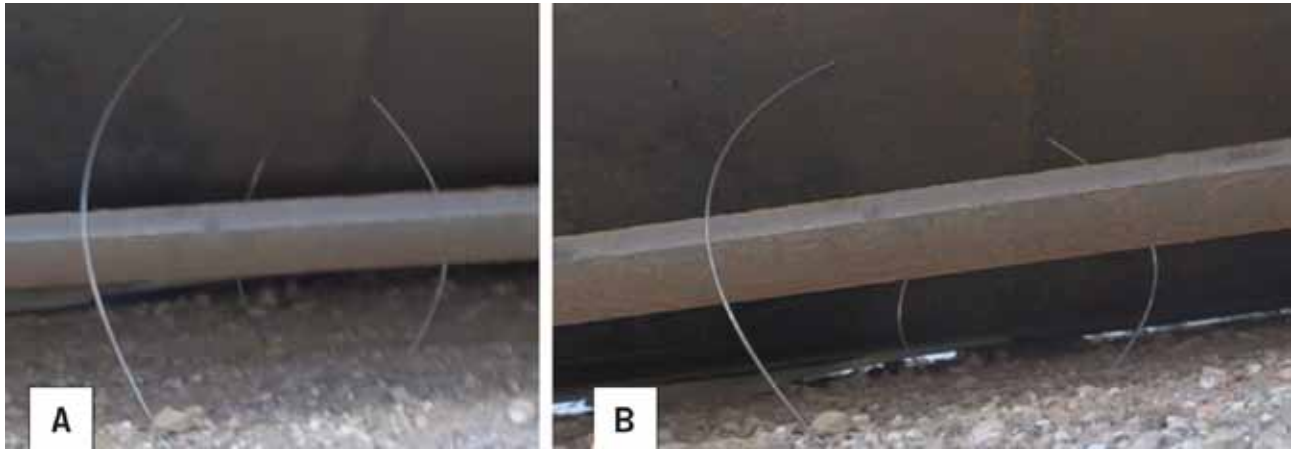


Figura 8. Comparación de deformación antes y después de alcanzar 1,5 kg/cm².

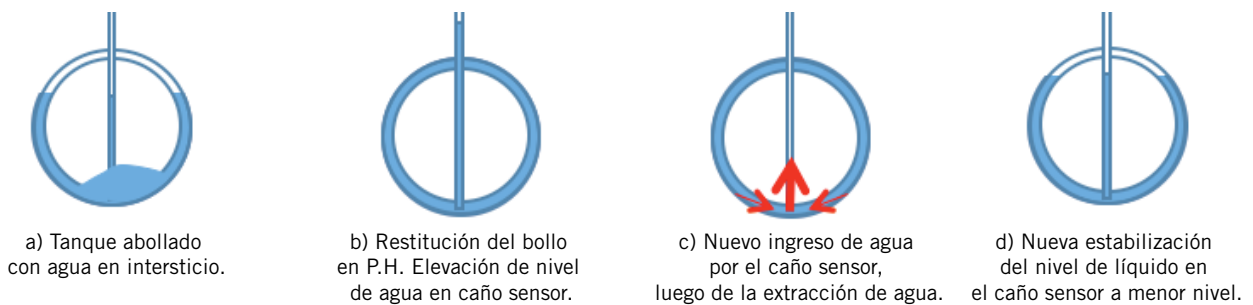


Figura 9. Evolución del nivel de agua en la doble pared en las distintas etapas de la falla.

fica el evento inmediato como única causa. Sin embargo, la identificación de las condiciones preexistentes es un aliado importante a la hora de prevenir la recurrencia de un incidente, puesto que el período durante el cual existió y, por ende, podría haber sido detectada y corregida, es mucho mayor. Esto hace que sea más efectivo prevenir si se actúa sobre las condiciones que sobre los eventos.

En el caso de estudio, el evento que generó la falla fue una equivocación al llenar el tanque, pero una condición que permitió que este evento ocurriera fue la utilización de reducciones instaladas en las bocas utilizadas para la presurización y el llenado del tanque, lo que generó que existieran tres conexiones de 2", y entre ellas, el caño sensor.

En el diseño original, el caño sensor es la única conexión de 2", lo que facilita su identificación. Es habitual que las modificaciones al diseño generadas en obra o durante la operación, cuando no están asociadas a un exhaustivo análisis previo, generen condiciones adversas imprevistas, como la mencionada.

Conclusiones

En este artículo se muestra un ejemplo exitoso de un análisis de causas raíz de falla. El método fue aplicado ante la falla durante la prueba hidrostática preoperacional de un tanque de acero con una cubierta de PRFV, usado para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburo. Cuando la presión llegó a 0,7 Bar, el tanque tembló bruscamente, y el caño sensor del intersticio tanque-cubierta indicó que este se había llenado de agua.

Los estudios experimentales y los modelos realizados permitieron determinar que no había ocurrido una fuga en el tanque, sino que el ingreso de agua al caño sensor y al intersticio entre el tanque y la cubierta fue a través de agua ingresada desde el exterior a través de la conexión del caño sensor. Esto se atribuye a, al menos, dos causas raíz:

- un error durante las maniobras previas a la prueba hidráulica (evento).
- modificaciones en el diseño a partir del acoplamiento de re-

ducciones a las conexiones por las que se llenó y se presurizó el tanque, que generó tres conexiones del mismo diámetro, que incluye el caño sensor (condición).

La abolladura producida originalmente solo fue detectada durante la prueba hidráulica cuando la presión interna en el tanque generó su restitución.

Bibliografía

1. Otegui, J. L. (2014). Failure Analysis, Fundamentals and Applications in Mechanical Components. Jose Luis Otegui. Springer.
2. www.bertotto-boglionone.com > products > view > TANQUE_DOBLE_PARED
3. Otegui, J. L. y Rubertis E. (2008). Cañerías y recipientes a Presión. Eudem.
4. ASM Metals Handbook. Volume 11: Failure Analysis and Prevention.
5. Eckert. (2005). Apollo Root Cause Analysis (RCA)-A Summary, ApolloAssociated Services, Ltd.

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS
AHORA EN TUS REDES SOCIALES



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca

You Tube

youtube.com/IAPGinfo



LinkedIn

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar



La sustentabilidad en la industria de los hidrocarburos

Por *Ing. Raúl Alfredo Dubié*

“Tenemos que tomar cada oportunidad que se presente para educar al público acerca de cómo somos, cuáles son nuestros valores, qué hacemos y las nobles causas que perseguimos”.

Sustentabilidad implica sobrevivir en el largo plazo conciliando tres dinámicas de la empresa: la económica, la social y ambiental.

En la industria de los hidrocarburos, la dinámica económica ha sido el *driver* principal en los últimos 150 años; sin embargo, debido a que no se ha comunicado con mayor fluidez los temas ambientales, se formó una reputación errónea en la sociedad.

Las regulaciones de los entes de control y la autoconciencia han hecho que hayamos aplicado los más altos estándares ambientales en

nuestras operaciones durante los últimos treinta años. Pero, a pesar de todo lo que se hace al respecto, las compañías no lo difunden al gran público, y la sociedad sigue teniendo una mala imagen sobre nuestra actividad.

La guerra entre Rusia y Ucrania ha sumido a Europa en una crisis energética, y puso en evidencia la importancia y la dependencia de los hidrocarburos, especialmente del gas natural.

La comunidad internacional en su totalidad se preocupa por el incre-



el mundo, entre 1990 y 2000, había sido suministrada por el petróleo en un 34,5%, el gas natural en un 24,6% y el carbón 2en un 7,4%.

Aunque el 60% de la energía que movió al mundo provino de los hidrocarburos, no se ha difundido adecuadamente cómo nuestra industria ha mejorado la calidad de vida de la humanidad en estos últimos 150 años, alimentando, vistiendo y transportando a más de 7,5 mil millones de habitantes. Y en consecuencia tampoco se ha creado conciencia acerca de ello.

Es hora de difundir más y mejor nuestra versión, la sociedad debe saber que somos una industria diná-



mento de los precios de los combustibles y su influencia en la inflación, y por tanto, en el estado de bienestar de los ciudadanos.

Hasta el comienzo de la pandemia por COVID-19 en 2020, la opinión pública se enfocaba en las emisiones de gases de efecto invernadero, se hablaba de fabricación masiva de automóviles eléctricos para 2035, y de un futuro cercano en el que las energías renovables replazarían gran parte de los hidrocarburos. Sin embargo, los datos indicaban otra cosa: la producción de energía en

mica con desarrollo y utilización de tecnología de punta. Tenemos que tomar cada oportunidad que se presente para educar al público acerca de cómo somos, cuáles son nuestros valores, qué hacemos y las nobles causas que perseguimos.

Se debe crear conciencia de que, mientras se desarrollen nuevas fuentes de energía renovables, es fundamental contar con el apoyo de la sociedad para que la industria de los hidrocarburos pueda seguir contribuyendo sin obstáculos al mantenimiento de los actuales estándares de vida.

Una opinión pública desfavorable se traduce en mayores restricciones para nuestras actividades, coacciones para operar, desaliento y aversión en los jóvenes para creer en la posibilidad de desarrollarse en nuestra industria.

Los buenos resultados solo pueden lograrse a través de efectos combinados de empresas competitivamente eficientes y responsables, comunidades dispuestas a participar, comprometiéndose con un modelo de rendición de cuentas y respeto mutuo. Se necesitarán también políticas públicas que ayuden a las empresas a hacer lo correcto.

En conclusión, si queremos ser sustentables, debemos enfocarnos en la excelencia operacional, las relaciones de confianza con entes reguladores y las comunidades donde operamos, en forjar reputación con los grupos de interés. Contemos nuestra historia una y otra vez, creamos en nuestro propósito y difundámoslo con pasión.

En la última compañía en la que trabajé, acuñé el siguiente eslogan: “Queremos ser la compañía preferida para trabajar, asociarse y tenerla como vecina”.

A modo de reflexión, cabe insistir en que la reputación y la sustentabilidad no se consiguen de la noche a la mañana, principalmente, son la consecuencia de un proceso de liderazgo responsable del que, finalmente, emerge una cultura distinta.

El Ing. Raúl Alfredo Dubié es escritor, conferencista, mentor y facilitador de procesos de transformación cultural en las organizaciones. Es ingeniero industrial por la Universidad de Buenos Aires con Especialización en petróleo.



Los 100 años de YPF: el recorrido que llevó al decreto de Yrigoyen

Por *Ing. Rubén Caligari*

Una cronología desde el principio de
la producción petrolífera en la Argentina.



El petróleo de Comodoro Rivadavia

En 1902, durante la segunda presidencia de Roca, se crea en el ámbito del ministerio de agricultura una Comisión de Estudio de Napas y Agua, al frente de la cual se nombra a Enrique Hermitte, joven ingeniero que había trabajado en la empresa mendocina de Explotación de Petróleo tras la renuncia de Fader. La comisión tenía como objetivo la exploración no solo de agua subterránea sino el reconocimiento geológico del subsuelo y la búsqueda de carbón y minerales en general, incluido el petróleo. Y se organizaba en cuatro secciones: Geología, Minas, Hidrogeología e Hidrología, esta última encargada de las perforaciones, dirigida por Julio Krause.

Hermitte encaró un ambicioso programa que en 1907 completó 26 pozos, uno en Comodoro Martín Rivadavia, territorio de Chubut, en búsqueda de agua y no petróleo, cuya exploración se orientaba, en la época, a zonas con afloramientos de alquitrán. Algo que no se asocia a ese territorio, eran conocidos en Neuquén, Mendoza y Salta.

Tras cuatro años de trabajos, el pozo 2 comprueba la presencia de

petróleo a 525 m de profundidad con un ensayo inicial de 50 m³ diarios por surgencia natural (Figura 1). Es el 13 de diciembre de 1907 y, por primera vez en el mundo, un Estado, con su personal y presupuesto, y siguiendo un programa sistemático de exploración del subsuelo, encuentra petróleo. El hecho de que el descubrimiento se produjera en un territorio nacional y por una comisión de agentes del Estado influirá fuertemente en el desarrollo posterior de la industria en la Argentina. El legajo del pozo, documento oficial de la perforación, cita lacónicamente que “no se comprobaron capas de agua y que entre 525 m y 540 m de profundidad se encuentra un yacimiento petrolífero (en) arenisca fina gris”. Hermitte se refiere al rol del azar en el descubrimiento en la Memoria de la Dirección de Minas de 1916: “El descubrimiento de Comodoro Rivadavia es una consecuencia sino directa, por lo menos mediata, del Decreto de Octubre 25 de 1904, disponiendo la confección de un mapa geológico de la República (...). Cier to es que la perforación ubicada (...) a principios del año 1907, no tenía por objeto comprobar deducciones consecuentes a estudios geológicos superficiales. Allí, (...), la perfora-

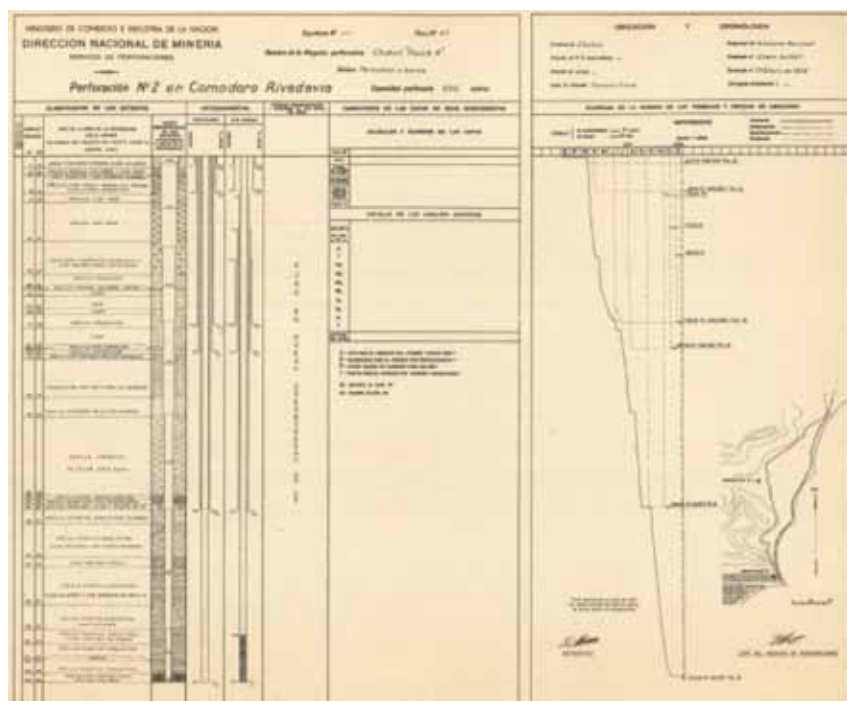


Figura 1. Perfil del pozo Comodoro Rivadavia 2.

El Código de Minería sancionado en 1887 que regularía la exploración petrolera durante las primeras décadas del siglo XX no menciona petróleo ni gas natural limitando la definición de combustibles a *hulla, lignito, antracita e hidrocarburos sólidos*. La omisión, cuando había explotación del petróleo en el mundo y antecedentes locales significativos, muestra que la voluntad legislativa asignaba al petróleo una entidad tal que justificaría un orden legal específico que, como se describe en esta nota, tardaría en concretarse.

ción fue (*sic*) determinada «por un motivo de orden práctico, o sea la necesidad de buscar agua».

El día siguiente al descubrimiento de Comodoro Rivadavia y mediante un decreto, el presidente Figueroa Alcorta crea la zona de Reserva Fiscal “con radio de 5 leguas kilométricas y a todo rumbo desde Comodoro”, unas 100.000 ha en tierra, con el objetivo de impedir que particulares reclamaran áreas para explotar el recurso a perpetuidad en virtud del código vigente. La administración de la Zona de Reserva de Comodoro quedó bajo la responsabilidad de la Dirección de Minas y se designó como director de operaciones a Pablo Viteau, ingeniero de la Escuela de Minas de París, acompañado por el geólogo Ricardo Stappenbeck y el químico Fritz Reichert.

No hubo otras medidas hasta un año después. En 1910 el presidente anuncia el envío de un proyecto de ley para el petróleo de Comodoro Rivadavia, consciente de que si la Argentina iba a entrar en la era del petróleo necesitaría una legislación apropiada para poner en valor el recurso y generar condiciones de financiamiento de la explotación. Mientras tanto en el Senado se abrían duras discusiones en torno a la cuestión de la explotación pública o privada, influidas tanto por las ideas liberales o nacionalistas o la pura especulación de los actores como por la desconfianza en las capacidades de la empresa privada y de la gestión estatal en el manejo de una nueva industria que la complejidad tecnológica sumaba una dosis de riesgo. Mientras, en el país aumentaban las necesidades de energía asociadas a iluminación y generación eléctrica en un contexto de tensión internacional, que sumaba presión a las cuentas nacionales.

La Ley 7059, de solo cinco artículos, fue finalmente aprobada el 6 de setiembre de 1910, constituyéndose en la primera ley específica para la explotación petrolera. Según esa ley, se reservan 5000 ha en la zona petrolífera dentro de las que no se concederán permisos por cinco años, y autorizaba al Ejecutivo a dividirla en sectores de 625 ha para su ofer-

ta pública o explotación directa por administración destinando el producido “principalmente para uso de la armada y ferrocarriles nacionales”. Esta norma da sustento legal a la explotación en reemplazo del precario decreto de reserva, promueve la intervención privada y define que la explotación por el Estado no persigue la apropiación de las eventuales rentas sino el abastecimiento seguro. A fines de tornar operativa la ley y para encargarse de la dirección y ejecución de los trabajos se crea, el 24 de diciembre de 1910, la Dirección General de Explotación del Petróleo

de Comodoro Rivadavia integrada por Hermitte, que mantiene su cargo de director de minas, Huergo, quien conducirá las operaciones, y suma a Pedro Arata, químico y decano de Agronomía y Veterinaria, el ingeniero José Villalonga y el comerciante Adolfo Villate.

Hasta ese momento solo una empresa, la Compañía Petrolífera del Golfo de San Jorge de capitales nacionales y titular de un permiso de cateo, había solicitado permisos sobre unas 12.000 ha y completado un pozo de 664 m abandonado por estéril. Con la apertura de tierras

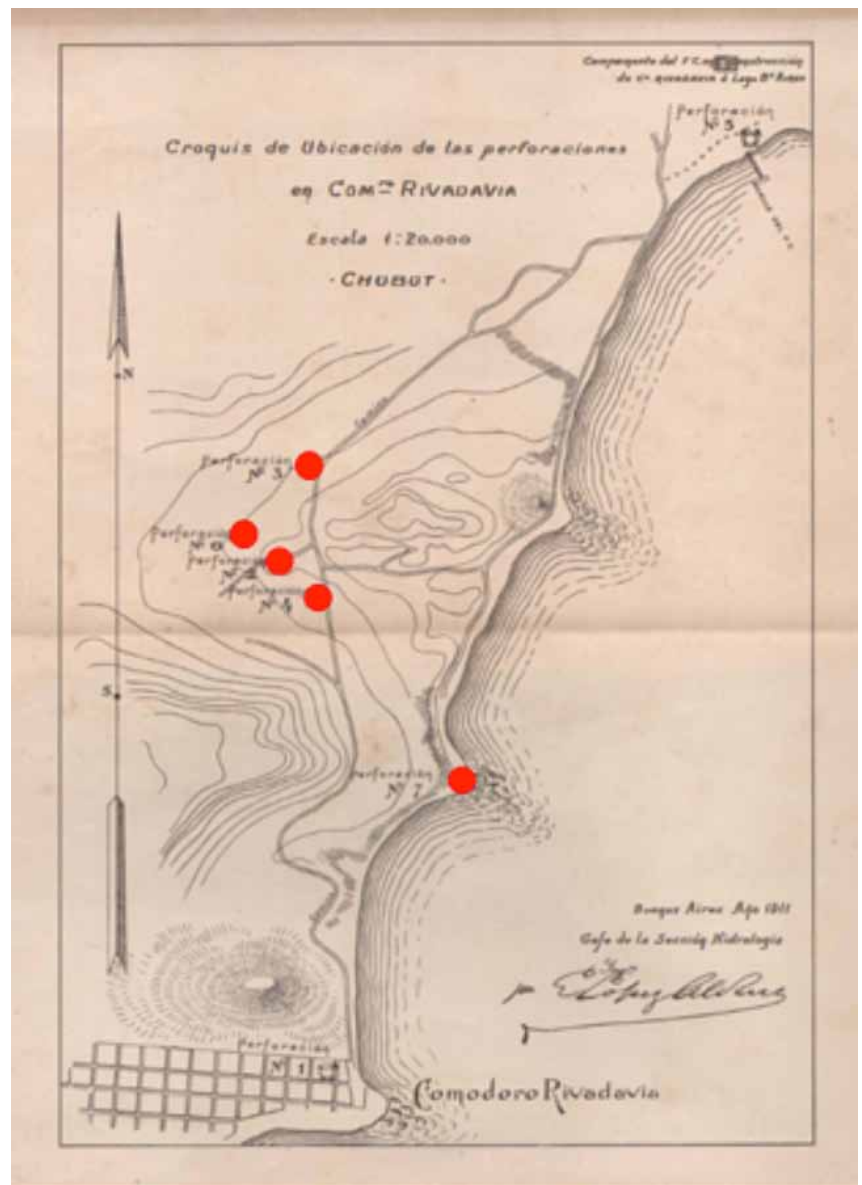


Figura 2. Zona de Comodoro Rivadavia y las perforaciones realizadas hasta 1911.

próximas a la explotación estatal se renovó el interés de particulares, siempre condicionados por las limitaciones técnicas y financieras y los exiguos plazos del código de Minería: se solicitaron 151 permisos de cateo en 1910 y 186, de los que se otorgaron 85 en 1911, prácticamente sobre toda la superficie disponible, que caducaron al no concretarse descubrimientos (Figura 2).

Al tomar a su cargo la explotación de Comodoro Rivadavia, la Comisión contaba con solo tres pozos en condiciones, números 2, 4 y 7, y en enero de 1911 producía alrededor de 1 m³ por día de petróleo. Los errores de medición impedían cualquier análisis acerca del potencial uso del recurso. Huergo preparó el programa de trabajos para activar la operación ya con el ingeniero Leopoldo Sol como administrador. La producción se recupera después de las primeras intervenciones de pozos y totaliza 2082 m³ en 1911, que se triplica en 1912, un desempeño todavía modesto. Para la Marina, cuya flota dependía de combustible importado, el descubrimiento de Comodoro mereció la mayor atención y presentó su propio proyecto de desarrollo, accediendo a la conducción de la política petrolera cuando se nombra en la Comisión al Almirante Ingeniero Gustavo Sundblad Roseti. El proyecto de Huergo apuntaba a la sustitución del carbón importado por petróleo nacional y denunciaba la supuesta presencia de trusts extranjeros acaparadores, algo descartado por los mismos actores.

Hacia 1911, los operadores privados habían instalado en la zona seis equipos perforadores sin que ninguno completara un pozo ni comprobara producción. La Argentine Gulf Oil Syndicate inició un pozo que debió abandonar por razones financieras declarándose en quiebra, y otras cuatro empresas (Astra Argentina, Sindicato Petrolífero Pozo de Menéndez, Compañía Especial de Perforaciones y Sindicato de Perforaciones de Comodoro Rivadavia) mantuvieron actividades exploratorias entre 1912 y 1915 perforando nueve pozos, ninguno de ellos productivo (Figura 3). Motivado por la

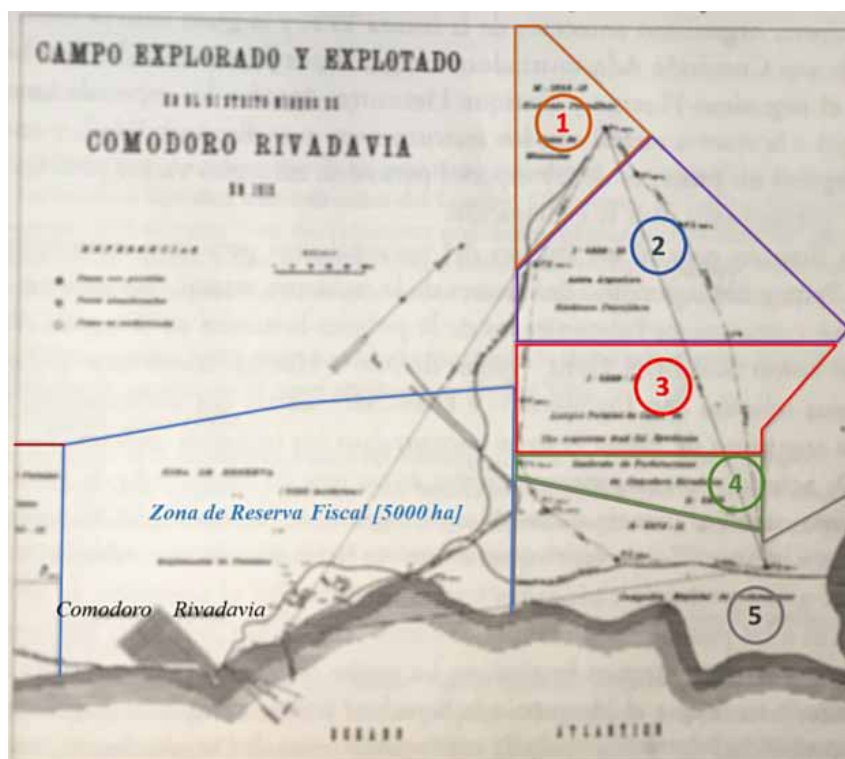


Figura 3. Reserva fiscal de Comodoro Rivadavia y zonas de explotación de operadoras privadas en 1915. 1) Pozos de Menéndez; 2) Astra Argentina; 3) Argentinian Gulf Oil Syndicate; 4) Sindicato de Perforaciones de Comodoro Rivadavia; 5) Compañía Especial de Perforaciones.

denuncia de Huergo, el presidente Sáenz Peña emitió en 1913 un decreto que limitaría las maniobras especulativas y pondría orden en la exploración de las zonas adyacentes a la reserva. Con este caducaban a su extinción los permisos de cateo otorgados y se prohibía la denuncia de nuevas minas —lo que significaba en la práctica la extensión de la reserva fiscal— a la vez que propiciaba el tratamiento de una legislación específica. Tras el decreto solo quedaron firmes tres permisos: Sindicato de Perforaciones, Astra y Compañía Argentina de Comodoro Rivadavia, y terminó la especulación sin llegar a prohibir la actividad de particulares. Al asumir Victorino de la Plaza, en 1914, se abrieron oportunidades para las empresas que quisieran entrar en el negocio petrolero porque se limitó la prohibición de otorgar permisos dentro de la reserva solo a las tierras fiscales, ampliando el área disponible para la exploración según los términos de la ley minera. Así algunas empresas lograron permisos,

pero ninguna alcanzó la importancia de Astra.

La difusión de las actividades generó consenso público acerca de la relevancia del petróleo como fuente de energía y la necesidad de una legislación específica. Sáenz Peña había presentado un proyecto de ley en 1913, ese año también ingresó el proyecto del conservador Escobar, y en 1914 se sumaron otros tres, dos radicales y uno socialista. En los proyectos de Escobar y del radical Alfredo De Marchi, se coincidía en la necesidad de incorporar inversiones privadas, para Escobar bajo la figura de una sociedad mixta inspirada en la Anglo Persian, y para De Marchi se mantenía la propiedad fiscal de los yacimientos y los privados incorporaban capitales y tecnología en un contrato de explotación sin disponibilidad de la producción. El otro proyecto radical, de Tomás De Veyga, proponía que la explotación de los yacimientos fiscales estuviese a cargo de una sociedad anónima mixta que sumaba capital nacional

suscripto con el aporte popular o con emisión a cargo de la Caja de Conversión e incluía precios preferenciales para el Estado y medidas proteccionistas.

El proyecto de De la Plaza expresaba su desconfianza en la competencia del Estado para encarar una operación eficiente y sobre todo las limitaciones financieras que derivaban de condicionar la explotación a las leyes de presupuesto y contabilidad. Sin renunciar a la propiedad estatal de las reservas buscaba atraer a las grandes empresas extranjeras con probada experiencia y contratos refrendados por el Congreso. Por su parte, el socialismo presenta su proyecto de ley de exploración y explotación de yacimientos petrolíferos situados dentro y fuera de la reserva fiscal, firmado por Francisco Cúneo en agosto de 1914, más elaborado que los del ejecutivo y los radicales. Este proyecto discrimina entre zonas de exploración y explotación, donde la existencia de petróleo ya había sido probada. Para las primeras define un área de permiso de 1000 ha y un plazo de un año para comenzar los trabajos bajo la supervisión de la autoridad minera. Dado el descubrimiento, se otorgaba una concesión por 50 años, que reduce el área a 243 ha y queda para el Estado el resto con canon proporcional a la superficie, una regalía del 10% y una rentabilidad limitada al 15%. El Estado mantenía su propia explotación como vehículo de regulación y garantía de suministro estratégico y retenía el monopolio sobre el transporte de productos, una referencia al accionar de la Standard en Estados Unidos. El proyecto, progresista si se lo compara con los contratos que por esa época se firmaban en otros países, avanzaba con definiciones propias de las actuales concesiones, distinción entre exploración y explotación, límites en superficie y tiempo, pago de regalías además de impuestos, y reservaba para el Estado funciones esenciales sin interferir con la iniciativa privada. No llega a discutirse porque la guerra impone condiciones de coyuntura que postergarán mayores análisis.

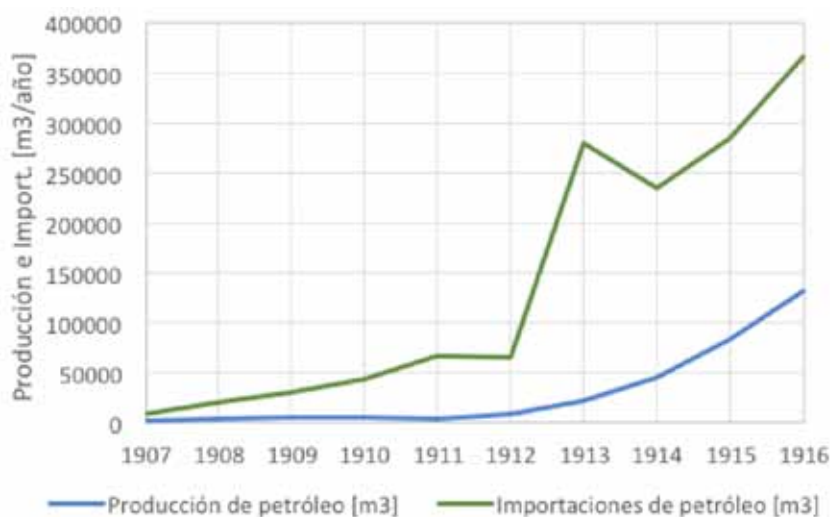


Figura 4. Producción e importaciones nacionales de petróleo al asumir Yrigoyen.

Inglaterra, principal proveedor, frena las exportaciones de carbón, en ese momento el insumo energético fundamental, mientras aumenta la demanda de petróleo traccionada por el crecimiento de la industria en plena sustitución de importaciones y por la comunicación oficial y las ventajas asociadas. Las dificultades de transporte desde Comodoro hacían que mientras se acumulaba el petróleo producido no se pudiera dar cuenta de la demanda en Buenos Aires. El primer embarque se vendió a 23,50 \$mn/ton a la italiana CIAE, pero rápidamente aumenta la demanda y los precios escalaron a 60 \$mn/ton en 1916, muy convenientes en relación con el precio de sustitución del diésel oil importado. La explotación fiscal en Comodoro mejoró su desempeño desde el ingreso de la Comisión y con mayor ejecutividad y recursos la producción creció en forma sostenida. El crónico déficit de financiamiento de las operaciones y las limitaciones de la Ley de Contabilidad se solucionarían mediante una declaración del gobierno de octubre de 1914 ratificada por el Congreso que, además de mejorar la ecuación económica de la explotación creaba incentivos para la eficiencia y la negociación de precios de venta.

También se designaron comisiones técnicas de la Dirección de Mi-

nas para evaluar la geología de Neuquén según su plan rector y, poco después, se iniciarían las perforaciones en la cabecera de rieles de Plaza Huincul, mientras se comenzaba a negociar con el gobierno de Salta, donde había indicios de petróleo de mejor calidad. La industria argentina se afirmaba: con una producción cercana a 130.000 m³ en 1916 abasteció el 55% de la demanda interna, incorporaba dos nuevos buques tanque de 3300 tn y 4750 tn de porte en construcción en los Estados Unidos y el aporte de compañías nacionales se preparaba para asegurar el suministro de un mercado en expansión. Cuando se agota el plazo de cinco años para otorgar nuevos permisos de la Ley 7059, se acuerda una prórroga por otros cinco, un ejercicio pragmático dado el contexto, pero que deja pendiente el ordenamiento legal de la industria (Figura 4).

La política petrolera de Yrigoyen y la creación de YPF

En 1916 se cierra un ciclo político de inspiración liberal para dar lugar a un gobierno que se asume disruptivo, el representante de la Causa Nacional heredera de los principios originarios de la Argentina. Hipólito Yrigoyen accede a la pre-

sidencia el 12 de octubre de 1916 en medio del fervor popular y, por primera vez, como resultado de elecciones según la Ley Sáenz Peña. Su proyecto, la Reparación Nacional, apuntaba a rescatar derechos populares que se asumían postergados, aunque no fueron las transformaciones de fondo sino los cambios de estilo los que identificarían a su gobierno porque subsistían condicionantes estructurales (modelo de producción, finanzas, fragilidad externa) y una base de apoyo alineada con los intereses del agro. Recibe el Estado en situación difícil por las consecuencias de la guerra (el ejercicio 1916 cerró con un déficit superior al 50%) y fuerte impacto de las importaciones de combustible. Las restricciones impuestas por la guerra alentaron un proceso incipiente de industrialización sustitutiva que al abrirse el comercio no tuvo continuidad, aunque los saldos positivos de la balanza se mantuvieron durante todo el conflicto.

El apoyo de Yrigoyen a la industrialización, los ferrocarriles y el desarrollo local no pudo torcer la dependencia agroexportadora cuyos saldos comerciales sumados a la ortodoxia financiera sostienen las cuentas nacionales, ahora en un escenario diferente: las nuevas industrias, la electrificación urbana y el crecimiento del parque automotor demandan combustible, las importaciones de carbón son reemplazadas por las de petróleo, suman tensión sobre las cuentas públicas y ponen en foco al proyecto estatal de Comodoro Rivadavia.

El abastecimiento energético del país sufría las restricciones impuestas por la guerra, fuerte recorte de las importaciones de carbón, transición acelerada de la matriz y aumento de la demanda de petróleo, una cuarta parte de producción local. La industria montada por los gobiernos conservadores se mostraba ordenada, con conducción profesional e independencia financiera, trabajaba en el primer pozo en cuenca neuquina que ya había manifestado indicios de petróleo y registraba una limitada actividad de compañías particulares

bajo control estatal. Quedaban aspectos clave por resolver para encauzar la industria que sería responsable de proveer energía en el futuro y nada impedía proponer una agenda de discusión ordenada sobre grado de apertura al capital privado, régimen regulatorio y, sobre todo, objetivos, grado de autonomía y sistema de gobernanza de la explotación estatal.

Los proyectos de ley del petróleo presentados, algunos voluntaristas con escasa probabilidad de atraer inversores de riesgo y otros que sin ceder la propiedad fiscal de los yacimientos permitían una apertura al capital y tecnología privados, mostraban la heterogeneidad programática del gobierno acerca de la gestión energética. Cuestionamiento que podría extenderse a las otras fuerzas con la probable excepción del socialismo que defendía el rol de planificación y control indelegable del Estado y admitía la concurrencia de los capitales privados indispensables.

El respaldo yrigoyenista a la nacionalización de los recursos petroleros no formaba parte del programa del partido, aunque derivó hasta convertirse en eje de sus políticas por la creciente influencia del ideario nacionalista y las demandas de su base electoral. La explotación fiscal se había mostrado competente, el incipiente empresariado petrolero local estaba lejos de convertirse en un elemento de presión y, al contrario, las compañías que operaban en Comodoro dependían en varios aspectos de la explotación fiscal. Con las petroleras extranjeras, las relaciones resultaban complejas: Las antecedía la negativa reputación de la Standard y se identificaban con los intereses de las provincias potencialmente productoras (Mendoza, Jujuy y Salta) enfrentadas con el gobierno central e intervenidas por este.

Yrigoyen se refiere al tema energético en su primer mensaje al Congreso destacando la disminución de las importaciones de carbón mineral, reemplazado en parte por petróleo local, y el interés del ejecutivo en “iniciar la exploración del país en su triple aspecto: geológico, agrológico y forestal”, sin precisiones sobre

la explotación fiscal de Comodoro Rivadavia. Aunque varios proyectos de ley del petróleo tenían estado parlamentario, el presidente decidió impulsar un proyecto propio y anuncia que tiene en estudio un proyecto de legislación petrolífera adecuada a la excepcional producción esperada y destinado a fomentar la industria en todas las regiones del país. En 1918 destaca el aumento de perforaciones –39 pozos contra los 22 de 1916– y de producción que es 38,9% superior en un marco de restricciones a la llegada de insumos por causa de la guerra. Al año siguiente, vuelve a referirse a la actividad en Comodoro, donde a pesar de los condicionamientos se han perforado 25 nuevos pozos y logrado, a pesar de la huelga que afectó la operación, un 8,8% más de producción. Las investigaciones encaradas por la Comisión de Explotación, tras el impulso de la regulación de 1915 que le daba autonomía financiera, produjeron en 1918 el descubrimiento de los yacimientos de Plaza Huincul, sobre la traza del ferrocarril a Zapala, un petróleo de calidad superior al de Comodoro por su facilidad de manejo y rendimiento en la destilación. Volverá sobre el tema en 1920 con el reclamo de una ley que mantenga el control del Estado y deje a la iniciativa privada la explotación de los yacimientos fuera de las zonas de reserva. Finalmente, el 23 de setiembre de 1919, envió al Congreso el proyecto de ley reglamentando el régimen legal, técnico, económico y financiero de la explotación de petróleo, que entre largos debates no alcanzaría consenso. A pesar de los reclamos de Yrigoyen al Congreso en 1921 y 1922, convertirlo en ley sería imposible, sobre todo por las disidencias internas en el gobierno.

Los mensajes de Yrigoyen destacan al petróleo como el combustible más conveniente y promueven su explotación a gran escala siguiendo el ejemplo de las naciones modernas. Sin embargo, en una apelación ética opuesta al extractivismo, descarta el objetivo de rentabilidad y subestima cuestiones tangibles, como propiedad del recurso, escala apropiada a la demanda futura de energía y ori-

gen de las inversiones. Además de sus indefiniciones, la administración de Yrigoyen prestó escasa atención a la gestión administrativa en el tema petrolero: Los miembros de la Comisión habían presentado su renuncia al nuevo gobierno en 1916, que la dejó en suspenso mientras estudiaba la situación que se resolvería cuando la reemplaza un director en el contexto de las huelgas de 1917. En cuanto a resultados, la producción de Comodoro no satisfacía la demanda interna pese a los esfuerzos de la administración para aumentarla, en parte porque el Congreso no había aprobado las partidas solicitadas y por las restricciones que imponía la guerra. Su pronóstico de producción de 200.000 tn para 1917, un 66 % superior al año anterior, no se alcanzó: ese año se produjeron 131.000 tn, que sumaban 173.000 tn con la producción de las compañías privadas operando en Comodoro, y aumentaron a 193.381 tn en 1918, todavía por debajo del pronóstico para el año anterior. Para mostrar su compromiso con el desarrollo del recurso, el 16 de mayo de 1918, el presidente Yrigoyen visitó los yacimientos petrolíferos de Comodoro Rivadavia, una gesta si se consideran las limitaciones de transporte de la época (Figura 5).

Para facilitar el acceso al com-

bustible de la industria nacional, los operadores privados vendían su producción a la explotación fiscal, que la transportaba a Buenos Aires para consumo principalmente de las generadoras eléctricas, la alemana CATE y la italiana CIAE. Ambas más tecnificadas que las incipientes industrias locales y beneficiarias de un precio subsidiado por el Estado, que necesitaba desarrollar un mercado para la creciente producción sin encarecer las tarifas al público. En el período de guerra los precios del petróleo habían crecido hasta valores que justificaban una explotación que, en otras condiciones, hubiera resultado subeconómica, dando a la administración fiscal mayor capacidad operativa mientras disimulaba ineficiencias puntuales que se incorporarían al estilo de gestión. Esta administración, que consideraba la eficiencia como un atributo secundario de la explotación en tanto se abasteciera al país –el presidente había expresado su preferencia por beneficios que “no sean cuantiosos”– sería criticada en forma explícita por Mosconi.

El proyecto de ley del petróleo presentado por Yrigoyen en 1919 proponía federalizar la propiedad de los recursos, aseguraba al Estado el derecho a explotarlos y definía las condiciones de acceso para el capital

privado. El monopolio estatal de la actividad no forma parte del proyecto, aunque el mensaje presidencial que lo acompaña parece apoyarlo: “La riqueza de la tierra como la del subsuelo mineral de la República, no pueden ni deben ser objeto de otras explotaciones que las de la Nación misma; (...) poniendo en manos del Estado el dominio efectivo de los yacimientos petrolíferos y confiriéndole el monopolio de su explotación y comercialización”, afirma el derecho del Estado a una porción de lo producido, que atribuye al hecho del descubrimiento, no de su propiedad original y su carácter de no renovable, y abre una opción a la actividad privada marcando el rol subsidiario del Estado en lo que hace a las obras de infraestructura. La discusión que siguió, intensa y que no ocultaba la voluntad de limitar las operaciones de la Standard, dada su presencia dominante en el mercado de combustibles, ocurría en medio de la cuestión de los aranceles y mezclaba aspectos éticos, políticos y de intereses afines a ambas potencias con cierta voluntad discriminatoria de Yrigoyen contra los Estados Unidos frente a sus competidores británicos.

Quienes se oponían representaban tanto intereses comunes, aumentar la producción y abaratar el precio de productos esenciales al desarrollo social e industrial, como demandas de seguridad jurídica del capital internacional interesado en acceder a la que se consideraba la frontera más promisorio de la industria en el momento. Al asignar al recurso el carácter de bien no renovable privado de la Nación, que justifica la intervención y el control del Estado, configuraba, de hecho, un avance sobre la soberanía provincial prevista en el antiguo código. El proyecto preveía la creación de reservas en las regiones petrolíferas que garantizan al Estado la producción propia sin negar la apertura a particulares e incluía una mención a trabajos mínimos y metodologías –requisitos que recogen todas las legislaciones modernas como forma de permitir el acceso a la explotación a operadores recono-



Figura 5. El presidente Yrigoyen visitando los yacimientos de Comodoro Rivadavia en mayo de 1918.

cidos, asegurar que las tareas se realicen según las mejores prácticas de la industria y al mismo tiempo comprometer las inversiones para optimizar el recurso—. Cuando menciona a los grandes monopolios apunta a la Standard Oil, un actor principal en el mercado de combustibles que en ese momento solo operaba campos en Perú y México, había fracasado en Comodoro y recién comenzaría a operar sus concesiones argentinas de Neuquén y Salta en 1926.

El artículo 3 de la propuesta expresa una idea difusa sobre la necesidad de limitar la explotación del recurso a las necesidades del desarrollo nacional y no a la procura de renta o exportación de excedentes, algo que la misma ley permitía, previa autorización del Ejecutivo, según el artículo 4. El proyecto distinguía entre zonas reconocidas, aquellas donde se hubieran comprobado descubrimientos, una definición vaga y de difícil aplicación, zonas desconocidas y zonas de reserva (Comodoro Rivadavia y Plaza Huincul), limitando la aplicación de la ley a las primeras y a operadores particulares, aunque al definir los permisos de concesión los autoriza también en las zonas desconocidas, pero acotando los derechos del descubridor que deberá ceder al Estado una porción del bloque a su elección. El modelo de permiso que la ley introduce es el de concesiones, muy resistidas por el nacionalismo económico y justificadas por la necesidad de atraer inversiones, aunque incompatibles con el declarado monopolio de la explotación. El derecho del concesionario quedaba acotado a la explotación en los plazos fijados, con un plan mínimo de trabajos y con pago del canon y regalía variable según el rendimiento y no menor al 8 % de lo producido. Casi un año después, el 20 de julio de 1921, Yrigoyen reitera a la Cámara su solicitud de sanción de la ley en resguardo del concepto fundamental de garantía de la propiedad nacional de los yacimientos, aunque sin comprometer su liderazgo en búsquedas de consensos que resultaran en su aprobación.

Con demanda creciente en el segmento de refinación y distribución de combustibles se cruzaban múltiples intereses: desde 1905 operaba en Campana la refinería de la Compañía Nacional de Aceites que importaba petróleo libre de aranceles para producir kerosene, que contaba con protección. Aprovechando el lucrativo negocio de importación, en 1911 se instaló en Buenos Aires la West India Oil Company, WICO, filial de la Standard, que poco después amplió las instalaciones y tomó el control de la refinería de Campana formando la Compañía Nacional de Petróleo. Aunque la nueva composición accionaria debilitaba las razones para extender la protección a la destilación local se mantuvo el arancel sobre el kerosene y, cuando se discutió en el congreso su reducción para no encarecer el producto en el mercado, tanto la Standard como la Comisión Administradora dirigida por Hergo se opusieron. La competencia a Campana provenía de la norteamericana Texas Co., que importaba kerosene, y de la Anglo Mexican Oil Products Company, filial mexicana de Shell con flota y depósitos propios, que importaba petróleo y fuel oil destinados a las industrias que migraban de carbón a petróleo. Poco después, en 1914, iniciaba sus operaciones la otra gran petrolera mundial, Royal Dutch Shell, como importadora de petróleo y derivados al principio y luego refinando petróleo.

Las refinadoras locales, El Cóndor en Avellaneda y La Isaura en Bahía Blanca, protegidas por el arancel del kerosene y con acceso preferente al crudo nacional, no lograban competir con las importadoras por las limitaciones del contexto doméstico: escala limitada, calidad del crudo, pobre en contenido de livianos y dificultades logísticas en la oferta de Comodoro y acceso limitado a la tecnología. El proyecto oficial para gravar a las importaciones de petróleo crudo iba explícitamente contra la Standard, cuyo negocio dependía de ellas, pero terminaba afectando también a la industria nacional. Los socios argentinos de la Standard

y las refinadoras locales defendían los mismos intereses y denunciaban que la reducción de aranceles, si bien podía hacer caer los precios inicialmente, conduciría al monopolio importador y al eventual cierre de refinerías. En ese momento, el mercado estaba orientado al kerosene mientras que la nafta, prácticamente toda importada era un producto marginal, aunque su consumo iba en ascenso. El gobierno de Yrigoyen expuso claramente su posición en contra de mantener una industria que no fuera capaz de subsistir gravando con un arancel mínimo al petróleo importado, una forma de reconocer que el petróleo nacional no cubría la demanda y que para los refinadores resultaba más caro que el importado. Si bien el enfrentamiento con la Comisión por porciones del mercado y el negocio de la importación de petróleo era real, y escalaría en el segundo gobierno de Yrigoyen, en ese momento también, pesaba el fuerte símbolo del desmembramiento del trust norteamericano que sacó a la luz los métodos de Rockefeller y el empoderamiento que lograban los gobernadores del norte en la negociación directa con las mayores empresas petroleras.

Junto con su proyecto de ley del petróleo, el gobierno presentó otro que daría sustento a la explotación fiscal de Comodoro Rivadavia. En este se autorizaba la creación de reservas fiscales donde la explotación estaría a cargo del Estado —participarían los gobiernos provinciales si fuera el caso— y se formalizaba la asignación de fondos y distribución de dividendos. La referencia a las provincias resultaba insoslayable en vistas al tratamiento legislativo del proyecto y dadas las controversias entre estas y el gobierno central, especialmente con Salta donde actuaba la Standard. En su artículo 7, el proyecto propone la creación de la Dirección General de los Yacimientos Petrolíferos Fiscales dependiendo del Ministerio de Agricultura en reemplazo de la Comisión Administradora. Los debates se prolongaban sin que se pudieran sancionar

las leyes, que eran urgentes para el Gobierno con el objetivo de atraer inversiones disponibles tras la finalización de la guerra y contenerlas con un marco legal firme. A pesar de esto, los proyectos no fueron incluidos en las sesiones extraordinarias del Congreso en 1919-1920.

En medio de indefiniciones y con un soporte legal precario la industria local se desarrolló y se satisfizo la demanda del creciente mercado interno durante la guerra, pero, cuando se normalizó el comercio mundial y los precios cayeron, la administración estatal no pudo competir con la importación de crudo para refinar, mientras el entusiasmo de los pioneros de la administración fiscal se diluía entre interferencias administrativas e ineficiencias de gestión. Sin la dinámica de las importadoras para interpretar la coyuntura, la producción estatal se encontró con precios en baja y producción en declinación, mientras sus costos de producción subían, en parte por las mejoras otorgadas tras las demandas sindicales. El ministro De Marchi designó a un auditor en Comodoro, Joaquín Spinelli, quien le informaba directamente interfiriendo con la organización formal y cuyos informes, críticos de la administración, motivan la renuncia del director general y el nombramiento de este en su lugar. Por una cuestión referida al otorgamiento de permisos, también renuncia Hermitte a la Dirección General de Minas, Geología e Hidrología. Cuando en octubre de 1922 asume Mosconi como director general de la explotación fiscal la encuentra en una situación que describe como cuasi anárquica como resultado de la falta de directivas precisas y coordinación entre las autoridades del Ministerio y las de la Comisión que, sumadas a los problemas de abastecimiento y la escasa competencia comercial, causaron restricciones a la producción y retrasos en la perforación de nuevos pozos.

A pesar de la mayoría nominal que el oficialismo tenía en Diputados, el proyecto no logró la aprobación por una suma de causas, la más relevante fue la oposición de las

provincias petroleras que no querían que la nueva ley pusiera en discusión su soberanía sobre el recurso garantizada por la ley vigente y delegara el manejo del recurso en la capacidad de negociación y gestión del Estado nacional, de la que desconfiaban. El Congreso, a pesar de la necesidad de definir un marco legal para la explotación de recursos energéticos en un país que los importaba, no consiguió romper la inercia del bloqueo conservador-socialista a las iniciativas oficialistas, y el senado controlado por la oposición ni trató el tema. Más allá de interpretaciones constitucionales, tal vez el argumento más sólido sobre la conveniencia de federalizar los recursos era el del socialista De Tomaso, quien sostenía que dada la importancia del petróleo para el desarrollo y la presión de los intereses extranjeros para controlarlos, no resultaba conveniente delegar el cumplimiento de la ley en las jurisdicciones provinciales. Otras cuestiones más concretas referidas a la explotación petrolera, como el balance entre objetivos y asignación de recursos a exploración y producción, tampoco parecían resueltas para los miembros del gobierno. A sus indefiniciones se agregaban las presiones del capital internacional para acceder al mercado más desarrollado de Sudamérica, los intereses locales en competencia y asociación con aquel y el impacto de las divisiones internas de los diputados oficialistas respecto del tema de la propiedad y el monopolio. Primarían, finalmente, las necesidades políticas del partido de gobierno en un contexto de conflictos entre Nación y provincias y posiciones ideológicas de un nacionalismo ambiguo que confundía gestión estatal con planificación y control del Estado y desconocía la crónica carencia de capital estatal o privado local.

El decreto de creación de YPF

Agotado su mandato sin lograr que se aprobara la ley del petróleo y en medio de cuestionamientos a la

administración fiscal, Yrigoyen crea por decreto, el 3 de junio de 1922, la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), en la órbita del Ministerio de Agricultura, designando al auditor de la administración Comodoro, Joaquín Spinelli, como primer director. En ese momento no había empresas petroleras de propiedad estatal en el mundo, Inglaterra ejercía el control de hecho sobre la Anglo Persian que se gestionaba como una empresa del mercado, aunque hay que reconocer que la YPF creada difícilmente podría ser considerada una empresa en el sentido que hoy se da al concepto, sino más bien una repartición estatal en el ámbito de un ministerio regida por las leyes de la administración pública. Para la Historia, el decreto adquiere un valor simbólico tan significativo como el descubrimiento del 13 de diciembre de 1907, y marca para el radicalismo el final de la ambigüedad que la administración había mostrado hasta entonces respecto de la cuestión del petróleo.

Para la nueva Dirección General no se especifican otros objetivos que los de hacerse cargo de los yacimientos en las zonas de reserva de los territorios nacionales y se define que el precio del petróleo fiscal será fijado por el Ministerio de Agricultura, sin referencias a la apropiación de la renta por el Estado, ni a la exploración y explotación armónica de los recursos naturales, ni al petróleo como eje de la matriz energética, reemplazante del carbón y factor de desarrollo nacional, todos atributos que se fueron incorporando a la empresa estatal. Carente de verdadera autonomía de gestión, el ente creado se diferenciaba de la Comisión solo en el nombre, aunque la federalización de los recursos, la continuidad de la explotación estatal y el estricto control sobre las operaciones de privados eran logros concretos que la primera administración de Yrigoyen podía mostrar.

El decreto extiende la jurisdicción de la administración de Comodoro Rivadavia a Plaza Huincul ajustando los procedimientos a las disposiciones vigentes, Ley 7059 y

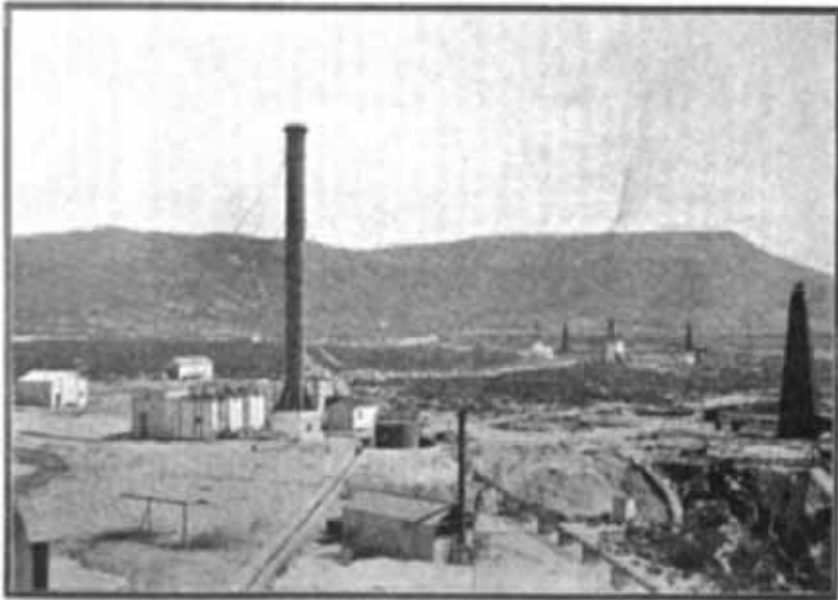


Figura 6. La destilería de Comodoro Rivadavia y los pozos 12, 13, 14, 15 y 16 en 1915.

normas del Poder Ejecutivo, con definiciones específicas sobre la forma de presupuestar y licitar bienes siguiendo la Ley de Contabilidad que apuntan a evitar las prácticas previas cuestionadas. Más allá de su significación política, el decreto no resolvió los problemas administrativos, entre otras cosas porque las normas de contabilidad estatal son difíciles de adaptar a una explotación petrolera remota y porque —en una práctica que con el tiempo se extendería a otras reparticiones oficiales— la Marina no pagaba por los embarques de crudo.

El petróleo ya era el eje de la oferta energética interna: la producción nacional creció más de tres veces entre 1916 y 1922, casi exclusivamente por el aporte fiscal de Comodoro con una incipiente producción de Plaza Huincul y una contribución del 7,5% de las compañías privadas (Figura 6). El crecimiento se apoyaba, por un lado, en la expansión de inversiones internacionales del período y sobre todo al impulso de la industria automotriz cuyo crecimiento pronosticaba una demanda sostenida. En 1922, con un parque de 75.000 vehículos que crecía a razón de 1500 por mes, la Argentina estaba entre los países

más importantes en este sector, de lejos superior al de cualquier país sudamericano e incluso algunos europeos como Francia. Como la demanda de combustibles no se cubría con la producción doméstica se importaba alrededor del 50% y crecía el negocio de refinación del crudo importado: Se habían instalado 16 destilerías, incluyendo las dos estatales de Comodoro y Plaza Huincul, la mayor parte de ellas muy precarias. La destilería de Campana era propiedad de la Compañía Nacional de Petróleo, filial de la Standard, la más importante con una capacidad de refinación de alrededor del 15% de la producción nacional, seguida por la de la alemana Itaca.

En la industria y los transportes se generalizaba el reemplazo del carbón por fuel oil: en 1921 la Hispano Americana de Electricidad consumía 88.670 tn de fuel, cerca de la tercera parte del total producido en el país, el ramal de ferrocarril que atravesaba la Patagonia sur se abastecía con fuel de Comodoro y el Central Norte Argentino, con más de 4800 km de vías, había iniciado la migración al nuevo combustible que llegaba por barco a Santa Fe, así como los británicos Ferrocarril del Sud Oeste y del Pacífico.

Bibliografía

- Argentina (1911). Dirección General de Explotación del Petróleo de Comodoro Rivadavia. Nota fundando el pedido de 2.000.000 \$m/n para proseguir los trabajos.
- Argentina (1915). Informe sobre el estado de la exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos del Distrito Minero de Comodoro Rivadavia.
- Argentina (1919). Memoria de la Dirección General de Minas, Geología e Hidrología correspondiente al año 1916.
- Argentina (1958). Perfiles de perforaciones. Período 1904-1915. Dirección Nacional de Geología y Minería.
- Brady, G. (1923). Argentine Petroleum Industry and Trade. US Department of Commerce. Bureau of Foreign and Domestic Commerce. Trade Information Bulletin N° 81. March 26, 1923.
- Gadano, N. (2006). *Historia del petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Perón*. Edhasa.
- Hermitte, E. (1904). Carbón, petróleo y agua en la República Argentina. Informe presentado en la Exposición de Saint Louis 1904.
- Solberg, C. (1986). *Petróleo y nacionalismo en la Argentina*. Emecé.
- Yrigoyen, H. (1919). Mensaje y Proyecto de Ley de Minas de Petróleo.
- Yrigoyen, H. (1951). Pueblo y gobierno II. Mensajes inaugurales del Congreso de la Nación.
- YPF. Boletín de Informaciones Petroleras (BIP).

Rubén Caligari es Ingeniero en Petróleo por la Universidad Nacional de Cuyo, con estudios en Negocios en la Universidad de Michigan (Estados Unidos) y Magíster en Política Económica por la Universidad de Buenos Aires. Es miembro de la Comisión de Publicaciones del IAPG.



Congresos y jornadas

AOG

Volvemos a la normalidad y, tras un 2022 ajetreado, en el que realizamos dos grandes Expos, retomamos la frecuencia cada dos años, con la Argentina Oil & Gas Expo, que convoca a los más destacados especialistas en el diseño de estrategias para seguir desarrollando una de las industrias que mueve el mayor volumen de negocios del mundo. La próxima edición, que será en septiembre de 2022 en el predio ferial de La Rural (Ciudad de Buenos Aires), busca promover y potenciar un espacio de intercambio comercial que involucre el conjunto de los empresarios representantes de la cadena de valor del petróleo y gas e industrias relacionadas con el compromiso de siempre: respetar el ambiente.

La Exposición Internacional del Petróleo y del Gas es considerada uno de los principales eventos de la industria de los hidrocarburos en la región. Tiene gran reconocimiento internacional y se encuentra consolidada en el mercado del petróleo, gas e industrias relacionadas.

Para su 14^o edición se proyecta la participación de más de 300 empresas en una superficie de unos 35.000 m² y, si repetimos convocatoria, no menos de 30.000 visitantes.

En paralelo se llevará a cabo el 5^o Congreso Latino-



americano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente (ver más adelante). Nuevamente se organizarán rondas de negocios con el fin de vincular empresas argentinas con firmas extranjeras, y un completo programa de actividades académicas que incluye conferencias técnicas, lanzamiento y demostraciones de productos, charlas de sustentabilidad y diversidad, y talleres, entre otras opciones.

Una industria dinámica que produce avances tecnológicos permanentes exige actualización constante. Los miles de visitantes de cada edición lo saben y allí estarán. Más información: www.aogexpo.com.ar



Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad. Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, *workshops*, jornadas y congresos.

Como siempre se profundizará en temas cruciales para la industria: seguridad e higiene, movilidad segura, seguridad de procesos, competencias, indicadores, barreras de control, gestión del cambio, respuesta a la emergencia, nuevas herramientas y tecnologías aplicadas, análisis de riesgo, comportamiento humano, ergonomía y ambiente, gestión de residuos, eficiencia energética y reducción de emisiones, gestión del agua, recuperación de sitios contaminados, indicadores ambientales, y salud ocupacional: factores psicosociales, prevención de adicciones, enfermedades profesionales, manejo del estrés; sustentabilidad, licencia social y vinculación con los objetivos de desarrollo sostenible. Como la AOG 2023, este Congreso tendrá lugar en predio de La Rural, en Av. Sarmiento 2704, Buenos Aires, Argentina.

8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas



En medio una coyuntura energética trascendente, nuestro país enfrenta nuevos desafíos. El área de la producción es crucial para la industria, por ello surge la necesidad de analizarla en el eje del convencional, el no convencional, el *offshore* y el transporte.

Para profundizar en estos temas se desarrollará, en noviembre de 2023, el 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, en la ciudad de Mar del Plata (provincia de Buenos Aires).

El temario incluye ingeniería de producción y operaciones, *offshore*, captura de carbono, geociencias e ingeniería de reservorios, medio ambiente y comunidades, terminación, reparación y estimulación de pozos, economía de la producción, reservorios no convencionales e innovación y transferencia de tecnología.

Se sumará un nuevo Premio de Jóvenes Profesionales, espacio para Transiciones Energéticas; Diversidad e Inclusión.

5° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente

En septiembre de 2023, el IAPG realizará, en el marco de la AOG2022, el 5° Congreso Latinoamericano y Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, organizado por la Comisión de Seguridad, Salud y Ambiente.

Un ámbito para intercambiar experiencias, compartir conocimientos y fomentar la innovación en un área tan sensible de la actividad de nuestra industria del petróleo y el gas, como es el cuidado de las personas y del ambiente. Con la modalidad de presentación de trabajos técnicos, mesas redondas, charlas magistrales y actividades interactivas, reuniremos a técnicos y expertos referentes en temas de salud, seguridad y ambiente de todo el país que contará con la concurrencia de destacados oradores de nivel internacional.



5° Congreso Latinoamericano y 7° Nacional de **Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la Industria del Petróleo y del Gas** IAPG

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Transición energética: el mundo se prepara para el auge de las energías renovables

En el marco de la Expo Industrial y Comercial Innovación Tecnológica, realizada en Comodoro Rivadavia del 21 al 23 de octubre, se llevó a cabo el 1er Foro de Transición Energética Sostenible, organizado por el Gobierno del Chubut y TES (Transición Energética Sostenible), donde participaron destacadas autoridades nacionales y empresarios. Allí, el socio de PwC Argentina, Hernán Rodríguez Cancelo, moderó el Panel Los hidrocarburos en la Transición Energética, haciendo foco en la articulación de los sectores público y privado como fuente de acuerdo para motorizar las inversiones en la región.

La transición energética es un fenómeno que ya está en marcha. Impulsados por la innovación, el capital y la regulación, los modelos de negocio están evolucionando rápidamente y forjan nuevas ecuaciones para crear valor. Las empresas y los inversores sitúan la descarbonización en el centro de su estrategia, en tanto las presiones de la sociedad y los consumidores las obligan a buscar nuevas formas de colaboración.

Los paquetes de estímulo económico que pretenden fomentar la recuperación pospandemia tienen como objetivo crear economías y sistemas energéticos más resistentes. Esta situación se ha visto exacerbada por el conflicto en Ucrania que disparó los precios energéticos a valores históricos y aceleró la transición energética en

Europa. En este sentido, industrias, como la del petróleo, gas, energía, servicios públicos y productos químicos, convergerán y se convertirán en sistemas energéticos integrados.

De cara al 2030, las energías renovables crecerán exponencialmente, mientras que el gas natural lo hace modestamente y el carbón disminuye. Según la AIE (Agencia Internacional de Energía), en 2040, las energías renovables representarán alrededor del 47% del mercado de la electricidad, frente al 29% actual.

La transición de nuestro actual sistema energético tiene un gran impacto. En la actualidad, aproximadamente el 14% de la energía producida proviene de alternativas verdes, y para 2050, representarán la fuerza dominante. Aunque aún no se sabe cuándo concluirá la transición, la dirección es clara: aquellas empresas que adopten la descarbonización de sus cadenas de valor tendrán ventajas estratégicas competitivas y duraderas.

“Acertar en el proceso de transición energética es vital en muchas dimensiones: tecnológica, estratégica, medio ambiental y económica. El alcance y los beneficios de las inversiones empiezan a ser claros y tangibles. La transición ya está en marcha: si pretendemos que nuestros sistemas estén listos para cumplir con la ambiciosa agenda climática que el mundo demanda, el trabajo debe comenzar ahora”, comentó Hernán Rodríguez Cancelo, socio de PwC Argentina.

Wintershall Dea amplía su presencia en México

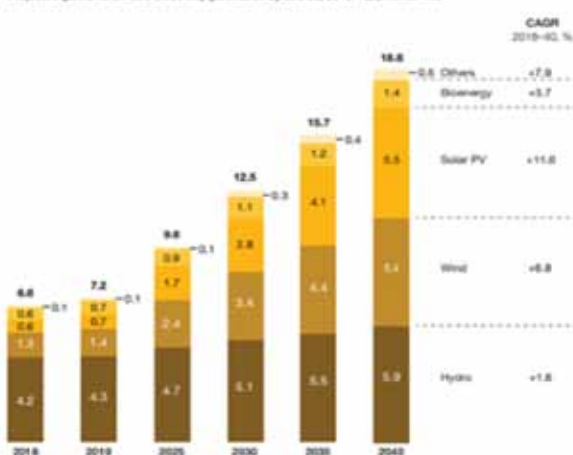
Wintershall Dea ha formalizado y firmado un acuerdo con Hokchi Energy, la subsidiaria mexicana de Pan American Energy, con el propósito de adquirir un 37 % de participaciones no operativas en el Bloque Hokchi, con la opción de aumentar, en una fase posterior, su participación hasta en un 40 %.

De esta forma, Wintershall Dea amplía su presencia en México y consolida su posición como una de las principales empresas independientes de gas y petróleo del país. A través de esta adquisición, Wintershall Dea se convertirá en el segundo socio mayoritario del Bloque Hokchi, después del operador actual, Hokchi Energy.

Thilo Wieland, miembro del Directorio de Wintershall Dea y responsable de América Latina, destaca: “México es un país de crecimiento para Wintershall Dea y la adquisición de la participación en el Bloque Hokchi lo demuestra claramente. Con Hokchi obtenemos un activo de producción que cumple absolutamente nuestros re-

Exhibit 3: Carbon-free growth

Projected global renewable electricity generation by source, 2018-40, (petawatt hour)



Source: International Energy Agency (IEA), World Energy Outlook 2020; International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Capacity Statistics, MSO country classification



quisitos estratégicos, así como en términos de eficiencia y emisiones. Esperamos continuar y seguir ampliando nuestra colaboración con Hokchi Energy y su accionista Pan American Energy”.

El Bloque Hokchi fue adjudicado durante la Ronda 1.2 en México y es operado por Hokchi Energy. El bloque de aguas someras se desarrolló en forma de interconexión submarina a dos plataformas: Satellite y Central, y entró en funcionamiento en mayo de 2020 tras una campaña de prospección. El flujo del pozo es canalizado a lo largo de 24 km desde las dos plataformas hasta un centro de procesamiento en tierra, donde se separan el petróleo y el gas, y son tratados para su posterior venta a Pemex, la empresa estatal mexicana. El Bloque contribuye de manera clave a la producción total liderada por empresas privadas en México. Con una producción actual de aproximadamente 26.000 barriles equivalentes de petróleo por día y se pronostica un aumento de la producción bruta de hasta 37.000 barriles equivalentes de petróleo por día para 2023.

Martin Jungbluth, Managing Director de Wintershall Dea en México, destaca la importancia de este nuevo activo: “El Bloque Hokchi se ubica en la Cuenca del Sureste, donde actualmente contamos con una sólida cartera de licencias prometedoras que, por lo tanto, nos es familiar. El Bloque está ubicado cerca de nuestros descubrimientos de Zama, Polok y Chinwol, así como de nuestro Bloque 30, el cual es de exploración y actualmente es operado por nosotros. Esperamos contribuir con nuestra experiencia y colaborar de manera conjunta con el operador para producir de forma eficiente y segura el Bloque Hokchi”.

En México, Wintershall Dea y Hokchi Energy son socios ya en el Bloque 2, ubicado en el sureste del Golfo de México. En la Argentina, Wintershall Dea y Pan American Energy también mantienen una larga colaboración. Ambas empresas comparten un mismo enfoque en la producción eficiente, la innovación tecnológica, la responsabilidad social y el desarrollo sostenible de los activos en los que participan. La transacción está aún sujeta a

la obtención de las autorizaciones estatales mexicanas, incluidas la de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), y se espera su cierre antes de que finalice el primer trimestre de 2023.

La seguridad energética frente a los riesgos cibernéticos, geopolíticos y ambientales

KPMG Internacional acaba de lanzar su primera revista digital de Energía y Servicios Públicos llamada Plugged In en la que diversos especialistas analizan cómo las empresas pueden hacer frente a los crecientes niveles de riesgo, mantenerse resilientes y continuar impulsando el desarrollo de ambos sectores.

La descarbonización y la electrificación son tendencias gemelas que han llegado a definir los sistemas energéticos modernos. Como consecuencia de ello, la industria de energía y servicios públicos, en particular la generación eléctrica, está experimentando cambios



drásticos. Asimismo, la energía renovable, junto con la revolución digital, alteran la topología de la red y añade una complejidad colosal a la cadena de suministro de electricidad. En esta primera edición de la revista *Plugged In*, los especialistas de KPMG analizan en varios artículos cómo las empresas pueden hacer frente a los crecientes niveles de riesgo en la industria de la energía y los servicios públicos para mantenerse resilientes y continuar impulsando el desarrollo de las personas, organizaciones y naciones.

“La industria de la energía y servicios públicos enfrenta riesgos constantes y cada vez más graves. La conectividad digital la expone a posibles hackeos o a la contaminación de agua de toda una ciudad”, afirmó Manuel Fernandes, socio líder de Energía y Recursos Naturales de KPMG en América del Sur. “Sin embargo, existen formas objetivas de anticipar y reducir los riesgos, incluso los ambientales, políticos y cibernéticos. La revista *Plugged In* discute algunas ideas sobre cómo construir una cultura organizacional que habilite una industria energética sostenible y resiliente”, agregó Fernandes. Algunos de los artículos destacados en esta edición de *Plugged In* son los siguientes:

Del globalismo a la seguridad nacional

- **Riesgo geopolítico/de la cadena de suministro:** reescribiendo el mapa energético mundial. La guerra en Ucrania ha evidenciado un nuevo mapa energético mundial marcado por las alianzas geopolíticas e ideológicas y nuevos proveedores. Planificar escenarios para proteger cadenas de suministro es una de las acciones necesarias.
- **Riesgo cibernético:** amenazas crecientes en un área vasta para los ataques. Los ataques cibernéticos a la red de energía pueden causar el robo de datos personales o bien la paralización de toda una ciudad. ¿Cómo actuar, estar preparados y alinear acciones con los gobiernos?
- **Riesgo de cambio climático:** mantenimiento de activos. Expuesta a incendios y otras condiciones extremas, la infraestructura energética es muy susceptible al cambio climático. Herramientas para lograr mayor resiliencia.

ESG y seguridad cibernética son dos caras de la misma moneda

La complejidad conlleva otras amenazas cibernéticas: en términos de energía renovable, los ataques cibernéticos traen un riesgo adicional. Además de comprometer los datos y el suministro, pueden minar la confianza del usuario, generando un importante retroceso o freno en la adopción de las energías renovables.

De la continuidad a la resiliencia

- **Amenazas naturales:** entre 2013 y 2020, la cantidad de horas de apagones/año por fenómenos naturales se duplicó en los Estados Unidos. Las compañías de energía y servicios públicos no solo tienen que hacer frente a los efectos del cambio climático en sus operaciones, también deben considerar el impacto de su propia organización en el medio ambiente y la sociedad, ya sea respecto de las emisiones de

carbono o el trato a los trabajadores.

- **Amenazas operativas:** el envejecimiento de los activos y de la mano de obra, así como la descentralización y digitalización son condiciones que generan limitaciones de capacidad y vulnerabilidad en las operaciones.
- **Creación de un marco y una cultura de resiliencia:** los expertos de KPMG resumen las claves para incorporar conocimiento al sistema y las organizaciones y, de este modo, crear una cultura de resiliencia vital para la industria.

Campaña educativa para promover el consumo responsable del gas natural en los hogares

Naturgy presenta por medio de una serie de tres videos en sus redes sociales la nueva campaña sobre el consumo responsable y racional del gas en el hogar bajo el lema “ahorrar energía es responsabilidad de todos”. La campaña se lleva a cabo con el objetivo de concientizar a la sociedad sobre el uso eficiente de este recurso no renovable, lo cual conlleva directamente a la prevención de accidentes de monóxido de carbono.



Entre las principales sugerencias que se muestran en las imágenes se destacan:

- No utiliza las estufas en temperaturas elevadas y no dejarla en piloto si no se usarán para calefaccionar.
- Utilizar, si es posible, burletes bajo las puertas o en los bordes de las ventanas para evitar la pérdida de temperatura del ambiente y mejorar la aislación de la casa.
- Nunca usar las hornallas y/o el horno para calefaccionar los ambientes, no es eficiente y es peligroso.
- Al cocinar, tapar las ollas para evitar pérdidas de temperatura y lograr una cocción en menor tiempo.
- Ajustar la llama de las hornallas al diámetro del fondo de los recipientes. La llama que sobresale no aporta mayor calor.
- Cerrar la llave de paso de gas cuando se termine de cocinar.
- Al lavar los platos, enjabonarlos con la canilla cerrada, para luego enjuagar. No dejar el agua caliente corriendo.
- Ducharse en un menor lapso para evitar el uso excesivo de agua caliente.
- Si tiene calefón, usar la temperatura al nivel ideal para evitar la mezcla de agua fría con la caliente. Así ahorrará gas y prolongará la vida útil del artefacto.
- Utilizar agua fría en el lavamanos.
- Verificar siempre que las canillas se encuentren bien cerradas, sin goteo.

A su vez, en los videos se destacan algunos detalles de uso de los recursos, por ejemplo:

¿Sabías que una ducha de 10 minutos consume casi 0,5 m³ de gas? Más del doble de lo necesario.

¿Sabías que si utilizas un calefactor al mínimo se puede reducir el consumo mensual en 5 m³?

Además, Naturgy cuenta con el portal www.cuidemosnuestrosrecursos.com donde se pueden encontrar recomendaciones para realizar un uso responsable no solo del gas, sino también de la electricidad y del agua.

Los tanques Rotplas optimizan soluciones para el almacenamiento agro

Grupo Rotoplas promueve propuestas de almacenamiento para el campo, con su portfolio de tanques agroindustriales.

Grupo Rotoplas, empresa líder en soluciones para el ciclo agua, ofrece diferentes propuestas para la actividad agropecuaria con su amplia gama de tanques agro. Son ideales para almacenar todo tipo de líquido, como agua, fertilizantes, aceites, combustibles y otros 300 tipos de fluidos; también para conservar sólidos, como alimentos y granos, algo imprescindible para este sector económico.

Los tanques horizontales y verticales son fabricados con resina HDPE 100% virgen, y con una cuidadosa selección de materiales que garantizan la resistencia y la durabilidad de sus productos. Para evitar fisuras están realizados en una sola pieza, lo que le otorga resistencia a golpes y densidades hasta 1,9 g/cm³. La capacidad de



almacenamiento en los tanques verticales va de 5000 a 25.000 l, y los horizontales desde 500 a 5000 l.

La línea para agroindustria de Grupo Rotoplas es apta para interior y exterior, y para el guardado de producción alimenticia, además, los tanques cumplen con las especificaciones FDA para un almacenamiento seguro de alimentos.

Grupo Rotoplas destaca la importancia de incorporar en el proceso de producción, formas y procedimientos que acompañen un uso óptimo de las materias primas en la actividad agropecuaria, para prevenir el desperdicio y poder maximizar el uso de los recursos disponibles.

Expertos dicen que el transporte va hacia un camino de sustentabilidad

En el cierre del 2° Foro de Transporte Sustentable, especialistas y funcionarios destacaron la transformación en el sector.

La necesidad de alcanzar un transporte sostenible con el medio ambiente y apostar a fuentes de energía reutilizables y de bajo impacto fueron los ejes en el cierre del 2° Foro de Transporte Sustentable organizado por Scania Argentina, en el Malba.

Durante el acto disertaron Jacob Thärnå, director Sustainable Transport Scania Group; el secretario de Gestión del Transporte de la Nación, Diego Giuliano; y el CEO de Scania Argentina, Oscar Jaern.

Thärnå hizo un repaso pormenorizado de todos los temas que se trataron en el foro y señaló: “Me pone muy feliz en este lugar crear espacios en la sostenibilidad del transporte. Me impresiona el nivel de conversaciones y la diversidad de voces. Todos los que vivimos en el ecosistema del transporte y la logística sabemos que tiene un gran impacto ambiental y que es esencial en el desarrollo social y económico. Hay que equilibrar la mayor necesidad de transporte y el nivel de emisiones. Tenemos que estar más allá de la eficiencia en emisiones, trabajar en mejoras sistemáticas y en cambios de modalidad”.

El directivo sueco agregó que “el transporte seguro se basa en compartir datos en la cadena de valor para optimizar y aumentar la capacidad de transporte donde haga falta. Hay que hacer la transición hacia un sistema



sostenible sin poner la carga en algunos aspectos más difíciles. Hay que ir paso a paso, en Scania tenemos objetivos de reportar todas las emisiones que tenemos en fase 1, 2 y 3 y bajarlas, también el compromiso de net-zero a 2040 y, más allá, en los alcances que tiene en la cadena de suministros, como las baterías”.

Al hablar de la centralidad del tipo de combustible en el camino a un crecimiento sostenible, Thärnå remarcó que, en el suministro de gas, la transición energética de un país o región no tienen una única solución, ya que dependen de muchas variables: “El biometano en el transporte público de buses va a ser el 100% de lo que se utilice, como en Suecia, que ya tiene el 97% del transporte a gas, venga de residuos o combustibles fósiles. El uso de este biogás en transporte y el potencial que existe acá es muy grande en cuanto a reducciones de CO₂”. Otro ejemplo de Suecia es que hay exenciones al biometano. Por eso destacó la importancia de asistir a foros como este y la necesidad de abrir la articulación público-privada en toda la cadena de valor: “Para mejorar las cargas tenemos que trabajar todos juntos: los transportistas, los dadores de carga, los que fabricamos vehículos y los gobiernos, con el fin de apostar por una tecnología y una visión conjunta”.

También se refirió a la importancia de la inclusión en el transporte. “Son la base de la innovación, afrontando los retos que tenemos juntos hacia un transporte sostenible, independientemente de dónde venimos. Este foro abre ese camino hacia adelante para encarar esos retos juntos”, aseguró Thärnå.

Luego, Giuliano destacó el espacio de debate para pensar políticas presentes y futuras. “Es un gran espacio de Responsabilidad Social Empresaria, esto que tiene que ver con la sustentabilidad en el transporte. Es sinónimo de transporte inclusivo, el no dejar a nadie atrás es parte de este debate, y que sea sustentable también es que sea federal. A nosotros nos atiende este tema desde hace mucho tiempo. El próximo jueves el ministro Guerrero anunciará el plan nacional de transporte sustentable. Tiene que ver con la baja de emisiones de carbono y es fundamental para eso lo que hacen las empresas, los usuarios y el Estado. Por eso trabajamos en un plan nacional ferroviario de cargas para bajar esas emisiones. Significa dar un equilibrio, ya que el transporte por ca-

mión en el país hoy es de un 90%, y el resto se reparte entre tren y marítimo. La acción de empresas como Scania es un aporte trascendente para pensar el presente y diseñar el futuro en movilidad sustentable con eventos como este: plurales, democráticos y federales”, aseguró Giuliano.

Por su parte, Jaern cerró el encuentro con una reflexión: “Disfruté de escuchar a los panelistas hablando de un tema en común, en el que hay perspectivas de seguir avanzando en la sustentabilidad que nos ocupa. Me llena de esperanza avanzar juntos, un pequeño o gran paso, y este foro da apertura para ir en esa dirección. Invito a cada uno a hacer lo suyo desde su espacio. Desde Scania tenemos las puertas abiertas para todas las iniciativas que puedan surgir en esa dirección”.

Exportaciones de gas, de petróleo e hidrocarburos: se espera superar las dos millones de toneladas en 2022

Datos que se desprenden del Estudio del mercado argentino de petróleo, gas y petroquímica, desarrollado por Claves Información Competitiva.

La industria petroquímica se mueve a la par del sector de gas y petróleo, ya que son los insumos principales para la producción. Las exportaciones de gas se dirigen hacia los países limítrofes, donde Brasil y Chile son los receptores del 82% de las exportaciones de gas licuado, y Chile el receptor del 86% del gas de estado gaseoso.

En cuanto a las exportaciones de gas de petróleo y demás hidrocarburos en estado gaseoso, en los primeros siete meses ya se exportó el 87% de toneladas exportadas en el 2021, por lo cual en este año se espera superar los dos millones de toneladas.

La industria petroquímica en la Argentina, o petroquímica a secas, es la que elabora en el país los productos derivados de los hidrocarburos gaseosos o líquidos (petróleo). Sus productos principales son polímeros (plásticos, en la jerga popular), fertilizantes y sustancias químicas variadas. En su conjunto contempla más del 4% del PBI de la economía y el 17,7% del PBI industrial; con más de 56.000 puestos de trabajo de mano de obra calificada en forma directa, 224.000 puestos en forma indirecta y 2800 empresas, con inversiones que superan los 18.000 millones de dólares, y algo más del 5% de la mano de obra industrial.

Según Jorge de Zavaleta, director ejecutivo de la Cámara de Industrias Químicas y Petroquímicas, “La Argentina está en condiciones ideales de ingresar a la quinta ola de su industria petroquímica, con un desarrollo inteligente de los recursos competitivos de Vaca Muerta y sumar exportaciones de alto valor agregado por USD5000 millones”.

También aseguró que el país está en condiciones de alcanzar escala en proyectos de metanol, amoníaco,

urea, polietileno y polipropileno, en los que puede ser altamente competitiva, y responder a la creciente demanda global y regional por el alto impacto de estos productos en la vida cotidiana y productiva.

De acuerdo con el trabajo y las proyecciones que realizó el sector, aprovechar el potencial inmediato de Vaca Muerta permitiría aumentar en un 50% la capacidad productiva que tiene el país en la industria química y petroquímica, lo que demandaría una inversión estimada de USD10.000 millones. Ese salto productivo representaría un incremento de exportaciones de USD4000 a USD5000 millones, con la creación de 50.000 nuevos empleos y una recaudación adicional de impuestos de USD1200 millones.

En cuanto a la demanda del recurso energético, esa producción incremental demandaría diez millones de m³ (metros cúbicos) diarios adicionales a los 15 millones de m³ que insume la industria, una cifra que puede resultar menor en comparación con la producción total y más aún con el potencial de los no convencionales.

Además, De Zavaleta destacó que más allá de los volúmenes de gas utilizados “hay que pensar el valor agregado que le da la petroquímica al recurso que multiplica por dos cuando se transforma en metanol o urea, por cuatro en el caso de una resina plástica, o en ocho y hasta diez veces si es una pieza terminada”.

Según la secretaría de energía, en 2024 la producción de petróleo cerraría con un aumento del 9% respecto de 2023 y, en el caso del gas, estiman una caída del 4% para 2024. El secretario de Industria y Desarrollo Productivo de la Nación, José Ignacio de Mendiguren declaró en el Día de la petroquímica que “el sector es un factor clave para el desarrollo, la competitividad de la economía y la transformación de la matriz productiva”.

Sobre la maduración de los proyectos, varios de los cuales están en análisis a la espera del desarrollo masivo de los no convencionales —por la necesidad de volumen y de costo competitivo—, De Zavaleta estima que se podría contar con la concepción de nuevas plantas de metanol y urea hacia 2025, y para las de plásticos hacia la segunda mitad de la década.

De Zavaleta dejó entender que Brasil más que un competidor es un gran cliente para tener en cuenta por su alta demanda de productos y porque “Vaca Muerta sigue siendo mucho más competitiva que el presal brasileño en gas”, como consecuencia enfatizó la importancia de que “el Mercosur siga unido y con un mayor intercambio”.

La Argentina aún mantiene su récord de producción sectorial en los siete millones de toneladas alcanzados en 2006, a partir del cual la menor disponibilidad de gas frenó la expansión, y cuenta en la actualidad con 110.000 empleos directos, ventas por USD25.000 millones en toda la cadena de valor, y representa el 20% de las exportaciones industriales y el 12% del PBI industrial.

Para tener una aproximación de cómo se encuentra la situación de la industria petroquímica en la actualidad, se observan los componentes del Indicador Sintético de Energía (ISE), donde uno de ellos es los derivados del petróleo. Se puede divisar que, derivados del petróleo

es el que menos crece en el primer trimestre de 2022, un 1,6%. El gas entregado neto de centrales eléctricas creció un 3,8% en el primer trimestre de 2022.

Proyección producción de petróleo en m³ y de gas en Mm³

En cuanto a la producción manufacturera, se observa que la mayoría de la producción petroquímica creció en e 2021 respecto de 2020. La producción de fuel oil está en caída, y la producción de asfaltos cayó los primeros seis meses de 2022.

Por su parte, el rubro de refinación de petróleo, coque y combustible nuclear, donde se incluyen productos de la industria petroquímica, creció un 5,2% en el primer semestre de 2022, siguiendo la misma tendencia que la industria general. En lo que va del año, la utilización de la capacidad instalada de los sectores petroquímicos va retornando a niveles similares a 2019, o de niveles de utilización prepandemia, alrededor del 70%, específicamente del 76% la refinación de petróleo, del 74% las sustancias y productos químicos y el 55% los productos de caucho y plástico.

Asimismo, se busca llevar adelante el proyecto de recuperación química de los plásticos mediante la conformación de un consorcio integrado por empresas como YPF, Dow Argentina, PetroCuyo, BASF Argentina, Pampa Energía, Air Liquide Argentina, Braskem Argentina y Benito Roggio ambiental. En agosto 2021 lanzaron EURECA (Entidades Unidas Reafirmando la Economía Circular en Argentina), con el objetivo de impulsar acciones de la transición hacia la economía circular del plástico y el crecimiento sustentable.

El precio internacional del barril de petróleo alcanzó los 101 dólares, en agosto 2022, subiendo un 37% respecto de 2021. Los mayores valores se observan en junio 2022 alcanzando \$117 el barril.

En el mercado interno, en los primeros siete meses de 2022, hay ventas positivas de productos petroquímicos. Solo la venta de fuel oil se ve reducida durante el período analizado, respondiendo a la menor producción vista en el índice de producción manufacturera. Destaca la venta de aerokerosene, que durante los primeros siete meses de 2022 se vendieron 751.570 m³, siendo un 124% superior a la venta del mismo período de 2021. Las bases lubricantes también tuvieron muy positivas sus ventas en 2022, llevando al mercado 5215 m³ entre enero y julio de 2022, siendo 81% superior a la del mismo período de 2021.

	GAS	PETROLEO
2023	49.165.378	38.862.896
2024	47.101.266	42.363.693
2025	47.406.488	44.956.524
2026	44.313.635	44.695.364

Fuente: CLAVES Información Competitiva SA en base a Secretaría de energía

NOVEDADES DEL IAPG



La Seccional Sur realizó el 1° Foro de Transición Energética de la Patagonia en la 8° Expo Industrial de Comodoro Rivadavia



Del 21 al 23 de octubre Comodoro Rivadavia fue sede del 1° Foro de Transición Energética y Sostenible de la Patagonia, en el marco de la 8° Expo Industrial, Comercial y de Innovación Tecnológica 2022.

El evento fue presentado en varias instancias, incluso en CABA, por el intendente comodorense Juan Pablo Luque, con una fuerte presencia empresarial y sindical, además de concejales y diputados provinciales, lo cual demostró el unido frente que componen todas las instancias del quehacer energético chubutense.

La octava edición de la Expo Industrial, Comercial y de Innovación Tecnológica realizada en el Predio Ferial de Comodoro Rivadavia fue inaugurada por el gobernador provincial Mariano Arcioni y contó con la visita de los embajadores de Chile y Países Bajos, entre otros, y de la Secretaría de Energía de la Nación y directivos de empresas y pymes de Comodoro Rivadavia, de Chubut y del país.

El evento tuvo entre sus organizadores oficiales al IAPG, representado por la Seccional Sur a cargo de Conrado Bonfiglioli; y del Municipio, a través de Comodoro Conocimiento, con el acompañamiento de entidades públicas y privadas. Contó con 65 stands y una serie de actividades para trabajadores del sector y sus familias, con patio de comidas, conferencias paralelas, capacitaciones, talleres infantiles y espectáculos. “Es el evento

más importante del sector hidrocarburífero en la región y epicentro de la muestra más importante del sector industrial en toda la Patagonia sur, reúne empresas, cámaras e instituciones que buscan fortalecer el crecimiento y el desarrollo de la región”, aseguraron las autoridades locales.

Además del gobernador y del intendente, participaron del acto de inauguración varios ministros del gabinete provincial, y los intendentes Damián Biss (de Rawson), Dante Bowen (de Dolavon), Héctor Ingram (de Trevelin), Sebastián Balochi (de Sarmiento), Alejandro Avendaño (de Río Mayo), Augusto Sánchez (de Lago Puelo), Luis Juncos (de Rada Tilly) y Leandro Bertolla (de San Patricio del Chañar). Como así también, diputados provinciales y nacionales; el presidente del Sindicato de Petroleros, Jorge Avila; el titular del Sindicato de la UOCRA, Nicolás Silva; el presidente de Petominera, Héctor Millar; el titular de la Agencia Comodoro Conocimiento, Nicolás Caridi; la ministra del Superior Tribunal de Justicia, Camila Banfi; la rectora de la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Lidia Blanco; y varios concejales.

“Hoy Chubut y la Argentina tienen mucho para dar en materia energética, petrolera y tecnológica”, expresó Arcioni, quien se mostró aliviado por volver a realizar la Expo luego de dos años debido a la pandemia.

El 1° Foro de Transición Energética

Las actividades se iniciaron con el 1° Foro de Transición Energética Sostenible, con el objetivo de acompañar la demanda de energías limpias, según organizadores del evento, quienes destacaron el apoyo y la participación del sector público y privado y la fuerte presencia de las pymes regionales.

Para su apertura contó con la participación de actores regionales, nacionales e internacionales del ámbito científico, social, político y empresarial, entre ellos la secretaria de Energía de la Nación, Flavia Royón; y el subsecretario de Energía Eléctrica, Santiago Yanotti.

“Estamos muy satisfechos de este reencuentro tan crucial para toda la ciudad, la provincia y la industria en general”, declaró desde el IAPG Sur Conrado Bonfiglioli.

Más info de cómo fue la Expo puede encontrarse en www.expoindustrialcr.com.ar



La Seccional Sur del IAPG celebró sus 60 años

Con la presencia de autoridades provinciales de Chubut y Santa Cruz, autoridades de distintos municipios y también de senadores y diputados de la Nación, el 21 de octubre se llevó a cabo la cena conmemorativa de los 60 años del IAPG Seccional Sur.

La familia del IAPG festejó el viernes 21 en un hotel céntrico de nuestra ciudad este día tan especial, lleno recuerdos y de emociones.

Durante la cena, que contó con la animación del conductor Horacio Cabak, se honró a los hombres y las mujeres que en distintos momentos fueron parte del primer IAP —IAPG desde 2006— y que, con su esfuerzo y buena voluntad, lograron mantener y robustecer la institución.

Los reconocimientos y luego las distinciones llegaron para aquellos socios que han logrado con su compromiso la vigencia y evolución de la Seccional.

El primer IAP a nivel nacional se creó en 1947 en Buenos Aires a partir de la escisión del Instituto Sudamericano de Petróleo (ISAP). Teniendo en cuenta la lejanía con los yacimientos, entre otras cosas, se decidió tener la Primera Seccional cerca del sitio donde se había realizado la primera extracción de petróleo en nuestro país en 1907.

La llamaron “Seccional Sur” y representaba al Golfo San Jorge. Luego, con los años, surgieron dos Seccionales más al sur: Río Gallegos y Tierra del Fuego.



Primeras actividades

No fue hasta 1962 en que se realizaron las primeras actividades organizadas por los socios fundadores. El primer presidente de la Seccional Sur fue el administrador de YPF de aquel entonces, Armando Venturini, quien contó con la colaboración de Oscar Secco —vicepresidente de Pan American Oil Company (subsidiaria de la Standard Oil de Chicago)— quien se encargó de anotar a los empleados, quienes se convirtieron en los socios fundadores.

En 60 años han pasado muchas cosas. Primero las reuniones se realizaban en empresas socias, al poco tiempo llegó el préstamo que hizo YPF de un terreno con una pequeña casita en la zona de Kilómetro 3, que sirvió y fue testigo de las primeras reuniones en lugar propio.

A medida que se iban sumando socios de las distintas empresas, llegaron las ampliaciones con un lugar para las charlas, cursos y también para lo que se sería marca registrada de la Seccional: las reuniones con cena cada quince días. Entre comida, charlas y cursos, se fueron labrando amistades para toda la vida, hoy uno de los distintivos principales de la institución. Allí tal vez comenzó el desarrollo de otra función que identifica a la Seccional Sur: la divulgación del conocimiento a través del estudio de las nuevas técnicas enfocadas a la Producción, Además, en forma paralela, la Seccional fue pionera en capacitaciones específicas de Seguridad. Allí se ubica precisamente el origen de la hoy célebre Escuela de Conducción Defensiva, gracias al empuje de Luis Ayestarán.



Pasaron años antes de comprar el terreno donde se ubica actualmente la Seccional y más tarde (2012) la construcción de la nueva Sede, un salto fundamental de las actividades de la Seccional.

Emblemas de la Seccional Sur

Como se recordó a lo largo de la celebración, el IAPG Seccional Sur logró confeccionar sus emblemas, entre ellos, las Jornadas Técnicas que tendrán su edición 25 en 2023. De estas Jornadas surgieron más de 600 trabajos —muchos de ellos actualmente son de aplicación práctica en nuestros yacimientos—; así como la Jornada de Calidad, impulsada por Horacio Grillo, que se realiza a nivel nacional y va por la 9ª edición. Otras actividades de gran valor son los cursos técnicos y de seguridad que durante seis décadas han aportado miles de horas de capacitación, fundamentales para contar con personal competente que desempeñe tareas con conocimientos fundados. A todo ello se suma la redacción de Prácticas Recomendadas, un distintivo invaluable de todo el IAPG.

Sin olvidar aquí las Olimpiadas de Preservación del Ambiente que el IAPG organiza en todo el país, de la cual la Seccional Sur participa asistiendo a las escuelas del Golfo San Jorge.

Y por supuesto una iniciativa cercana en el tiempo pero que ya ha dado los primeros frutos: la Escuela Técnica con la enorme misión de formar a los actuales y

futuros técnicos de los distintos yacimientos del país.

Por su parte, la Escuela de Conducción Defensiva lleva más de 120.000 personas capacitadas en la industria. Certificada en calidad desde 2014, está comprometida con los valores esenciales que abonan la preservación de la vida.

Servicios a la comunidad

Sin dudas la tarea de la Seccional Sur en estos 60 años ha sido prolifera. Pero tal vez la más significativa está por afuera de la industria: la tarea de Responsabilidad Social Institucional ha marcado a nuestra Seccional por muchos años y la posiciona en la encomiable tarea de colaborar en la búsqueda de una sociedad mejor.

La Escuela de Conducción Defensiva ha capacitado y capacita en forma permanente a policías, bomberos, conductores de ambulancias, empleados de distintos municipios y a estudiantes de secundaria de escuelas públicas.

Ambas escuelas (Conducción Defensiva y Técnica) surgieron en la Seccional Sur, pero ya no pertenecen solo al Golfo San Jorge, hoy son de alcance nacional, con una calidad de servicios garantizados con el sello profesional que caracteriza al IAPG desde su nacimiento.

El momento emotivo se vivió cuando se reconoció a un grupo de socios por su permanente compromiso con la institución: Eduardo Rucci, Marcelo Artigas, Aldo Sampaoi, Luis Nitz, Carlos Marcinkevicius, Julieta Rocchi, Juan Iriarte, Miguel Villacorta, Claudio Gómez, Ruben Morgani, Darío Hideg, Miguel Flores, Leoncio Del Pozo, Roberto Urrez, Dante Fiorenzo. Todos con trayectorias de más de veinte años en la institución. Prosiguieron con las distinciones especiales para los socios vitalicios Félix Carrizo, Luis Baieli y Jorge “Bocha” Bonahora.

Hacia el final de la noche, el salón se llenó de emoción cuando se distinguió especialmente a Fernando Roca, un ciudadano catalán que eligió ser un ciudadano de la Patagonia con apenas 20 años. Fernando Roca nació en Barcelona y emigró con su familia a la ciudad argentina de Córdoba, donde inició sus estudios de ingeniería, luego decidió probar suerte en el Golfo San Jorge y ya nunca más se fue de allí. Roca es secretario, socio vitalicio y socio fundador de la Seccional Sur.

Por último, habló el presidente de la Seccional Sur, Alejandro Eloff, quien junto con Cabak, propuso un brindis por “los primeros 60 años de la Seccional” y presentó el número musical a cargo del Esteban Morgado Cuarteto.



NOVEDADES DESDE HOUSTON



Se otorgaron las becas Fulbright-IAPG Houston 2022-2023

Durante 2022 la IAPG Houston concedió sus becas iniciales para el curso 2022-2023. Las ganadoras fueron Julieta Mariano (Transición Energética-Renovables) y Camila Mackinnon (Ingeniería-Energía).

En 2021, IAPG Houston firmó un acuerdo de cooperación con el prestigioso Programa de Estudiantes de Estados Unidos Fulbright, que mejora el alcance de nuestra organización en reclutar y seleccionar a los mejores estudiantes que realizarán estudios de posgrado relacionados con la energía en el país norteamericano.



El objetivo del convenio entre Fulbright y IAPG Houston es establecer un Programa de Becas que permita la capacitación de egresados de universidades de la Argentina por medio de maestrías en universidades de los Estados Unidos en distintas áreas, como ingeniería del petróleo, geología, geofísica, energías renovables, ciencias del medio ambiente, química, minería y afines.

Por su parte, como detalla en su web, las becas Fulbright promueven la capacitación de graduados universitarios a través de maestrías o doctorados en los Estados Unidos. “Los becarios Fulbright son talentosos graduados universitarios que valoran la excelencia académica y son capaces de destacarse en ambientes académicos exigentes y competitivos como las prestigiosas universidades de los Estados Unidos a las que asisten. Los becarios Master aspiran a transformar la sociedad y poseen capacidades sobresalientes para ejecutar sus ideales”.

- Todos los interesados deben poseer título universitario, experiencia profesional y excelente dominio de inglés, oral y escrito.
- Las becas están restringidas a ciudadanos argentinos nativos o naturalizados que residan en la Argentina al momento de postularse. Se priorizará a aquellos candidatos que no hayan tenido becas Fulbright o residido en los Estados Unidos por períodos prolongados anteriormente.
- Las becas no están disponibles para argentinos que

hayan empezado un programa para graduados en los Estados Unidos o para aquellos que estén estudiando, investigando o enseñando en universidades estadounidenses.

- Los candidatos que posean doble nacionalidad, argentina y estadounidense o tengan estatus de residentes permanentes en los Estados Unidos no son elegibles.
- De acuerdo con la legislación de inmigración estadounidense, todos los becarios Fulbright reciben una visa de intercambio (J-1) que les exige regresar a la Argentina una vez finalizado su programa académico. No son elegibles para una visa de inmigrante, de residencia, o de trabajo (visa “H”), o de transferencia entre empresas (visa “L”) para reingresar a los Estados Unidos hasta no haber acumulado dos años de residencia en la Argentina luego de su regreso de los Estados Unidos. Esto no les impedirá viajar a los Estados Unidos con algún otro tipo de visa durante el período de dos años.
- Quienes hayan participado en el visa lottery en los últimos tres años, no serán elegibles para obtener una beca Fulbright.

Para más info sobre la beca Fulbright-IAPG Houston: iapg-houston.org/contact-us

Se viene el cóctel de Fin de Año del IAPG Houston

Tras un año intenso de trabajo, los miembros del IAPG Houston invitan a quienes deseen sumarse a una reunión de fin de año.

El cóctel será el 15 de diciembre de 19 a 24 h en el Double Tree de Greenway Plaza de Houston y los tickets ya están disponibles.

Para más información: iapg-houston.org/tc-events/iapg-houston-annual-cocktail



Cursos IAPG 2023

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Martes 14 al viernes 17 de marzo

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Martes 18 al viernes 21 de abril

VÁLVULAS Y ACTUADORES INDUSTRIALES

Jueves 27 y viernes 28 de abril

CIENCIA DE DATOS EN PYTHON PARA O&G

Martes 9 al viernes 12 de mayo

INTRODUCCIÓN AL PROJECT MANAGEMENT OIL & GAS

Miércoles 17 al viernes 19 de mayo

PROBLEMAS DE POZO, DISEÑO DE LOS FLUIDOS STREAMING

Miércoles 31 de mayo al viernes 2 de junio

INTRODUCCIÓN A LA INGENIERÍA DE RESERVORIOS STREAMING

Lunes 5 al viernes 9 de junio

GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE DUCTOS

Miércoles 14 al viernes 16 de junio

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS DE PROCESOS

Jueves 22 y viernes 23 junio

MEDICIÓN, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL EN LA INDUSTRIA DEL GAS

Martes 27 y miércoles 28 junio

COMPLIANCE Y AUDITORIA EN EMPRESAS DE OIL & GAS. CUMPLIMIENTO LEY 27.401. PLAN DE INTEGRIDAD

Jueves 6 y viernes 7 de julio

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS Y PUESTA A TIERRA

Jueves 13 y viernes 14 de julio

TALLER DE BOMBEO MECÁNICO

Miércoles al viernes 11 de agosto

MEDICIONES DE HIDROCARBUROS

Jueves 10 y viernes 11 de agosto

INTEGRIDAD DE DUCTOS: GESTIÓN DE RIESGOS NATURALES

Martes 22 al miércoles 23 de agosto

INTEGRIDAD DE DUCTOS: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR TERCEROS

Jueves 24 y viernes 25 de agosto

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Lunes 28 de agosto y viernes 1 de septiembre

MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Lunes 4 al viernes 8 de septiembre

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 1

Martes 5 al viernes 8 de septiembre

RECUPERACIÓN SECUNDARIA_STREAMING

Lunes 18 y viernes 22 septiembre

INTRODUCCIÓN AL BIG DATA Y ANALYTICS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Jueves 21 y viernes 22 de septiembre

GESTIÓN DE PROYECTOS COMPLEJOS DE OIL & GAS

Miércoles 27 al viernes 29 de septiembre

CONTRATACIÓN Y DOCUMENTACIÓN DE PROYECTOS Y OBRAS

Jueves 28 y viernes 29 de septiembre

INTRODUCCIÓN A LA INDUSTRIA DEL GAS

Martes 3 al viernes 6 de octubre

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA 2

Martes 3 al viernes 6 de octubre

EVALUACIÓN DE PROYECTOS 1

Miércoles 10 al viernes 12 de octubre

SEMINARIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS Y SU TERMINOLOGÍA EN INGLÉS

Son dos miércoles separados

Miércoles 11 y miércoles 18 de octubre

TALLER DE ANÁLISIS NODAL

Martes 17 al viernes 20 de octubre

ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL

Jueves 19 y viernes 20 octubre

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Miércoles 25 al viernes 27 de octubre

LIMPIEZA DE POZO_STREAMING

Martes 21 y miércoles 22 de noviembre

OPERACIÓN Y LIMPIEZA DE DUCTOS

Miércoles 22 al viernes 24 de noviembre

CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

Jueves 23 y viernes 24 de noviembre

TALLER DE INTERPRETACIÓN DE MEDICIONES ECODINAMOMÉTRICAS

Miércoles 29 de noviembre al viernes 1 de diciembre

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Jueves 30 de noviembre y viernes 1 de diciembre