

PETROTECNIA

5 | 18

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 | AÑO LIX | 5 | 2018

La Refinación



5 / 2018

Petrotecnica Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. • Año LIX N° 5



Media sponsor de:



10º CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS

Petróleo y Gas. Año LIX. Congreso



UNO DE LOS
Producción
y Desarrollo
de Reservas

5. 5 de noviembre 2018
Mar del Plata, Argentina



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American
ENERGY



En este número de *Petrotecnia* nos volcamos al *downstream* para repasar cómo estuvo el 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación, realizado en la ciudad de Mendoza, del 27 al 31 de agosto.

En efecto, bajo el lema “Creatividad e innovación: conductores para una Industria de Refinación Sustentable”, esta exitosa nueva edición congregó a los profesionales más prestigiosos del mundo de la refinación de más de 10 países para hablar sobre la excelencia operativa, los desafíos del parque refinador, las perspectivas de cambio en la calidad de crudos y la tecnología e innovación, entre otros aspectos.

Durante el desarrollo de cuatro mesas redondas con temáticas de impacto y más de 80 presentaciones y posters, se debatieron los principales aspectos del tema, con la afortunada presencia de cada vez más jóvenes que marcan el recambio generacional.

En este número presentamos varios de los trabajos seleccionados por el Comité organizador del Congreso, como “Procesos de selección de tecnología”, “Corrosión por cloruro de amonio en unidad de hidrotreatmento de diésel”, “Implementación de mejoras para minimizar riesgos en hornos de procesos”, “Desarrollo de herramientas de simulación para la optimización de tren de crudo. Refinería de campana” y “Procesamiento de crudos con mercurio”.

Además, volvemos a tocar aspectos cotidianos de la eficiencia energética con una nota sobre “Los artefactos de cocción más eficientes en la Argentina” y de integridad, con “Gerenciamiento de la mitigación de la corrosión interna aplicando un novedoso sistema de redes de ductos en yacimientos de YPF Mendoza Norte”.

Además, *Petrotecnia* quiere homenajear el enorme trabajo y el esfuerzo que significaron para la industria la Expo Argentina Oil & Gas Patagonia 2018, organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, y que se reveló como el evento de negocios más importante de la industria del petróleo y del gas de la región de la última década. En efecto, y con detalles que daremos en el último número de *Petrotecnia* de 2018, del 2 al 5 de octubre se celebró en el Espacio DUAM de la ciudad de Neuquén, y fue una ocasión inmejorable para conmemorar los 100 años de descubrimiento del petróleo en la Cuenca Neuquina, algo que pudimos celebrar junto a todos los hacedores de nuestra industria.

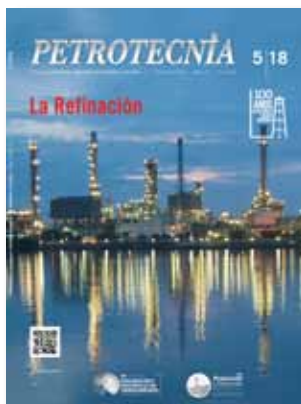
En especial, la jornada organizada por los jóvenes profesionales IAPG, ahora con sede en Comahue, donde las nuevas generaciones fueron protagonistas.

Todo esto y mucho más es lo que les mostraremos en el próximo número.

Este año, aunque aún no ha terminado, podemos afirmar que gracias a las diferentes actividades que realizó el IAPG, el 2018, que se presentaba como un gran desafío, logró ser todo un éxito. Todavía nos quedan oportunidades para demostrarlo.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

La Refinación

Estadísticas

08 Los números del petróleo y del gas Suplemento estadístico

Tema de tapa

10 Exitoso 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Por *Joaquín Caveda*, Presidente Comité Organizador del 5° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG

Una revisión del evento del *downstream* más importante de la región.



18 Procesos de selección de tecnología

Por *María Florencia Lértora* y *Pablo Villafañe* (YPF S.A.)

En tecnologías maduras, como las disponibles en la industria de la refinación, al momento de realizar una selección, es clave establecer una correcta estrategia que se adapte a las necesidades del proyecto. El informe de selección de tecnología es el resultado de analizar, comparar y evaluar técnica y económicamente los distintos procesos, definiendo en cada caso la mejor solución para la compañía.



28 Corrosión por cloruro de amonio en unidad de hidrotratamiento de diésel

Por *Vanesa Casariego* y *Melisa M. Prost* (Axion Energy)

Para asegurar la confiabilidad en la operación de una unidad es clave conocer las variables críticas y las ventanas operativas con el fin de trabajar en su predicción y control. En las unidades de hidroproceso, la formación de sales de amonio es un fenómeno inevitable y altamente estudiado. Sin embargo, en los últimos años, se observa un crecimiento apreciable en la temperatura de *salt point* en las unidades, debido al incremento de sus reactivos en la alimentación.

34 Implementación de mejoras para minimizar riesgos en hornos de procesos

Por *Georgina Giacomo* y *Emiliano Nicola* (Shell CAPSA)

La operación de hornos en unidades de procesos es un área de riesgo identificada en la industria. Existen numerosos registros de incidentes de seguridad en la industria de refinación asociados a temas de diseño, operación y mantenimiento de los hornos, cuyos aprendizajes son continuamente incorporados como mejoras en los criterios de diseño de equipos, instalaciones, estrategias de control y salvaguarda y procedimientos operativos.



48 Desarrollo de herramientas de simulación para la optimización de tren de crudo. Refinería de Campana

Por *Dino Giovanni Carrattini* y *Joaquín Nicolás Dri* (AxionEnergy)

En este trabajo se presenta el desarrollo realizado en 2017 por el grupo de Ingeniería de Procesos en la Refinería Campana a partir de una herramienta que permite evaluar la situación actual de ensuciamiento del tren de precalentamiento de crudo con una reconciliación de datos tomados *online* de planta.



52 **Procesamiento de crudos con mercurio**

Por *Fabián G. Lombardi*, Axion Energy S.A.

En este trabajo se hace referencia a la necesidad del estudio y trazabilidad del mercurio para realizar una gestión en base a los crudos que se procesan en una refinería. Se hace especial énfasis en la experiencia con los crudos nacionales.



58 **Desarrollo estimado de costos de un proyecto**

Por *Maitena Biggeri* y *Ana Soledad Dusek*, YPF S.A.

Durante las distintas fases de un proyecto se trabaja para profundizar en aspectos técnicos, de seguridad y de desarrollo del plan de ejecución, que incluye además su estimación de costos. Este trabajo reúne la experiencia a lo largo de los años de la Gerencia de Ingeniería de Obras y Construcciones de YPF en el desarrollo del estimado de costos, su objetivo, las precisiones necesarias según la fase del proyecto, las limitaciones y los errores que se pueden cometer si no se consideran.

Notas técnicas



64 **Los artefactos de cocción más eficientes en la Argentina**

Por *Pablo Sensini* y *Salvador Gil* (Escuela de Ciencia y Tecnología - Universidad Nacional de San Martín); y *Pablo Romero*, *Pedro Cozza*, *Jorge Fiora* (INTI Energía)

Puesto que la cocción es el servicio energético más básico e indispensable en la sociedad, para las familias de bajos ingresos que usan gas envasado o leña, este consumo tiene un alto impacto en sus presupuestos y en su calidad de vida. En este trabajo se comparan las eficiencias energéticas y las emisiones de CO₂ de las tecnologías más usadas de cocción.



74 **Gerenciamiento de la mitigación de la corrosión interna aplicando un novedoso sistema de redes de ductos en yacimientos de YPF Mendoza Norte**

Por *Eduardo Curci* y *Gustavo Gil*, con la colaboración de *Marina Herrero* y *Carolina Sosa* (YPF S.A.)

Entre las consecuencias perjudiciales que afectan las operaciones de producción en campos de petróleo y gas originados por la corrosión interna de los fluidos transportados por ductos y cañerías se encuentran los problemas ambientales y económicos.



80 **Soluciones dinámicas para el control de incrustaciones insolubles de sulfato de bario en un yacimiento maduro en la Argentina. Un caso de adecuación tecnológica**

Por *Mara Schenkel*, *Marcela Morales Bobes* y *Santiago Pérez Millan* (Pluspetrol)

La deposición de incrustaciones en el *well bore* y punzados constituye uno de los principales problemas del Yacimiento Centenario. Las nuevas tecnologías permiten que yacimientos maduros con problemáticas severas de formación de incrustaciones, alto corte de agua y con costos operativos excesivos hagan sostenible su actividad, con el aporte de una opción económica y técnicamente eficaz.

Actividades

87 **Congresos y Jornadas**

Nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

90 **Novedades de la Industria**

101 **Novedades desde Houston**

100 **Novedades del IAPG**

102 **Índice de anunciantes**



Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina

Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)

**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

facebook.com/IAPGInfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGInfo plus.google.com/113697754021657413329

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 María Elena Ricciardi

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López

Corrector técnico: Enrique Kreibohm

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

Miembros: Jorge Albano, Jorge M. Buciak, Carlos Casares, Carlos E. Cruz, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Enrique Kreibohm, 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 febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre, y se distribuye gratuitamente a 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 LIX N° 5 - 2018

ISSN 0031-6598

Tirada de esta edición: 3.000 ejemplares

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*.

Suscripciones

Argentina: Precio anual - 6 números: \$ 1600

Exterior: Precio anual - 6 números: US\$ 95

Enviar cheque a la orden del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Informes: suscripcion@petrotecnia.com.ar



Premio Apta-Rizzuto

- 1° Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1° Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015
- 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 2010
- 1° Premio a la mejor nota técnica-INTI 2008
- 1° Premio a la mejor nota técnica 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, notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 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

Comisión Directiva 2018-2020

CARGO

Presidente

Vicepresidente 1°

Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas

Vicepresidente Downstream Petróleo

Vicepresidente Downstream Gas

Vicepresidente de Servicios de pozos

Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos

Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales

Secretario

Pro-Secretario

Tesorero

Pro-Tesorero

Vocales Titulares

Vocales Suplentes

Revisores Cuentas Titulares

Revisores Cuentas Suplentes

EMPRESA

SOCIO PERSONAL

YPF S.A.

PAN AMERICAN ENERGY LLC. (PAE)

SHELL C.A.P.S.A.

GAS NATURAL FENOSA

BOLLAND y CIA. S.A.

BAKER HUGHES ARGENTINA S.R.L.

SIDERCA S.A.I.C.

PAMPA ENERGÍA S.A.

WINTERSHALL ENERGÍA S.A.

TOTAL AUSTRAL S.A.

TECPETROL S.A.

CHEVRON ARGENTINA S.R.L.

MEDANITO S.A.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. (TGN)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. (TGS)

PLUSPETROL S.A.

METROGAS S.A.

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

CAPSA/CAPEX - (COMPAÑIAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.)

COMPAÑIA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A. (CGC)

ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

AXION ENERGY ARGENTINA S.A.

EXXON MOBIL EXPLORATION ARGENTINA S.R.L.

HALLIBURTON ARGENTINA S.R.L.

PECOM SERVICIOS ENERGÍA S.A.

WEATHERFORD INTERNATIONAL DE ARGENTINA S.A.

SCHLUMBERGER ARGENTINA S.A.

SAN ANTONIO INTERNATIONAL S.A.

PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A. (PCR)

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (ECOGAS)

LITORAL GAS S.A.

SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.

REFINERIA DEL NORTE S.A. (REFINOR)

RAFAEL G. ALBANESI S.A.

A- EVANGELISTA S.A. (AESA)

PALMERO SAN LUIS S.A.

CESVI ARGENTINA S.A.

AGGREKO ARGENTINA S.R.L.

SOCIO PERSONAL

Titular

Ing. Ernesto López Anadón
Dr. Gonzalo Martín López Nardone
Ing. Rodolfo Eduardo Berisso
Lic. Teófilo Lacroze
Ing. Horacio Carlos Cristiani
Ing. Adolfo Sánchez Zinny
Ing. Mariano Gargiulo
Ing. Javier Mariano Martínez Álvarez
Ing. Horacio Turri
Cdor. Gustavo Albrecht
Sr. Dominique Marion

Sr. Pablo Carlos Ledesma
Dr. Dante M. Ramos
Ing. Margarita Esterman
Ing. Daniel Alejandro Ridelener
Cdor. Javier Gremes Cordero
Ing. Germán Patricio Macchi
Lic. Valeria Soifer
Lic. Maria Carmen Tettamanti
Ing. Sergio Mario Raballo
Lic. Pablo Alejandro Chebli
Ing. Eduardo Tapia Alwayay
Ing. Luis Edgardo Fredes
Ing. Daniel Aníbal De Nigris
Ingr. Fernando Rearte
Ing. Marcelo Gerardo Gómez
Ing. Diego Amante
Ing. Gabriela Prete
Lic. Walter Cristian Forwood
Ing. Miguel Angel Torilo
Dr. Santiago Marfort
Ing. Ricardo Alberto Fraga
Lic. José Antonio Esteves (hijo)
Ing. Fernando Caratti
Sr. Armando Roberto Losón
Ing. Martín Emilio Guardiola
Sr. Marcelo Horacio Luna
Ing. Gustavo Eduardo Brambati
Cdor. Jorge Tomsin
Sr. Nino D. A. Barone

Alterno

Ing. Fernando José Villarreal
Ing. Enrique Eduardo Roberto Smiles
Ing. Martín Yáñez
Ing. Ignacio Javier Neme

Sr. Diego Schabas
Sra. María Inés Sainz
Lic. Gustavo Oscar Peroni Martín
Lic. José Luis Fachal
Dra. Gabriela Roselló
Sr. Horacio Pizarro
Ing. Guillermo M. Rocchetti
Ing. Diego Grimaldi
Sr. José Alberto Montaldo
Cdor. Rubén de Muria
Sr. Juan Pablo Vanini
Ing. Patricia Laura Carcagno
Sr. Rodrigo Espinosa
Ing. Jorge M. Buciak
Ing. Carlos Gargiulo
Lic. Iván Hansen
Ing. Daniel A. Santamarina
Sr. Damián Ciaccia
Sr. Héran Stockman
Ing. Diego Martínez

Sr. Luis Corti
Ing. Héctor Denis Pi
Geól. Mariano González Rithaud
Ing. Federico Antonio Stopar
Ing. José María González
Cont. Ricardo Armando Rodríguez
Ing. Adrián Marcelo Burnink



**ESTOS AEROGENERADORES TRANSFORMAN
EL VIENTO EN ELECTRICIDAD, Y SON NUESTROS.**

**PERO LO IMPORTANTE ES PARA QUÉ
TE SIRVE A VOS TODA ESA ENERGÍA.**

Estamos construyendo un nuevo parque eólico en el sur de nuestro país, que generará la energía eléctrica equivalente al consumo de 130.000 hogares. Porque en YPF venimos trabajando hace tiempo en crear nuevas energías para los tiempos que vienen. Para cuidar a tu familia y a la nuestra, que también vive acá.

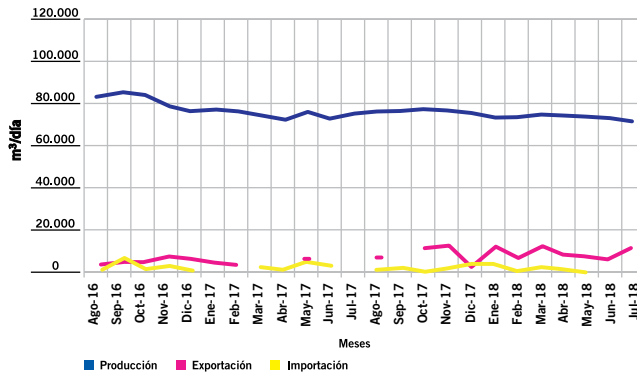
YPF
ENERGÍA QUE NOS UNE

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

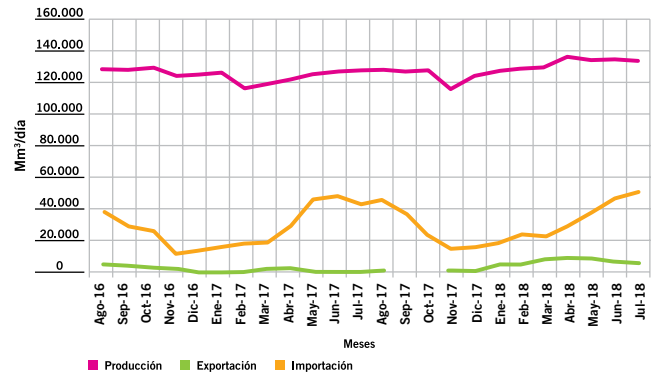


www.foroiapg.org.ar
 Ingrese al foro de la
 industria del petróleo y del gas

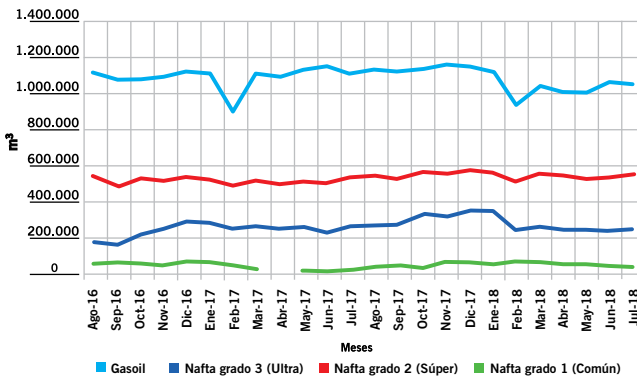
Producción de petróleo vs. importación y exportación



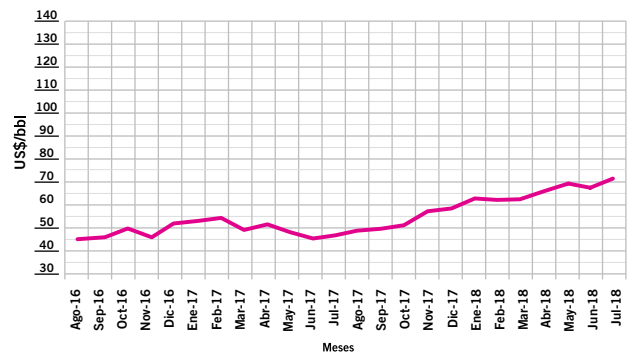
Producción de gas natural vs. importación y exportación



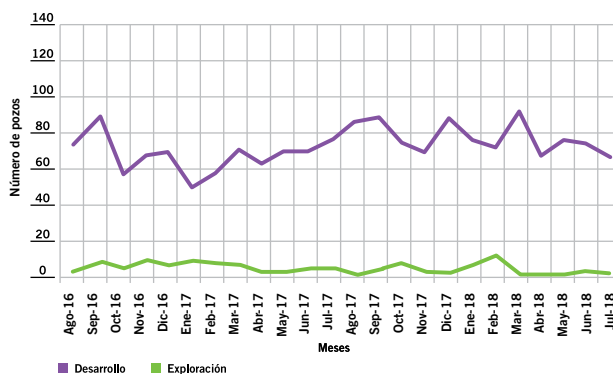
Ventas de los principales productos



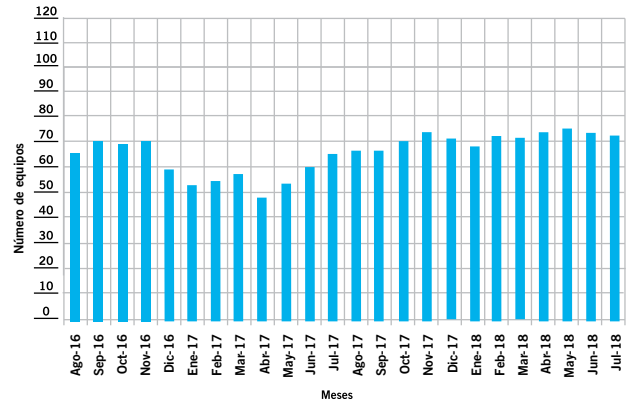
Precio del petróleo de referencia WTI



Pozos perforados



Cantidad de equipos en perforación



#MakeThingsBetter
total.com.ar

COMPROMETIDOS CON EL GAS NATURAL

Total invierte en gas natural para reducir la huella de carbono
de la matriz energética global



TOTAL

COMMITTED TO BETTER ENERGY



5º CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE REFINACIÓN



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



IAPG INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Una revisión del evento del *downstream*
más importante de la región.

Exitoso 5º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Por **Joaquín Caveda** (Presidente Comité Organizador del 5º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación del IAPG)



Bajo el lema “Creatividad e Innovación: conductores para una Industria de Refinación Sustentable” se realizó una nueva edición del Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación en la ciudad de Mendoza, del 27 al 31 de agosto últimos.

Esta nueva edición congregó a colegas de la industria de refinación, proveedores de tecnología, fabricantes de catalizadores, empresas constructoras y de servicios para la industria de más de diez países de América latina y del mundo.

Hemos asistido a las exposiciones de más de 80 trabajos de alto nivel, tanto en las exposiciones orales como pósters, sobre un total de más de 120 trabajos presentados para esta edición. A continuación se exponen los trabajos seleccionados por el Comité Organizador del Congreso.

Las temáticas, con fuerte foco en el lema del congreso, cubrieron aspectos relacionados con la excelencia operativa en los complejos refinadores, los desafíos del parque refinador ante las perspectivas de cambio en la calidad de crudos y las variaciones en las canastas por procesar, la ejecución de proyectos de infraestructura, la tecnología e innovación y los recursos humanos, entre otros.

En particular, en lo que hace a la excelencia operativa en los complejos refinadores, fuimos testigos de presentaciones de distintas vertientes: experiencias exitosas relacionadas con una operación más eficiente, un mejor aprovechamiento de la infraestructura existente, diversidad de prácticas implementadas en la integridad de activos y la utilización de metodologías para la optimización energética de procesos.

En el desarrollo de los trabajos agrupados bajo este eje temático se ven reflejados la utilización de herramientas avanzadas de cálculo y simulación, como modelos de inferencias de diversos parámetros analíticos y de procesos, la predicción dinámica del comportamiento de unidades, la optimización de limpieza de trenes de intercambio en unidades de topping, modelos que permiten simular operaciones de terminales.

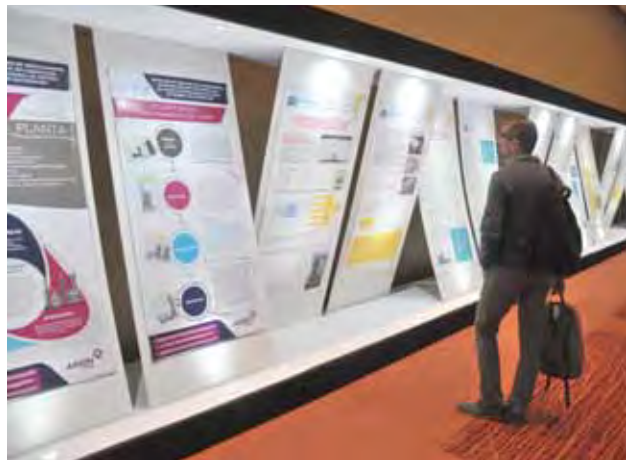


Asimismo, la temática de eficiencia energética y la implementación de sistemas de gestión de la energía bajo norma ISO 50.001 comienzan a ser temas cada vez más frecuentes, reflejados en distintos trabajos tratados dentro del congreso. Para cerrar este eje es necesario mencionar trabajos enfocados en las temáticas de seguridad de los procesos, tanto en la fase diseño como operación: disciplinas ineludibles a la hora de pensar en el negocio de refinación.

Asociado a los cambios en las calidades de crudos, muchos trabajos hacen referencia al componente cada vez más preponderante en las dietas de crudos de una refinería: el *shale oil*. Numerosos trabajos dieron cuenta sobre los

impactos en el transporte, el almacenamiento y la operación de las diversas unidades presentes en una refinería, y plantearon recomendaciones para utilizar como materia prima este crudo de forma exitosa.

También se desarrollaron trabajos basados en crudos convencionales, componente necesario de toda canasta. Con aproximaciones sistemáticas a problemas que los mismos suelen presentar, diversos trabajos tendieron a compartir metodologías de seguimientos de parámetros que condicionan la integridad de instalaciones y performance de las mismas, como así también nuevas tecnologías de catalizadores y metodologías para la optimización de





www.siam-arcon.com.ar

BOMBAS DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO DUPLEX · TRIPLEX · QUINTUPLEX
FABRICACIÓN NACIONAL · COMERCIALIZACIÓN · SERVICIO POST VENTA



45 años
de experiencia en el mercado petrolero
fabricando calidad y servicio

Base Neuquén: E. Bellenger N° 3025 - Pque. Ind. Neuquén - Tel.: +54 299 441 3831 3842
Fábrica y Administración: Dr. A. Lavarello 2156 - Avellaneda - Bs. As. - Tel.: +54 11 4203-0011 / 6577 - Email: ventas@siam-arcon.com.ar
Base Comodoro Rivadavia: Cagliero 112 - Cro. Rivadavia - Tel.: +54 297 446 0802



REDUZCA SU TIEMPO DE PERFORACION Y COLOQUE SU POZO CON PRECISION

PRESENTANDO iCRUISE™ SISTEMA ROTARIO DE PERFORACION DIRECCIONAL

Rápido, confiable y preciso, el nuevo sistema iCruise de Halliburton está diseñado con electrónica avanzada y comandos automatizados. Incluye múltiple sensores y paquetes de medición de inclinación y dirección, procesadores de alta velocidad, rotando hasta 400 rpm junto a una capacidad de tasa de construcción de 18 grados/30 metros. Con el sistema iCruise, usted podrá reducir tiempos de perforación, colocar sus pozos con precisión y obtener resultados consistentes.

Contáctenos Halliburton.com/iCruise.



operación de desaladores. Todos estos trabajos ponen de manifiesto la capacidad de los recursos humanos a la hora de desarrollar metodologías de seguimiento de diferentes parámetros operativos, con la oportunidad de sentar las bases para el desarrollo de prácticas recomendadas que puedan servir de referencia en el sector.

Los desafíos presentados en la ejecución de proyectos de inversión se reflejaron en diferentes presentaciones, donde el conocimiento técnico, el conocimiento del mercado de la construcción y de disponibilidad de proveedores locales son factores clave para poder alcanzar de forma eficaz los objetivos perseguidos de cara a los requerimientos cada vez más exigentes de calidad de combustibles.

En el congreso se desarrollaron cuatro mesas redondas con temáticas de impacto en el negocio de refino: hemos compartido experiencias vividas por empresas refinadoras en América latina, se abordaron temáticas relacionadas con los grandes datos, el tratamiento y la utilización en el negocio de refinación, se debatieron aspectos relacionados con el manejo de los recursos humanos, el reclutamiento y los mecanismos de motivación. Por último, se brindó un panorama a mediano y largo plazo de la evolución de la situación energética mundial y regional, y las nuevas tecnologías que se visualizan en el ámbito del transporte.

La mesa de ejecución de proyectos de inversión permitió congregar representantes de distintas empresas brindando información sobre aspectos, como los problemas que se presentan al definir los alcances de un proyecto y cómo adjudicarlo a las distintas contratistas involucradas, los desafíos a la hora de gestionar las compras y los suministros de equipamiento, los aspectos relacionados con la forma de captar y capacitar la cantidad de recursos para desarrollar la fase de construcción, las estrategias financieras e impositivas, los puntos que se deben tener en cuenta para constituir el equipo de conducción del proyecto, las realidades en los mercados locales con los distintos juga-

dores de la construcción, las problemáticas regionales y los desafíos sindicales.

En la mesa de incorporación de la utilización de grandes datos en el negocio de refinación participaron miembros de distintas compañías de este campo y empresas de tecnología. Se hizo foco en cómo ha evolucionado la interconexión de distintos elementos que forman parte de la vida cotidiana y, en consecuencia, la generación y la disponibilidad de información que debe ser procesada de forma de ser útil y cómo este procesamiento ha permitido descubrir la “información oculta”, factor importante para identificar problemas de fondo. Se presentaron distintos ejemplos concretos sobre cómo cierta información generada se puede procesar y utilizar para prevenir eventos, optimizar operaciones y buscar alternativas operativas, entre otras. Un mensaje interesante que surgió de esta mesa fue cómo pensar metodologías alternativas (es decir, sin una orientación tradicional al mantenimiento, la operación o los procesos) al momento de inferir los orígenes de los problemas de los que solamente se observan los síntomas.





a. marshall moffat®

SINCE 1952

UN SOLO TEJIDO IGNÍFUGO PARA TODAS LAS NECESIDADES, UN DISEÑO PARA CADA EMPRESA

ARCO ELÉCTRICO • FLAMABILIDAD • SOLDADURA • SALPICADURA DE METALES FUNDIDOS



INDURA
Ultra Soft

Cumpliendo con las siguientes Normas:

NFPA 70E | NFPA 2112 | EN 531 | EN 470 | IRAM 3878:2000



A. MARSHALL MOFFAT S.A.
ISO 9001:2000
A 16788

Sucursales propias en:

ARGENTINA

VENEZUELA

BRAZIL

CHILE

USA

CONSULTAS TÉCNICAS
0800-222-1403

Av. Patricios 1959 (1266)
Capital Federal - Buenos Aires
www.marshallmoffat.com

(011) 4302 - 9333 - Cap. Fed.

(011) 4343-0678 - Centro

(011) 5952-0597 - Bahía Blanca

(0299) 15405-4479 - Neuquén

(0297) 154724383 - Cdo. Rivadavia



Todas las actividades tuvieron un denominador común: contar y poder desarrollar los recursos humanos, elemento fundamental para lograr el éxito sostenido de una empresa. En la mesa de recursos humanos de refinación se han podido escuchar distintas visiones que echan luz sobre temas asociados con la transferencia de conocimiento, la brecha generacional y los recambios, aspectos para tener en cuenta en función a la diversidad existente en la actualidad y las líneas para explorar a la hora de contar con recursos que se sienten motivados por los desafíos que

se les presentan. Participaron representantes de RRHH de empresas refinadoras, consultoras de RRHH, representantes de la Comisión de Jóvenes del IAPG y representantes de Conicet y universidades.

Finalmente, la mesa de perspectivas energéticas a mediano y largo plazo permitió tener un panorama más allá de las actividades diarias acerca de lo que se puede esperar de las demandas energéticas futuras y el papel que tendrá el combustible fósil, los tipos de adelantos tecnológicos que se están desarrollando y se encontrarán en el mercado automotor y el transporte a futuro. De esta mesa participaron distintos referentes del sector privado, sociedad civil y consultores especializados.

El desarrollo del congreso dio un saldo sumamente positivo con trabajos de nivel internacional, de alto nivel técnico, calidad de presentación y de exposición. Las distintas mesas permitieron nutrir a los participantes de información y líneas de pensamiento para desarrollar en sus propios ámbitos, más allá de las tareas cotidianas. Una adecuada organización brindó tiempos apropiados para el desarrollo de un *networking* muy valioso.

Es de destacar la participación de una considerable cantidad de jóvenes –con un crecimiento sostenido en las últimas ediciones–, no solamente como parte del auditorio sino como autores de trabajos: nuevas generaciones cobran un grado de protagonismo que, sin dudas, renueva y enriquece un evento reconocido internacionalmente por su nivel técnico y la posibilidad de intercambiar experiencias. ■



Condarco 215 (1878) - Quilmes
Buenos Aires - Argentina
(011) 4254-1010 / 6380-8651
industrial@inquisa.com.ar
www.inquisa.com.ar

MANGUERAS INDUSTRIALES

OROFLEX CAUCHO Y POLIURETANO



DESDE HACE MÁS DE 15 AÑOS, REFERENTE EN LA INDUSTRIA DEL GAS Y LA PETROQUÍMICA



Compañía Mega es una empresa argentina que opera desde abril del 2001. Tiene como eje principal del negocio agregar valor al gas natural a través de la separación y el fraccionamiento de sus componentes ricos en etano, propano, butano y gasolina natural. El etano, constituye la principal materia prima de la industria petroquímica argentina, y se utiliza el resto de los componentes líquidos (propano, butano y gasolina natural) para otros mercados.

www.ciamega.com.ar



BUENOS AIRES

San Martín 344, 10° piso
Ciudad Autónoma de Bs. As.
C1004AAH
Tel.: (54-11) 5441-5746/5876
Fax: (54-11) 5441-5731/5872

PLANTA LOMA LA LATA

Ruta Provincial 51, Km. 85
Loma La Lata Q8300XAD
Provincia de Neuquén
Tel.: (54-299) 489-3937/8
Fax: (54-299) 489-3937 int. 1019

PLANTA BAHÍA BLANCA

Av. del Desarrollo Pte. Frondizi s/n
Puerto Galván B8000XAU
Provincia de Buenos Aires
Tel.: (54-291) 457-2470
Fax: (54-291) 457-2471

Procesos de selección de tecnología

Por *María Florencia Lértora* y *Pablo Ariel Villafañe* (YPF S.A.)

En tecnologías maduras, como las disponibles en la industria de la refinación, al momento de realizar una selección, es clave establecer una correcta estrategia que se adapte a las necesidades del proyecto. El informe de selección de tecnología es el resultado de analizar, comparar y evaluar técnica y económicamente los distintos procesos, definiendo en cada caso la mejor solución para la compañía en la que se combinan factores, como aptitud técnica, inversión necesaria, costos de operación, calidad de producto, constructibilidad, mantenibilidad y seguridad operativa.



Como consecuencia de la evolución de los mercados hacia requisitos cada vez más exigentes, la compañía debía enfrentar una nueva etapa de cambios en las especificaciones de combustibles, similar a la etapa de 2010-2012, tanto en naftas como en diésel. Con apenas unos estudios preliminares, se solicitó a la Gerencia de Ingeniería de Obra y Construcciones de la Vicepresidencia *Downstream* gestionar la selección de tecnologías y la contratación de todas las ingenierías básicas necesarias en los complejos de YPF para su adecuación a la nueva regulación.

Los esquemas de refino aún presentaban algunas alternativas, por lo que no se contaba con una definición cerrada que facilitara las condiciones para iniciar los concursos de precios, la selección de tecnología y la contratación de las ingenierías. Sin embargo, no se podían dilatar mucho

más los plazos, ya que la experiencia del equipo en las gestiones de proyectos anteriores y los requisitos que imponen los procesos de trabajo de la empresa indicaba que se debía lanzar la gestión de compras lo antes posible, al menos para aquellos pertenecientes al primer grupo de implementación. Producto de un análisis integral de los complejos, se esperaba que las definiciones de las necesidades de nuevas plantas de proceso o modificaciones de las existentes (*Revamps*) llegaran con una simultaneidad poco habitual. El desafío era encontrar la forma de reducir los plazos de las actividades mencionadas y nivelar la carga de trabajo que se vislumbraba con picos de demanda importantes.

Desarrollo

La estrategia propuesta consistió en realizar, antes de la selección de tecnología y de los concursos de precios de las ingenierías, un proceso de precalificación de los tecnólogos a partir de la negociación de un modelo de contrato cuyo resultado final sería un conjunto de condiciones acordadas al momento de las licitaciones, que permitiera desarrollarlas enfocándose en los aspectos técnicos y en un plazo menor.

1) Proceso de precalificación contractual

Se invitó a participar a tecnólogos de diferentes países con experiencia en procesos de hidrot ratamiento de hidrocarburos y en generación de hidrógeno, con la obtención de diez candidatos para formar parte de esta etapa. El objetivo era contar con la mayor cantidad posible de empresas precalificadas, de modo de asegurar la competencia y disponer de un amplio abanico de soluciones tecnológicas que deriven en la mejor alternativa técnico-económica para el cumplimiento de las futuras especificaciones de los combustibles. También se buscaba reducir los plazos de negociación contractual, una vez definidos los esquemas y las unidades de proceso objeto del concurso.

Si bien se indicó el marco de referencia dado por el tipo de unidades por construir, reconvertir o modificar y las refinerías donde ocurriría, el foco estuvo en la discusión de aspectos comerciales, legales y algunos técnicos, pero en forma genérica, comunes a cualquiera de las tecnologías involucradas.

El punto de partida fue poner a consideración un modelo de contrato elaborado por YPF para la contratación de ingenierías en fases tempranas. Este modelo ha sido nutrido a lo largo de los años con las lecciones aprendidas de proyectos anteriores. Además de contener las cláusulas típicas de todo contrato, como definiciones, obligaciones de las partes, precios y métodos de certificación y pago, ley aplicable, condiciones para la resolución de controversias, suspensión, rescisión o terminación, garantías contractuales, manejo de los reclamos, responsabilidades, etcétera. A continuación se describen algunas de las secciones especialmente relevantes, que consideramos que se deben tener en cuenta al contratar ingenierías básicas con tecnólogos.

- **Licencias:** muchas de estas tecnologías son procesos licenciados. Para estos casos debe preverse si serán temporales o a perpetuidad, los derechos sobre el uso de la tecnología que adquiere el comitente con la licencia

(Por ejemplo, diseñar, construir, operar y mantener la unidad, comercializar los productos, entre otros), su relación con la capacidad de producción, las condiciones para adquisición de futuras licencias del mismo proceso o incrementos de capacidad de la planta, consideraciones para actualizaciones y mejoras sobre el proceso desarrolladas por cualquiera de las partes e hitos de pago, entre otros.

- Calidad, salud, seguridad y protección ambiental: involucra requisitos de certificación de normas, que debe cumplir el personal del tecnólogo cuando desarrolla trabajos en las instalaciones del comitente, cumplimiento de las leyes y reglamentaciones de salud, seguridad y ambiente, por el personal y por el diseño.
- Personal del contratista: los conocimientos, las habilidades y la experiencia del personal clave que realiza el diseño y presta las asistencias, afectan a los resultados del proyecto. Por ello, deben detallarse los requisitos para ese personal y los procedimientos para sus reemplazos o sustituciones.
- Pruebas de performance: se requiere que el diseño cumpla con determinados parámetros en cuanto a especificaciones de productos, rendimientos, consumos, ciclo de vida del catalizador, etc. Dichos valores deben estar garantizados. El detalle de estos parámetros, así como los procedimientos para establecer cómo y cuándo medirlos dependen de cada tecnología y de

cada proyecto, por eso no fueron abordados en esta etapa. En cambio, fue establecido el período de garantía técnica, las obligaciones en caso de que las pruebas de performance no resultaran exitosas al contrastar el desempeño real con los parámetros garantizados, las obligaciones de rehacer trabajos para subsanar los defectos y su alcance, los remedios consecuencia de dichos incumplimientos y las condiciones para la liberación de responsabilidad del tecnólogo.

- Confidencialidad: aparte de los requisitos habituales sobre el resguardo de la información que intercambian las compañías, este aspecto cobra gran importancia, ya que para el negocio de las empresas de tecnología es clave que sus investigaciones y desarrollos no se hagan públicos. Por otra parte, el comitente necesita compartir información con terceras partes para hacer ingeniería de detalle, adquirir equipos y materiales o construir las unidades. En esta cláusula se define la información que se considera confidencial, la forma de protegerla y los procedimientos para compartirla, manteniendo un balance que permita ejecutar el proyecto en forma ágil.
- Propiedad intelectual: frecuentemente estas tecnologías poseen patentes registradas. Es fundamental que el diseño de proceso no viole ningún derecho de patente de terceras partes, ya que un reclamo podría tener consecuencias catastróficas, como la imposibili-

El desarrollo de la energía inteligente fluye a partir de las grandes ideas.

Stantec (antes MWH) ofrece en Argentina una amplia variedad de servicios de medio ambiente, ingeniería, adquisiciones y gestión de la construcción para upstream y midstream.

Diseñamos ductos, terminales y refinerías, así como infraestructuras de plantas de procesamiento e instalaciones de campo para el sector de gas y petróleo.



Diseño pensando en la comunidad.
stantec.com/es
Tel.: 011 5274 3100 / info.argentina@stantec.com



Innovación y tecnología al servicio de sus proyectos energéticos.

Cuando se trata de mejorar la eficiencia y productividad de sus proyectos, cuente con AESA para incorporar las soluciones vinculadas a desarrollos y aplicaciones de tecnología que su negocio necesita.



- Monitoreo con Drones
- Logística de última milla
- Limpieza automática de tanques
- Estrategias de modularización
- Escaneo tridimensional
- Servicios ambientales

Con una trayectoria destacada en fabricación y proyectos industriales para el mercado energético y un portafolio de servicios que va de la operación y mantenimiento de yacimientos e instalaciones a la provisión de servicios ambientales y de alta innovación tecnológica, AESA es la respuesta a sus desafíos.

AESA (A-Evangelista S.A.)
(+54) 11 5441-6000 | aesa.comercial@ypf.com | aesa.com.ar

AESA
=====



dad de operar una planta ya construida. Este artículo aborda las obligaciones, las responsabilidades y las acciones que se deben implementar si ocurriera dicho reclamo, en aspectos legales y técnicos con el fin de mantener la unidad en operación.

- Términos y condiciones para equipos y catalizadores: es posible que el diseño involucre equipos o catalizadores propietarios, que obligatoriamente deben ser adquiridos al tecnólogo u otros denominados mandatorios, que son de suministro exclusivo por un tercero determinado. Aunque ellos no sean adquiridos junto con la ingeniería, es recomendable conocer en detalle cuales serán esos ítems y acordar de antemano ciertas condiciones que se trasladarán a futuras órdenes de compra. Por citar algunas, condiciones de entrega, penalidades por retraso, garantías, hasta precios y fórmulas de ajuste. También hay equipos que, no pertenecen a las categorías mencionadas, pero su provisión está limitada a una muy corta lista de *vendors* (tres o menos). Esto condiciona las posibilidades de suministro y la competencia en concursos de precios, por lo tanto, se requiere que esta clase de equipamiento sea listada en las etapas de oferta de ingeniería. Adicionalmente debe asegurarse que, durante el diseño de ingeniería básica, los equipos no incluidos en esa lista cuenten con al menos cuatro fuentes de provisión.
- Términos y condiciones para asistencias técnicas y otros servicios: al seleccionar una tecnología, la relación con el licenciante se extiende más allá del desarrollo de la ingeniería básica. Habitualmente se necesita la participación del personal del tecnólogo

en revisión de algunos documentos de ingeniería de detalle o de *vendors*, en análisis de riesgos de proceso, evacuando consultas que surjan durante las etapas de ingeniería posteriores a la básica, supervisando la instalación de equipos importantes, asistiendo al comisionado y puesta en marcha, etc. Incluso pueden ser condicionantes impuestos por los tecnólogos para la validez de los parámetros garantizados. Es importante que todos estos aspectos sean abordados de antemano y, por lo tanto, que estén incluidos en el contrato de ingeniería, de manera de negociar las condiciones de dichas asistencias, en conjunto con la propuesta para la elaboración de la ingeniería básica. Esto representa una situación más equilibrada para la negociación, al igual que ocurre en el caso de equipos propietarios, mandatorios y catalizadores.

La mecánica utilizada fue enviar los modelos de contratos para análisis y comentarios, seguido de sucesivas rondas de revisión por parte de un equipo interdisciplinario en el que participaron en forma directa o dando soporte, representantes de las áreas de compras, contratos, proyectos, administración de contratos, legales, staff técnico, impuestos y seguros. Posteriormente, comenzaron las reuniones de negociación, presenciales o a distancia. Fue una actividad muy enriquecedora que demandó mucha dedicación y como resultado se lograron los primeros acuerdos, que fueron documentados mediante cartas de aceptación.

Al final de este trabajo, ocho de los diez tecnólogos resultaron precalificados, es decir, estarían en condiciones de participar del proceso de selección de tecnología.

 MUJER

NUEVO MODELO MAUI



MAUI BLUE



MAUI GRAY



MAUI BLACK

Conoce más en

WWW.MUJERFUNCIONAL.COM



FUNCIONAL MUJER

FUNCIONAL
CALZADO DE SEGURIDAD



Esta instancia luego sería instrumentada mediante concursos de precios para el desarrollo de ingenierías básicas, en los cuales varios de ellos requirieron de la elaboración de ingeniería como parte del proceso de oferta (*Scoping study* o *revamp study*), para varias alternativas de solución a los objetivos planteados.

2) Selección de tecnología

La selección de tecnología es un proceso metodológico que implica la búsqueda y el análisis de una tecnología de un tercero (habitualmente llamado tecnólogo o licenciante) de una determinada unidad de proceso.

Se trata de un método riguroso en las etapas más tempranas de los proyectos que pretende garantizar que la tecnología seleccionada es la más competitiva de todas las disponibles, medida a través de diferentes variables de interés particular para la compañía y cuya evaluación se adecua a cada proceso en particular.

Como se mencionó, se definió el nuevo esquema de las refinerías para el cumplimiento de nuevas especificaciones de combustibles, a través de un grupo multidisciplinario de la compañía.

Superado el primer hito de preselección de licenciantes y luego del armado del *short list* de invitados, se realizó internamente el armado de los distintos documentos o anexos que forman parte de cada concurso de selección.

El grupo de trabajo en esta etapa para la confección de la documentación requerida se conforma por especialistas (en su mayoría ingenieros en procesos, al menos en esta etapa inicial) y el equipo de gestión de proyectos. Como

áreas de apoyo se cuenta con el equipo de compras, contratos, planificación estratégica y desarrollo técnico.

Los documentos centrales de esta etapa de selección son los siguientes:

1. Matriz de selección de tecnología.
2. Elaboración de bases de diseño.
3. Definición de la documentación que se entregará con las ofertas técnico-comerciales.
4. Definición del alcance mínimo de la provisión de la ingeniería.
5. Normativas de referencia por considerar.

Previo al inicio del proceso, se establecieron para cada uno de los pasos, el contenido, la finalidad y los responsables de cada grupo asignado.

Matriz técnica de selección de tecnología

La matriz es un documento interno y confidencial que permite hacer una comparación ordenada y sistemática de los ítems más importantes que se evaluarán, los cuales deben ser definidos antes del inicio del concurso. Estos ítems son definidos de manera particular según el tipo de proceso de manera que contemplen los aspectos más relevantes. Para citar un ejemplo, en una unidad de procesos cualquiera se consideran los consumos de servicios auxiliares, entre otras variables de análisis.

Esta matriz se elaboró al inicio del proceso y, antes de comenzar los análisis técnico-comercial, se puso a consideración de todos los interesados de la organización de YPF, se recibieron los comentarios o las mejoras, para luego publicarla con el visto de todo el equipo de trabajo. Acordar

la matriz antes del inicio de proceso es fundamental, con el fin de establecer y congelar los parámetros de evaluación de las propuestas, otorgándole así transparencia y rigurosidad.

Elaboración de bases de diseño

Las bases de diseño constituyen el documento madre en el que se establecen las condiciones requeridas para el nuevo proceso. Este documento se mantiene en todas las etapas del proyecto.

Aquí se establecen las capacidades de procesamiento de las unidades, la calidad de la carga, la especificación de los productos, las condiciones en límite de batería, las condiciones de los servicios auxiliares, los valores por cumplir en las emisiones y/o efluentes, y los requerimientos especiales que se debe considerar en los diseños, entre otros.

Es una buena práctica que participen todos los interesados en la elaboración de este documento, entre los que podemos citar al personal de la refinería (procesos, operaciones, seguridad), la ingeniería de la propiedad (todas las especialidades), la planificación operativa y estratégica, y grupos técnicos involucrados de alguna manera en la definición del nuevo requerimiento, ya sea una unidad nueva o el *revamp* de una existente.

En algunos casos, la aprobación interna se demoró por recibir comentarios fuera de término o por la falta de datos que conforman la misma, por ejemplo, ciertos contaminantes. Como lección aprendida del proceso podemos citar el uso de una *checklist* para verificar la revisión completa y a tiempo de todo el equipo y los referentes de la refinería y la detección temprana de datos claves que no forman parte de los análisis de rutina del laboratorio de refinería.

Definición de la documentación que se entregará con las ofertas técnico-comerciales

En un anexo se incluyó la información y los entregables de mínima que los tecnólogos debían enviar para una correcta evaluación técnico-comercial, que no fueron evaluadas durante la etapa de preselección. Entre algunos aspectos podemos citar:

- Documentación de procesos solicitadas (diagramas de flujo, consumos de servicios, efluentes, *plot plan* y lista de equipos, entre otros).
- Alcance del paquete de ingeniería básica.
- Lista de equipos propietarios,

mandatorios o de fuente de provisión limitada.

- Planilla con desvíos técnicos y comerciales.
- Oferta comercial.
- Garantías del proceso.

El conjunto de estos entregables forma parte de un típico que maneja el equipo, aunque previamente se revisa para evaluar si se requiere información adicional.

Definición del alcance mínimo de la provisión de la ingeniería

Es importante detenerse lo suficiente en este punto

The infographic features the Wintershall logo at the top right, with the tagline 'A subsidiary of BASF - We create chemistry'. Below the logo, three blue banners read: '40 AÑOS', 'CONTRIBUYENDO AL DESARROLLO', and 'ENERGÉTICO DE LA ARGENTINA'. The central graphic consists of several circular images showing industrial scenes, including drilling rigs and workers in blue uniforms, set against a background of grey location pin icons. At the bottom, a large yellow location pin icon contains a blue flame symbol, followed by the text '40 AÑOS' in large blue letters and 'Wintershall Energía' in smaller blue letters below it.

para establecer qué información se requiere, según el nivel de ingeniería que se desarrollará.

En el caso de las tecnologías licenciadas, si bien cada tecnólogo tiene un alcance típico establecido para el armado de los paquetes de ingeniería, pueden darse situaciones en las que el cliente desee hacer ajustes con el fin de adecuar los entregables a sus necesidades. En esta instancia es importante haber definido bien los entregables de mínima que se requieren y su contenido, además de contrastarlos con una *checklist* una vez recibidas las ofertas.

Normativas de referencia por considerar

Se envía un anexo con las normativas generales que se deben tener en cuenta: estándares de diseño propios de la compañía, leyes nacionales o provinciales y normas internacionales, entre otras.

En lo referido a estándares de diseño, en general y en etapas de ingeniería básica de tecnólogos, se aceptan los estándares de los licenciantes y se especifica en este anexo si alguno en particular requiere de su cumplimiento.

Etapas de preparación y de análisis de ofertas

Una vez determinado un plazo para la presentación de las ofertas técnico-comerciales y recibida la documentación a través del grupo de compras, comenzó el proceso de evaluación por parte del grupo asignado a dicho análisis.

Los aspectos comerciales fueron analizados por los sectores de Compras y Proyectos, mientras que los técnicos están a cargo del staff de especialistas asignado al proyecto.

Como se mencionó, apenas recibidas las ofertas, se verificó el contenido global con una *checklist* para comprobar si la documentación requerida estaba completa o, por el contrario, había alguna omisión. Este orden inicial permite evitar demoras ya adelantados en el proceso de evaluación.

En esta etapa comenzó el intercambio de consultas o pedido de información adicional con los tecnólogos para homologar todas las propuestas recibidas. Esta información siempre se guarda de manera ordenada en una planilla, de forma de contar con la historia de todo el análisis y tener una traza limpia del proceso de intercambio con los licenciantes.

Una vez que se verificó que se disponía de toda la información técnica requerida y contenida en la matriz previamente elaborada, se comenzó con su completamiento.

La matriz de evaluación tiene una estructura cualitativa y cuantitativa. La cualitativa permite concluir si un licenciante cumple o no con los requisitos mínimos exigidos a través de criterios excluyentes (pasa/no pasa). Por ejemplo, calidad del producto requerido o el plazo de la ingeniería.

Una vez superados los atributos absolutos, el análisis continúa con criterios de ponderación, los cuales se ajustan a cada proceso en particular donde en cada línea de análisis se asigna una puntuación.

De esta manera sale una calificación ponderada por tecnólogo, que debe superar un valor umbral mínimo para cumplir con la aptitud técnica.

En las últimas evaluaciones y como punto de mejora e integración, se complementó el proceso de selección

con planificación estratégica. De esta manera, además de la evaluación técnica, se realizan análisis de los beneficios económicos de cada licenciante teniendo de esta manera una mirada integral y propiciando el abordaje a la mejor alternativa para la compañía en su conjunto. Además, esto conlleva un soporte técnico en la selección y un análisis económico realizado por un grupo especializado.

En esta fase se pretende llegar a un entendimiento completo de la tecnología que permita su valoración técnica y de proceder económica, para su comparación con otras tecnologías con objetivos semejantes de producción.

Etapas de cierre del proceso de selección

Se considera que el proceso ha sido completado y se está en condiciones de seleccionar al licenciante, cuando se han pasado por los siguientes puntos:

- Homologación técnica de las ofertas: se cuenta con toda la información para el completamiento de la matriz técnica y los datos son comparables entre sí.
- Aclaraciones a desvíos comerciales o técnicos cerrados.
- Ronda de consultas cerradas.

Con la información mencionada, en un informe final, se plasmaron las conclusiones del proceso de análisis.

Conclusiones

El proceso de precalificación contractual fue efectivo, dado que permitió obtener un alto porcentaje de tecnólogos de primer nivel con modelos de contratos acordados para luego desarrollar nueve concursos de precios para la provisión de estudios de *revamp* e ingenierías básicas. Así se logró tanto asegurar la competencia como contar con un amplio espectro de soluciones para los esquemas de refinación seleccionados. A la vez, permitió la realización de una correcta identificación de los riesgos asociados a los modelos contractuales, dando espacio para la toma de acciones de mitigación de los mismos. También estableció las bases para futuros acuerdos con los distintos tecnólogos. Realizarlo anticipadamente permitió que durante el análisis de ofertas, los equipos se concentraran en los aspectos técnicos y comerciales particulares de cada proyecto.

La misión del grupo evaluador de la tecnología es analizar los distintos aspectos relacionados con las distintas tecnologías disponibles, transformarlos o reducirlos a variables económicas y determinar en colaboración con el negocio el impacto sobre: inversión total, costos de producción, márgenes, ventas, etc.

El informe de selección de tecnología es el resultado de analizar, comparar y evaluar técnica y económicamente los distintos procesos, sean licenciados o no. Conviene destacar el término "económicamente", porque, al margen de las excelencias técnicas de un proceso, la idoneidad del mismo debe, como consecuencia, suministrar alguna ventaja competitiva a la compañía. ■



Al servicio de la industria energética.

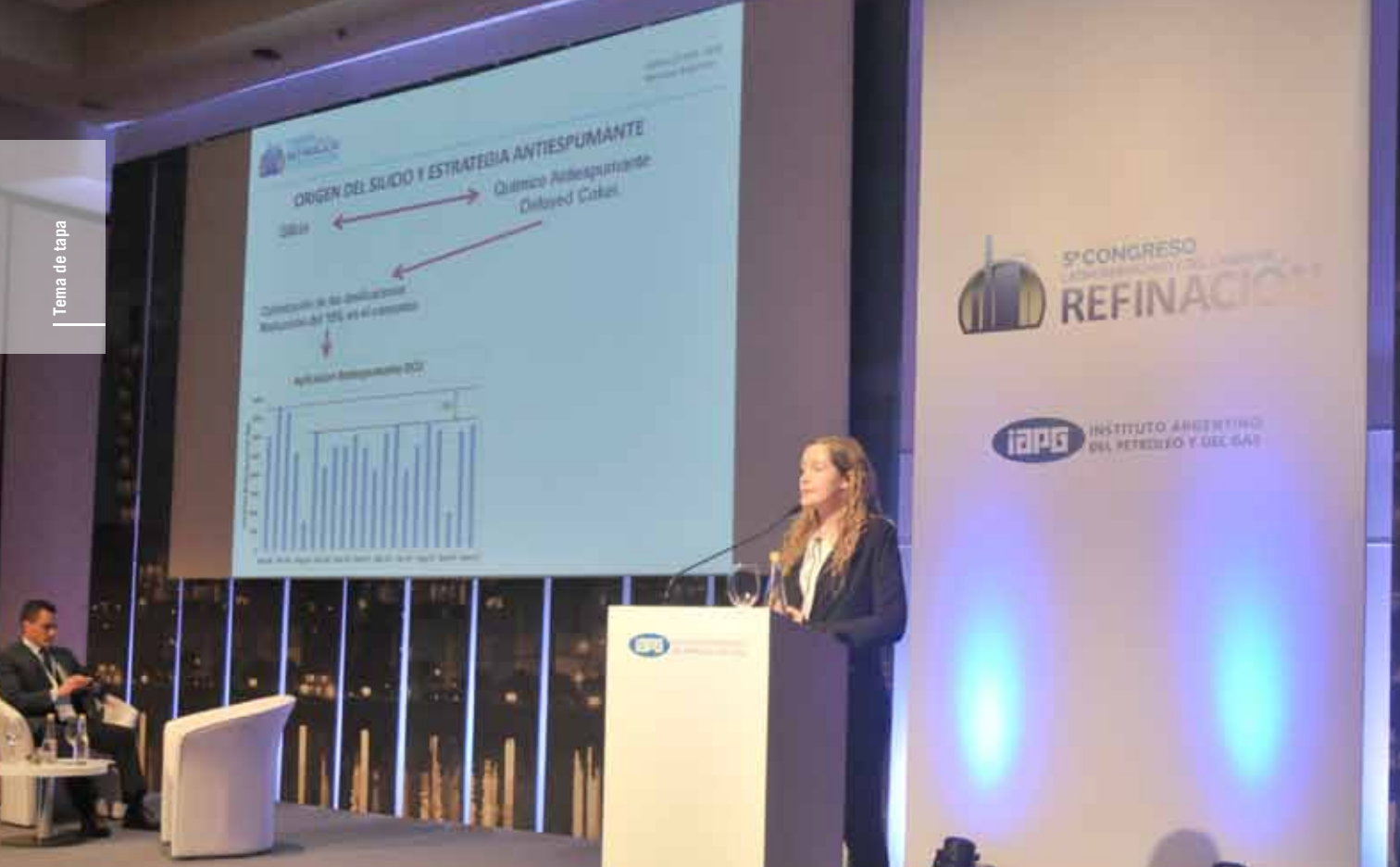
ENSI



- Operación y Mantenimiento
- Laboratorio de Metrología
- Planificación e Inspección
- Mediciones Ambientales

EMPRESA NEUQUINA
DE SERVICIOS DE INGENIERÍA S.E.
www.ensi.com.ar

📍 Ruta 237 Km. 1278 - Arroyito - Neuquén
C.C. 636 (Q8300) Neuquén - República Argentina
☎ Tel: +54 - 299 - 449 4100



Corrosión por cloruro de amonio en la unidad de hidrotratamiento de diésel

Por **Vanesa Casariego** y **Melisa M. Prost** (Axion Energy)

Para asegurar la confiabilidad en la operación de una unidad es clave conocer las variables críticas y las ventanas operativas con el fin de trabajar en su predicción y control.

En las unidades de hidroproceso, la formación de sales de amonio es un fenómeno inevitable y altamente estudiado. Sin embargo, en los últimos años se observa un crecimiento apreciable en la temperatura de *salt point* en las unidades debido al incremento de sus reactivos en la alimentación. En este trabajo se detalla el estudio del fenómeno en una unidad de hidrotratamiento de diésel.

La unidad de hidrotratamiento de diésel (MDT) produce gasoil de 500 ppm de azufre. La alimentación líquida es una mezcla de diésel de coker, diésel de *cracking* y gasoil de la unidad de destilación atmosférica. El gas tratante a la unidad es una mezcla de gas producido en la unidad de *reforming* sumado a una fuente externa de hidrógeno puro que conforman un gas con un 85% de pureza de hidrógeno.

Una particularidad de la unidad es que no posee una fuente externa de calor, sino que la temperatura mínima necesaria a la entrada del reactor se logra mediante intercambiadores de calor alimentación versus efluente. Es decir, que es necesario tener una cierta actividad de hidrogenación de aromáticos (reacciones con mayor exotermia) para llevar a cabo las reacciones de hidrogenación de azufre.

La unidad cuenta con un lavado de sales continuo de aproximadamente 3m³/h. El agua de lavado entra en el efluente gaseoso del separador caliente, aguas arriba de un condensador, el cual será separado luego en el separador frío y enviado a la unidad de tratamiento de aguas agrías.

Los efluentes líquidos del separador caliente y frío convergen en un *stripper* en el cual una corriente de vapor despoja los compuestos livianos de la misma (Figura 1).

Desarrollo

La formación de sales de amonio es inevitable en unidades de hidrotratamiento, al ser los reactivos el producto de las reacciones de hidrofinación. Los potenciales problemas asociados a la formación de sales son dos:

- **Fouling:** las sales precipitan y ocasionan un aumento en la caída de presión en el circuito reduciendo el performance de los intercambiadores de calor.
- **Corrosión bajo depósito:** las sales de amonio son altamente higroscópicas y absorben humedad de la corriente de proceso si la humedad relativa es mayor al 10%, aumentando así la velocidad de corrosión que puede ir desde 0,5 mm/año a 5 mm/año. Los materiales afectados listados en orden creciente de resistencia al daño: aceros al carbono, aceros al carbono de baja aleación, inoxidables sería 300, alloys 400, aceros inoxidables dúplex, alloy 800, alloy 825, alloy 625, C-276, titanio.

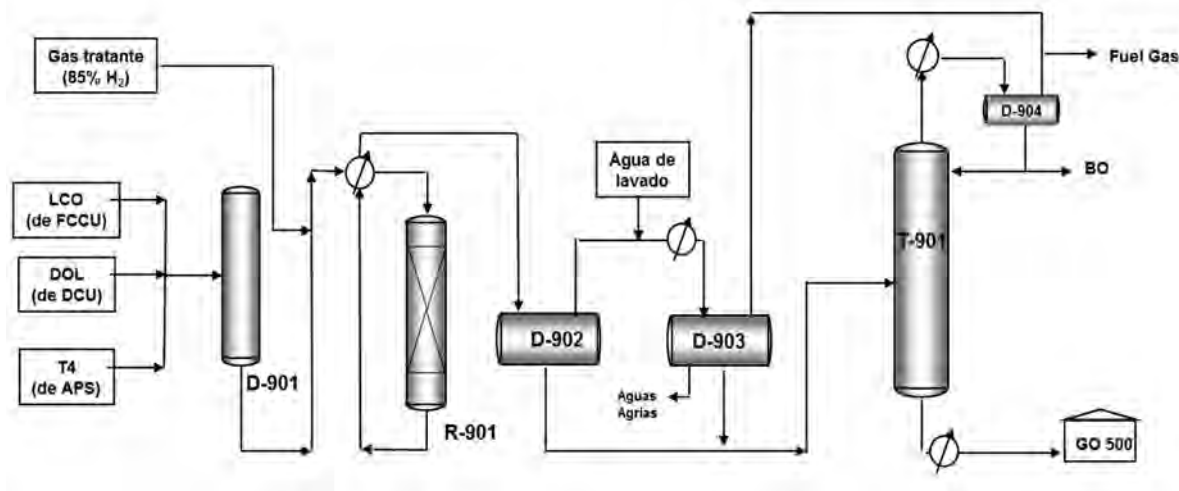


Figura 1. Flowsheet de la unidad.

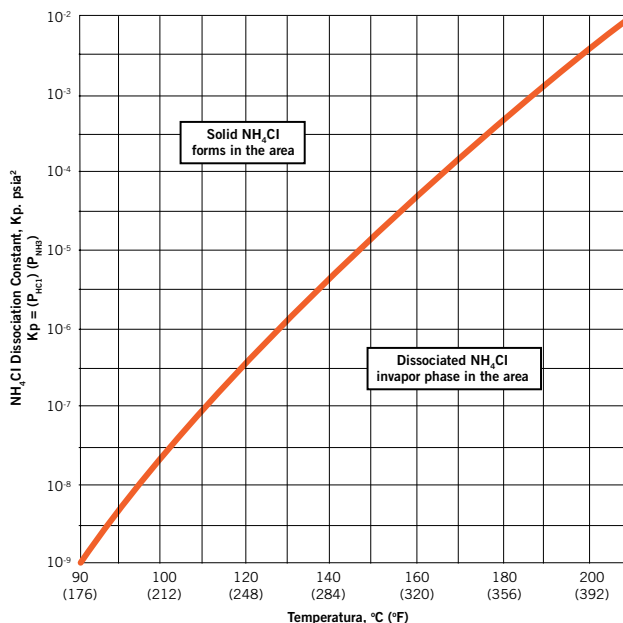


Figura 2. Temperatura de deposición NH₄Cl vs. constante de disociación.

Las sales de amonio que pueden formarse en la unidad son el cloruro de amonio (NH₄Cl) y el bisulfuro de amonio (NH₄HS).

La temperatura de *salt point* está determinada por la concentración de los reactivos y la temperatura de operación.

En este caso la sal que precipita es el cloruro de amonio, ya que alcanza su temperatura de *salt point* (~ 130 °C) aguas abajo del separador caliente.

El bisulfuro de amonio tiene un *salt point* tan bajo (~ 18 °C) que no llega a precipitar en la unidad.

Durante los años de operación de la unidad la corrosión por sales de amonio fue siempre estudiada para mantenerla en control.

De esta forma se determinaron ventanas operativas para lograrlo:

- **Temperatura de *tope stripper* (T-901) > 185 °C:** este límite se establece al sumarle 25 °C a la temperatura de *dew point*, de esta forma se asegura que no exista presencia de agua líquida en la torre que acelere la velocidad de corrosión.

- **Delta de nitrógeno en el reactor < 350 ppm:** este límite se estableció para asegurar que la temperatura de *salt point* no incremente de manera tal de alcanzar-se previo a la inyección de agua de lavado.
- **Vapor de stripping < 2Tn:** este límite asegura que no se sobrepase la capacidad de separación del D-904 y se evite el arrastre de agua con el reflujo a la torre.

En 2017 se realizó un nuevo análisis de la formación de sales en la unidad, y se encontró:

- **El mecanismo de deterioro es corrosión bajo depósito debido a sales de amonio (NH₄Cl).**

El depósito se forma cuando temperatura operación < temperatura deposición (*salt point*). Cuando el flujo de proceso se pone en contacto con una superficie “fría” se produce un shock de deposición en la zona de contacto.

El NH₄Cl tiene una temperatura de deposición alta, por eso, aunque se encuentre a bajas concentraciones se deposita a temperaturas del orden de 180 °C.

Los depósitos de NH₄Cl sin hidratar no presentan altas velocidades de corrosión; sin embargo, dicha sal es altamente higroscópica y su corrosividad aumenta considerablemente con su grado de hidratación (> 10% humedad en fase gas).

- **El *salt point* continúa ocurriendo en el efluente gaseoso del separador caliente.**

Se corroboró la temperatura de *salt point* considerando el nitrógeno que se convertía a amoníaco y los resultados de laboratorio de unos años atrás, donde obteníamos una concentración de cloruros ~ 3 ppm.

Según los resultados obtenidos, la deposición se da aguas abajo del separador caliente, o sea aguas abajo del lavado. El “circuito de sales” se ilustra en la figura 3.

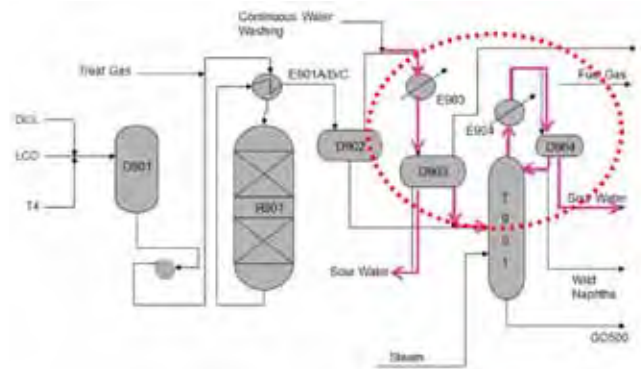


Figura 3. Circuito de sales en la unidad.

- **El agua de lavado es suficiente para lavar las sales del proceso.**

El agua de lavado para ser suficiente debe cumplir con dos condiciones:

- Tener un exceso agua de un 25% por sobre el punto de saturación para asegurar la presencia de agua líquida.
- Se debe conseguir en el efluente una concentración de sales menor al 8% volumen para controlar la corrosividad del agua agria.

En la unidad se alcanzan ambas condiciones, de hecho, hay un exceso de agua debido a que se utiliza una cantidad de agua adicional para mantener controlada la temperatura antes del condensador y evitar la formación de depósitos reduciendo su performance.

- **La torre operó en los últimos años por encima del *dew point* y del *salt point*.**

Teniendo en cuenta los valores de las temperaturas de *salt point* y *dew point*, se corroboró con los registros de





LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

27 años acompañando la Industria de Oil & Gas.

INTERNATIONAL WELL CONTROL SERVICES



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS



variables operativas que la temperatura de tope de la torre se mantuvo siempre por encima de estos límites.

• **Los sitios en donde se encontró corrosión bajo depósito se localizan en el reflujo de la torre y la zona de la conexión de entrada al condensador.**

Revisando el historial de inspección se observa que el reflujo de la torre y la zona de la conexión de entrada al condensador son los lugares mayormente afectados por el fenómeno corrosivo, esto se debe, en el caso de la entrada del reflujo, a que es la zona más fría dentro de la torre. En el condensador, el fenómeno es diferente, la corrosión se localiza en la conexión de entrada porque en esta parte el vapor todavía no condensó en su totalidad y la pequeña cantidad de agua colabora a hidratar la sal precipitada. Ya dentro del condensador, el vapor se condensa totalmente y ejerce un efecto de agua de lavado dentro del mismo.

- **La velocidad de corrosión en la Torre T-901 es mayor a la esperada teórica**, ya que por la gran solubilidad del NH_4Cl en agua se espera que el 90% de sal quede en el agua de lavado sin llegar a la torre. Si así fuese, la corrosión de la T-901 estaría en valores esperados.
- De acuerdo con los ítems detallados y teniendo en cuenta que las sales son altamente solubles en agua, es esperable que la mayor concentración termine en

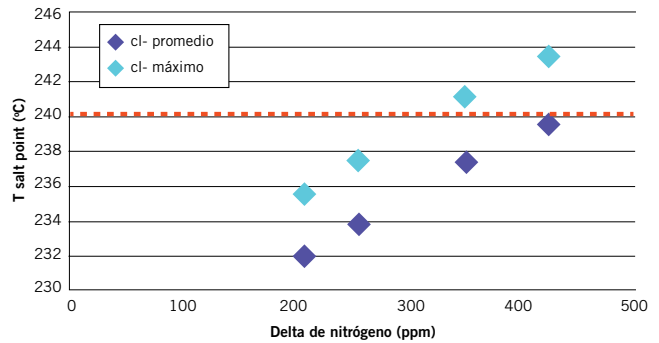


Figura 4. Sensibilidad de salt point.

el efluente de aguas agrias, y si hay presencia de reactivos de sales de amonio en la torre, estas no lleguen a formarse y/o hidratarse. Por lo que la velocidad de corrosión por encima de la teórica nos indica que hay presencia de sales en la torre que fueron arrastradas desde el separador frío. Para comprobar esta hipótesis se colocó un tomamuestras en la salida del efluente líquido del separador frío encontrándose entre un 1% y un 5% de agua libre.

Medidas mitigantes propuestas	Comentarios
Aumento Ttope T-901	Se establece un valor conservador para proteger la T-901 de la deposición.
Monitoreo performance D-903.	Monitoreando separación mediante muestreo. Optimización SP en los controles de interfase.
Cambio en rutina muestreo Aguas Agrias e interfase D-903	Evaluación de Cloruros e HC en aguas agrias. Evaluación de agua libre en fase HC a T-901.
Modificación del valor del EROE de temperatura de cabeza de la T-901	Actualización valor de operación segura de la Temperatura de tope de la T-901
Evaluación reducción agua de lavado.	En evaluación debido a la presencia de una alarma por T a la entrada del E-904.
Modificar la estrategia de equipo de T-901 y E-904 (para inspeccionar por oportunidad).	Evaluar el cambio en la corrosividad del medio luego del reemplazo en Oct '17.

Cuadro 1: Medidas mitigantes propuestas.

Recomendaciones propuestas	Comentarios
Reemplazo D-903 o Instalación de filtro coalescedor	Necesario para eliminar la causa raíz.
Trampa de Cloruros en el gas / Alternativa: Utilizar H_2 como gas tratante	Facilidades existentes para volver a poner en servicio la trampa de cloruros.
Inyección Amina fílmica en T-901	Alternativa a agregar inyección de agua de lavado aguas arriba E-904. Práctica con resultados variables en la industria.
Upgrade de materiales: T-901: Reemplazar la sección de la cabeza de la torre por chapa cladeada de Alloy 825, Alloy 625, Alloy C-276. E-904 Retubar con Alloy 2507	A llevar a cabo en caso de que los cambios en el proceso no sean solución al problema. Además de la chapa Clad en la cabeza de la torre debería efectuarse el mismo upgrade en el cuerpo del E-904 y analizar upgrade en línea de cabeza y D-904. El costo de la chapa cladeada (Alloy 625) es según API RP 581; 8 veces el costo de CS.
Colocar vapor de purga para mantener limpias las válvulas de seguridad	A llevar a cabo en caso de encontrar evidencia de taponamiento en la inspecciones. Hasta el momento las inspecciones no informaron taponamiento.

Cuadro 2. Recomendación de largo plazo.

A partir de este hallazgo se elaboraron dos planes de acción: uno de corto plazo y otro de mediano y largo plazo con el planteo de la solución definitiva.

Las medidas para mitigar la corrosión y tener un monitoreo más completo del fenómeno son las siguientes:

De las medidas mitigantes realizadas se destaca el monitoreo de cloruros en la unidad, ya que el estudio se realizó asumiendo valores de cloruros de análisis pasados, porque no es posible analizar cloruros en diésel en nuestro laboratorio.

Si se controlan los cloruros en las aguas agrias y se asume que terminan en su totalidad en el agua, se puede realizar el cálculo inverso y tener una estimación de los cloruros en la carga.

Con estos resultados se realizó una sensibilidad con valores promedio y valores más altos históricos de cloruros y nitrógeno y se encontró que con los valores más altos registrados de cloruros sumado a un delta de nitrógeno por encima del valor fijado como límite, según las ventanas de operación seguras hay posibilidades de deposición aguas arriba de la inyección del agua de lavado, ya que la temperatura de *salt point* en estos casos coincide con la temperatura mínima del separador caliente (~ 240 °C).

En el cuadro 2 se detallan las medidas de largo plazo para una solución definitiva.

De las propuestas a largo plazo se diferencian aquellas que se pueden solucionar desde el proceso y aquellas que implican un cambio de material en caso de que el problema continúe.

Actualmente se está trabajando en reducir el impacto con la inyección de una amina filmica mientras se rediseña el separador frío.

Conclusión

Del estudio detallado se concluye que, si bien es esperable encontrar corrosión bajo depósito en zonas frías del circuito de sales como el reflujo de la torre y la entrada al condensador, la velocidad de corrosión está por encima de los valores esperados.

Este aumento de la velocidad de corrosión se debe a que hay un continuo pasaje de agua libre a la torre desde el separador frío. De esta forma, al mejorar la separación del equipo garantizando cero arrastre de agua y manteniendo la temperatura de la torre por encima del *salt point* y del *dew*

point, los valores de corrosión deberían mantenerse en valores razonables para los materiales de construcción. ■

Bibliografía

Ammonium salt corrosion in hydrotreating unit stripper column overhead systems. Publication. Author(s): M. D. Price, C. A. Shargay and G. E. Jacobs, from: 1999 NACE Conference Papers (NACE International). Published: december 31, 1999.

API RP 571, *Damage Mechanism affecting Fixed Equipment in the refining Industry*, 2nd Edition 2011.



SOLUCIONES CON GASES PARA LA INDUSTRIA
QUIMICA Y PETROQUIMICA,
TECNOLOGÍA AVANZADA EN CADA
PROCESO

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxigeno

Mezclas Patrones

Control de Calidad
Control de Procesos
Control del Medio Ambiente
Control de Emisiones Vehiculares
Control de Fugas



INDURA
Grupo AIR PRODUCTS



- Barrido de purga
- Tiempo de validez de at
- Habilitación para encend
- Habilitación para abrir T
- Reset de mínimo fuego
- Paro de emergencia local
- Eliminación de OOS por

Implementación de mejoras para minimizar riesgos en hornos de procesos

Por *Georgina Giacomo* y *Emiliano Nicola* (Shell CAPSA)

La operación de hornos en unidades de procesos es un área de riesgo identificada en la industria. Existen numerosos registros de incidentes de seguridad en la industria de refinación asociados a temas de diseño, operación y mantenimiento de los hornos, cuyos aprendizajes son continuamente incorporados como mejoras en los criterios de diseño de equipos, instalaciones, estrategias de control y salvaguarda y procedimientos operativos. Desde 2013, en la Refinería de Buenos Aires se está desarrollando e implementado un proyecto de mejoras de seguridad de procesos para hornos, con el fin de incorporar los últimos estándares y mejores prácticas en esta área.

Introducción

Los hornos en la industria del petróleo

En un gran porcentaje de plantas industriales y, en particular, en la industria de refinación del petróleo, abundan los procesos que requieren alcanzar elevadas temperaturas operativas, o en los cuales se requiere que gran cantidad de calor sea entregado al proceso. Los equipos más utilizados en estos servicios suelen ser los hornos, que cumplen la función al generar energía a partir de la combustión. Los combustibles empleados pueden ser tanto líquidos como gaseosos. Esa energía es entregada, en gran parte, por radiación directa de la llama hacia tubos, dentro de los cuales circula el fluido de proceso.

Los hornos operan con fuego abierto. La combustión se desarrolla en los quemadores, la llama se extiende en el hogar para entregar calor al proceso por radiación. Este modo operativo exigente trae numerosos escenarios, que puede dar lugar a la ocurrencia de incidentes severos. Los hornos, si bien son equipos necesarios para muchos procesos en la refinación de crudo, representan un importante riesgo tanto para las personas como para los activos de una empresa, por eso deben ser cuidadosamente estudiados y analizados. Los riesgos en la operación de los hornos, como se verá más adelante, pueden tener consecuencias muy severas y, por ese motivo, deben ser gestionados meticulosamente hasta lograr operar con un nivel aceptable de riesgo.

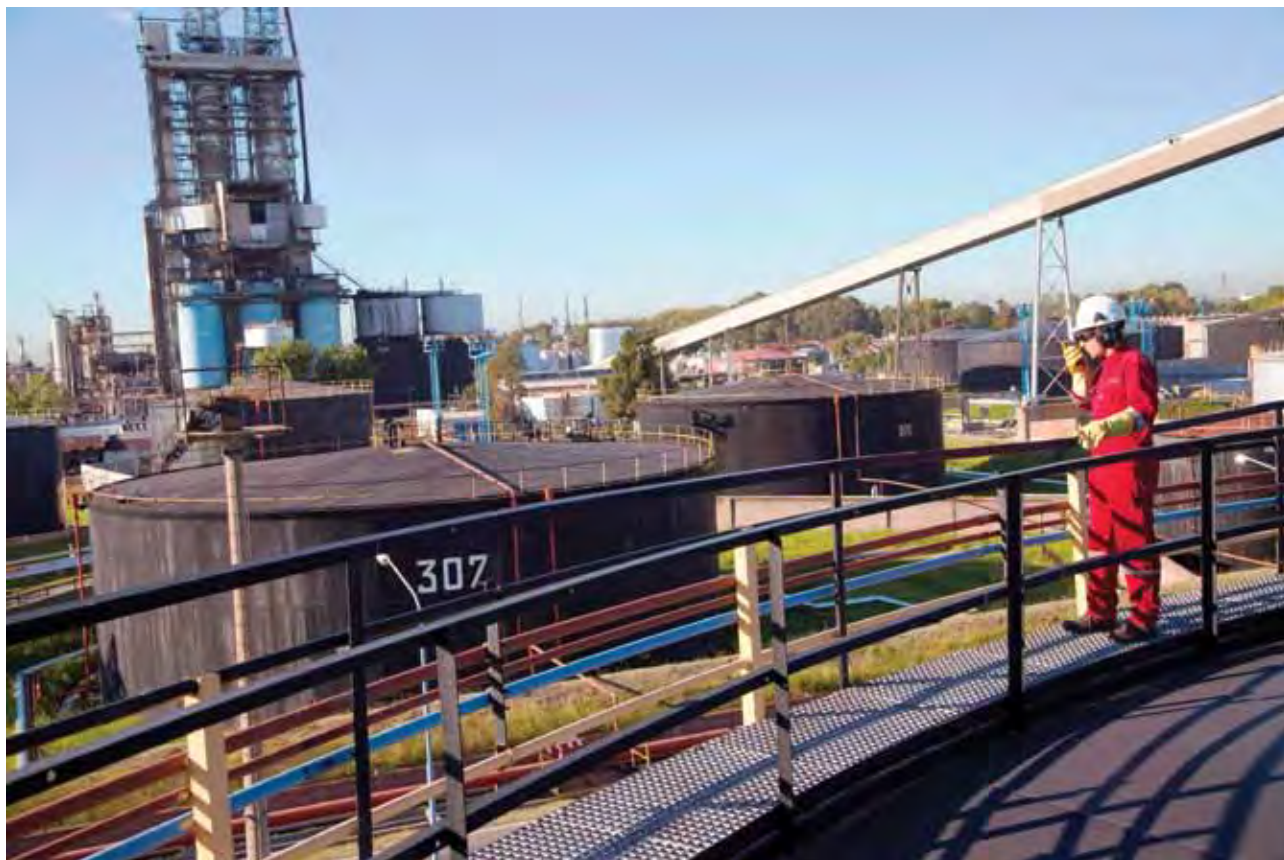
Gestión de riesgos en Refinería Buenos Aires

La metodología adoptada en Refinería Buenos Aires

para la gestión de riesgos es conocida como *bow tie*, *diagrama de moño* o *línea de amenaza*. Para los peligros identificados en la refinería, se desarrollan diferentes líneas de amenaza. Esta metodología consiste en evaluar distintos escenarios que puedan desembocar en un evento no deseado (generalmente una pérdida de contención de producto). Este evento, si no logra ser correctamente mitigado, puede traer consecuencias sobre las personas, los activos, el medio ambiente o la reputación. Al reconocer los distintos eventos iniciales que desatan una línea de amenaza, se pueden identificar barreras de control y de recuperación para evitar que ese evento inicial provoque las consecuencias mencionadas.

Con la intención de cuantificar el riesgo y reflejar en números el análisis realizado con las líneas de amenaza, se hace uso de la herramienta LOPA (*Layers of Protection Analysis*). Es una herramienta semi-cuantitativa, que le asigna una frecuencia a cada evento inicial, y una probabilidad de falla a cada barrera. Con esto, se puede obtener un número que es útil para reflejar el nivel de riesgo residual, que se obtiene con las barreras con las que se cuenta en una determinada línea de amenaza, y qué barreras son las más confiables al ser demandadas.

Si bien las líneas de amenaza son desarrolladas para todos los peligros identificados en Refinería Buenos Aires, se han divulgado e implementado las llamadas *Model Bow Ties* (MBT) para gestionar de manera consistente los riesgos más conocidos en la industria de la refinación. Entre las *Model Bow Ties* que más impacto han tenido a la hora de gestionar riesgos en la refinería, se destaca la *Model Bow Tie* de hornos: *Fired Process Heater Model Bow Tie*.



MBT de hornos: peligros, amenazas y consecuencias

Los peligros identificados en la operación de los hornos se pueden dividir en dos: fluido de procesos y combustible. En su gran mayoría, los fluidos de procesos calentados en los hornos en la industria de gas y petróleo son hidrocarburos, desde cortes livianos, como nafta, hasta cortes pesados, como residuos de vacío. Por su lado, el combustible suele ser gas natural (GN), fuel gas (FG-gas de refinería) o fuel oil (FO-combustible líquido). Ambas clases de productos han sido identificados como peligros severos, es decir, que han provocado en la industria consecuencias severas en activos y/o personas.

Los eventos no deseados identificados en la MBT de hornos son dos: pérdida en los tubos de proceso y presencia de combustible sin quemar en el hogar del horno (ambos eventos se refieren a pérdidas de contención). En la MBT se analizan con detalle un total de nueve amenazas. Entre las más destacadas, se citan las siguientes:

- Pérdida de contención por sobrecalentamiento de tubos.
- Presencia de combustible sin quemar previo a la puesta en marcha del horno.
- Presencia de combustible sin quemar, debido a la dificultad del encendido del quemador.
- Pérdida de llama por baja o alta presión de combustible.
- Pérdida de llama por falta de aire (tiro natural o forzado).

Son tres las consecuencias posibles que dan origen a la MBT de hornos: explosión, fuego y fugas de hidrocarburos sin quemar. Estas consecuencias están basadas en

eventos que han ocurrido en las industrias de refinación y petroquímica. A partir de estos incidentes, se han definido claramente las peores consecuencias creíbles que traen aparejadas los riesgos en la operación de los hornos. Los incidentes más destacados han generado daños severos en los tubos del horno y explosiones dentro del hogar del horno, ambos causando largos tiempos de parada de plantas y, en algunos casos, lesiones graves a personas y hasta fatalidades.¹

Una revisión de los incidentes más destacados de los últimos 50 años en la industria de Oil & Gas permite observar que un 70% de las explosiones en los hornos y alrededor de un 90% de las fatalidades registradas se atribuyen a las secuencias de encendido de los quemadores de los hornos.² Uno de los principales temas tratados en este proyecto incluyó importantes mejoras en las secuencias de encendido de varios hornos de la refinería, como se detallará más adelante.

MBT de hornos: eventos iniciales y barreras propuestas

Para cada línea de amenaza, la MBT propone diferentes eventos que pueden dar inicio a la secuencia propuesta en la amenaza (en otras palabras, ocurrencias que llevan al evento no deseado, y este a las consecuencias posibles). A su vez, enumera una serie de barreras típicas que son implementadas en hornos para mitigar el riesgo analizado. Las barreras en cuestión pueden ser barreras de control (para evitar la pérdida de contención) o barreras de recuperación (para mitigar las consecuencias una vez ocurrida la pérdida de contención). No es requisito que todas las barreras sean implementadas, y es aquí donde es importante definir con claridad el criterio de tolerabilidad y lo que se conoce en la industria como nivel de riesgo ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*).

Para cada horno analizado, se ha definido un criterio para el cual se considera que el riesgo ha sido gestionado a un nivel aceptable mediante la implementación de una suficiente cantidad de barreras. En términos generales, este criterio de tolerabilidad es adoptado en base a prácticas recomendadas en la industria química. Sin embargo, haber gestionado el riesgo a un nivel tolerable no implica que no deban implementarse nuevas barreras. A la hora de gestionar riesgos, en Refinería Buenos Aires se busca llegar a un nivel de riesgo que sea ALARP. En pocas palabras, se considera que se ha llegado a un nivel de riesgo ALARP cuando el costo de agregar una nueva barrera es groseramente desproporcional a la reducción en el nivel de riesgo que dicha barrera logra. Por este motivo, si bien los riesgos en la mayoría de los hornos se encontraban tolerables a la hora de implementar la MBT de Hornos en Refinería Buenos Aires, se decidió incluir en el proyecto nuevas barreras para lograr que el riesgo sea ALARP.

Sobre la base de estas premisas en Refinería Buenos Aires se ha desarrollado un análisis de riesgo exhaustivo para todos los hornos de las distintas unidades de proceso. Utilizando la MBT como guía, se llevó adelante un relevamiento preliminar sobre el estado previo de los hornos. Este relevamiento incluyó la identificación de las barreras que estaban presentes en cada horno para mitigar las distintas amenazas, y las condiciones que debían cumplir esas barreras para ser consideradas válidas en toda circunstancia



Desarrollo e implementación

Primer relevamiento de información

El relevamiento previo al estudio incluyó la identificación de las instalaciones, tanto de hardware (instrumentación, salvaguarda y piping, entre otros) como también barreras de las llamadas humanas, dentro de las cuales están incluidos los procedimientos operativos, las secuencias de marcha y las acciones de panelistas y operadores ante alarmas y emergencias.

El alcance del estudio abarcó 23 hornos de la refinería, dentro de los cuales se destacan los siguientes:

- Hornos de las unidades de destilación atmosférica y de vacío (4).
- Hornos de las unidades de craqueo térmico - *Coker* y *Visbreaking* (4).
- Horno de la unidad de HF Alky (1).
- Hornos de la unidad de reformado catalítico - *Platforming* (5).
- Hornos de la unidad de hidroprocesos - HT de Nafta (1); GOHDS (1) y KeroHDS (1).
- Hornos de las unidades de solventes - *Special Boiling Point* y *Redistillation Unit* (4).
- Hornos de las unidades de lubricantes (2).

El relevamiento consistió en un trabajo interdisciplinario entre el personal de operaciones y tecnología, con soporte exterior de especialistas de Shell Global Solutions. Tres características fueron las primeras en ser identificadas para determinar qué amenaza aplica a cada horno. Así, por ejemplo, para los hornos de tiro natural no se evaluó la amenaza de soplado de llama por exceso de aire de tiro forzado.

- Caracterización general del horno en relación con la unidad a la que pertenece.
- Tipo de tiraje.
- Naturaleza de combustible utilizado (gas, líquido, o ambos) y de los quemadores.

Una vez identificados y agrupados los hornos en base a estas clasificaciones, se relevaron la presencia de los elementos necesarios para validar las barreras propuestas por la MBT en cada línea de amenaza, y el estado en que se encontraban, junto con el plan de mantenimiento para dichos elementos. El listado es extenso, abarcando más de 150 preguntas claves para detectar gaps en las barreras, según el tipo de horno. En el cuadro 1, a modo de ejemplo, se enumeran algunas de las barreras que se estudiaron en detalle.

Hallazgos encontrados y alcance del proyecto

Terminado el relevamiento preliminar, se evaluaron las amenazas aplicables a los distintos hornos. Los gaps y puntos de mejora identificados haciendo uso de esta herramienta fueron la base para la elaboración de un plan de implementación a largo plazo, que se conoció como el proyecto "HEMP - Model Bow Tie en Hornos". La propuesta se inició con una base de diseño preliminar, en las cuales se incluyeron los gaps por cubrir en cada horno. Fue iniciada en conjunto por Tecnología y Seguridad de Procesos, quienes determinaron los lineamientos y el alcance preliminar. La ingeniería de detalle fue desarrollada por el departamento de Proyectos, con el soporte continuo de Operaciones y Tecnología.



energía humana®

Salvaguarda - lado procesos	<p>Se instala un interruptor de disparo manual local y remoto que inicia el cierre de todo el combustible y procesa el suministro de gas residual al calentador.</p> <p>Los calentadores que tienen controles de flujo de paso individuales tienen flujo de paso bajo, lo que inicia el cierre del combustible principal y suministro de gas residual.</p> <p>Los disparos de flujo bajo están activos para todas las condiciones de operación, incluido el arranque.</p> <p>Se hace una excepción para los modos de de-cocking de vapor de aire.</p>
Puesta en marcha	<p>El procedimiento de puesta en marcha del calentador incluye un requisito para purgar la caja de fuego con vapor antes de iniciar la primera llama en el calentador.</p> <p>Se verifica la firmeza de las válvulas del quemador. Las llamas principales del quemador se encienden mediante un sistema de encendido comprobado. Esto puede incluir pilotos continuos, pilotos interrumpidos o encendedores retráctiles de alta energía, todos los cuales están dimensionados y diseñados apropiadamente para la aplicación.</p>
salvaguarda - lado combustible	<p>El calentador está equipado con detectores de llama que cortan el suministro de combustible si no se detecta una llama principal. El calentador está equipado con control de restricción de O_2 (es decir, el O_2 que rige el control de carga en caso de que O_2 esté demasiado bajo). Los detectores de llama no están equipados con interruptores de anulación de mantenimiento que pueden anular la acción de disparo. El calentador está equipado con un disparo de baja presión de combustible (disparando completamente el gas combustible).</p>

Cuadro 1. Barreras estudiadas.

Los gaps encontrados fueron los siguientes:

- Cambio de combustible en los pilotos/chisperos. Se pasa de FG a GN, ya que este último es un combustible más limpio. El piloto puede actuar como salvaguarda, en caso de no contar con detectores de llama, por lo cual es obligatorio tener el combustible lo más limpio posible, GN en nuestro caso, para evitar su ensuciamiento.
- Los *manifold* de habilitación de vapor de sofocación deben estar ubicados a 15 m o más del horno. La mayoría de los *manifold* de vapor se encontraban muy próximos al horno, con lo cual son inoperables en caso de un incendio.
- Los detectores de llama deben contemplar tanto a los combustibles líquidos como a los gaseosos. En el caso del FG, luego de las TSOV (*tight shut off valves*) y la controladora se tienen válvulas manuales de cuarto de giro, aptas para poseer proximeters de apertura. Al saber si la válvula manual se encuentra abierta o cerrada, se puede configurar una lógica clara de encendido y comienzo de detección de los detectores de llama. En el caso de los combustibles líquidos es un poco más complicado, ya que las válvulas manuales no admiten proximeters. Para ello se diseña una lógica que identifique si están ambos combustibles conviviendo o no para tomar una acción diferente según del combustible habilitado.
- Encendido de los hornos con FG. Las lógicas de salvaguarda se modifican de manera que los hornos se enciendan siempre con FG y de forma segura. Una vez encendido el horno con FG se puede pasar cualquiera de los quemadores individualmente a FO.
- Sistema de sofocación con vapor de emergencias independiente para cada horno. En las plantas que contaban con más de un horno existía un sistema de sofocación general. Ahora se busca tener sistemas individuales de sofocación en caso de incendio que, además, sean independientes del vapor utilizado para el barrido previo al encendido.
- Analizadores de CO y O_2 para los gases de combustión en todos los hornos, y ubicados en la zona adecuada, que suele ser en el pasaje de la zona radiante a la convectora o en la chimenea.
- Dos detectores de llama por quemador y/o detector de llama en el piloto continuo. El *trip* ocurre con 2002 detectores que no vean llama.
- Eliminación de los MOS (*maintenance override switch*) sobre los detectores de llama. Un MOS es un permisivo que *bypas*sea a la salvaguarda mientras esté activo. El MOS de los detectores de llama es eliminado, ya que su mantenimiento se puede hacer perfectamente con el horno en marcha teniendo *trip* con falla 2002. De esta manera queda asegurada la visibilidad de la llama (salvaguarda activa) en todo momento.
- Eliminación de los OOS (*operation override switch*) de los cortes por bajo caudal de alimentación de proceso. El OOS cumple la misma función de un MOS, pero es empleado en situaciones operativas determinadas. Este OOS es eliminado para evitar que se encienda el horno con caudal de proceso más bajo del mínimo y así proteger a los serpentines de sobrecalentamiento. Detector de llama o piloto de uso continuo con GN como salvaguarda. Si se elige usar detectores de llama, deben ser dos por quemador. Si se opta por los pilotos continuos, estos deben quemar GN y tener corte por muy alta presión y muy baja presión de gas a pilotos.
- Las TSOVs deben tener proximeters para chequear la apertura o el cierre de las mismas además de ver su estado de energizada o desenergizada.

Dentro del alcance del proyecto se contemplaron modificaciones en las lógicas de salvaguarda y en instrumentación que no son posibles de realizar con las unidades en funcionamiento, por eso resultó imperioso desarrollar un plan de implementación para poder realizar las tareas necesarias en las ventanas provistas por las paradas de plantas programadas.

Desarrollo técnico del proyecto

Como se mencionó, todas las *Model Bow Tie* hacen hincapié en el “diagrama de moño” o “diagrama de barreras”, en el cual para un cierto peligro se identifican sus amenazas

SOMOS UNA NUEVA GENERACIÓN

*Nos gustan los desafíos, la
innovación y superarnos
constantemente.*

Somos petróleo y gas.

Somos energía eléctrica.

Somos telecomunicaciones.

Somos PECOM
Energía que deja huella

PECOM
GRUPO PEREZ COMPANC



y las barreras de control que evitan llegar al evento no deseado. Si se produce el evento no deseado, luego se tienen las barreras de mitigación para evitar las consecuencias.

En el caso de *Model Bow Tie* de hornos, contamos con la matriz del cuadro 2.

Primer evento no deseado: presencia de combustible sin quemar en el hogar

En Refinería Buenos Aires se utilizan dos tipos de combustibles: líquidos y gaseosos. El fuel oil es el único combustible líquido empleado actualmente, aunque en el pasado también se contaba con el asfalto de combustión. El fuel oil, como todo combustible, posee una fórmula genérica CH_x , siendo la relación másica C/H de 8. Tiene un poder calorífico inferior (PCI) menor que el de los combustibles gaseosos (39750 kJ/kg, aproximadamente) lo que significa que, para una misma masa de combustible, el fuel oil entregará menos calor que el fuel gas. Los combustibles líquidos necesitan ser atomizados para su combustión y cuanto menos viscoso, más fácil es atomizarlo y mejor será la combustión.

En cuanto a combustibles gaseosos se utilizan tres tipos: fuel gas, gas natural y off-gas. El fuel gas es producido en la refinería por las distintas unidades de proceso; el gas natural es suministrado desde la red pública de distribución; y el off-gas es gas residual no condensable de los sistemas de vacío de las unidades, que no pasa por la red de fuel gas y entra continuamente al horno más cercano para ser quemado. El fuel gas está constituido mayormente por CH_4 (metano) y por H_2 (hidrógeno proveniente de la

unidad de reformado y las de hidrotratamiento) y posee un PCI típico de 48.100 kJ/kg, mientras que el gas natural es principalmente metano y tiene un PCI de 47.300 kJ/kg.

Muchos de los hornos cuentan con ambos tipos de combustible gracias a la existencia de los quemadores duales. El evento no deseado considerado por la MBT es la presencia de combustible sin quemar en el hogar, generando una atmósfera explosiva. Esto es un problema mayor en el caso de los combustibles gaseosos, ya que no son tan fáciles de detectar como los líquidos. Para ello se piensan distintas barreras que ayudarán a prevenir la ocurrencia del evento no deseado, dentro de las cuales se destaca una lógica de salvaguarda adecuada:

- Baja presión de combustible: para prevenir la inestabilidad de llama y el soplado de la misma.
- Alta presión de combustible: para prevenir el desprendimiento de la llama. Lo que suele ocurrir cuando hay mucha presión de combustible es que la llama se despegue de la punta del quemador, corriendo el riesgo de impactar sobre los serpentines y de perder la detección de llama.
- Bajo caudal de aire de combustión: para prevenir combustión sub-estequiométrica y *after-burn*, fenómeno en el cual se produce la combustión tardía del combustible sin quemar que fue arrastrado hacia el banco convectivo y chimenea junto con los gases de combustión.
- Falla del confirmado de marcha del blower (para hornos de tiro forzado): para prevenir ingresar combustible sin aire para la combustión.

Trabajando en el desarrollo de los recursos no convencionales



www.tecpetrol.com

[f /tecpetrol](https://www.facebook.com/tecpetrol)

[in /company/tecpetrol](https://www.linkedin.com/company/tecpetrol)

[t @tecpetrol](https://twitter.com/tecpetrol)





Figura 1. Esquema típico de diagrama de moño.

Hazard	Top Event	Consequence	(P)	(A)	(E)	(R)	Systems containing hazard Location
Fuel (gas or liquid)	Presence of un-burned fuel in firebox	Explosion	4C	5C	3C	2C	Hydrocarbon Fired Heaters
		Fire	3C	4C	2C	2C	Hydrocarbon Fired Heaters
Process Fluid	Loss of Containment - Tube Rupture	Fire and Explosion	Per the DSM Hazard Register				Hydrocarbon Fired Heaters

Figura 2. Eventos no deseados destacados en la gestión de riesgos de hornos.

- Paros de emergencia (desde campo y desde sala): deben existir interruptores de corte de emergencia, que apaguen el horno y lo envíen a condición segura en caso de que el operador o panelista decida hacerlo
- Falta de detección de llama: para prevenir el ingreso de combustible al horno sin quemar.
- Bajo caudal de fluido de proceso: para impedir el sobrecalentamiento de los serpentines y evitar comprometer su integridad.
- Temperatura de piel de tubo: suele tener un corte por alta temperatura para preservar la integridad del serpentín. El valor del corte dependerá del material del tubo. En caso de poseer termocuplas skin, se monitorea la temperatura de transferencia con el mismo fin.
- Temperatura de *bridgewall*: se trata de la temperatura medida a la salida de la zona radiante, previo a la entrada del banco convectivo. Este parámetro suele tener un corte asociado también, cuyo fin es preservar la integridad del material refractario y de los soportes y anclajes. Se mide en esa zona porque es donde se alcanzan las temperaturas más elevadas en el hogar.

Cualquiera de estas condiciones lleva el horno a *trip*, es decir a condición segura. Para ello se producen las siguientes acciones:

- Cierre de la TSOV de colector del combustible*.
- Cierre de las TSOVs individuales a cada quemador (si es que hay).
- La válvula controladora de combustible va a "mínimo stop".
- El operado de campo debe cerrar las válvulas manuales de cada quemador.

Como se mencionó, las consecuencias de combustible sin quemar pueden ser explosión, *after burn* y fuego. Las barreras de mitigación que existen para evitar llegar a estas consecuencias, o minimizar su impacto, son las siguientes:

- Tapas antiexplosivas: son pasos de hombre con tapas, en el tope de la zona radiante, que están sin sellar y que abren en caso de que se presurice el hogar lo suficiente.
- Sistema de vapor de sofocación: en caso de un incendio se activa (manualmente) el sistema de vapor de

* Para los hornos que pueden quemar ambos tipos de combustible, un problema que surja con el combustible líquido hará caer solo las TSOV y las controladoras, sin afectar al combustible gaseoso. En el caso contrario, problemas con el combustible gaseoso, mandan a detener todo el horno: cierre de las TSOVs y controladoras de ambos combustibles. Esto es así, ya que el combustible gaseoso es capaz de formar una atmósfera explosiva de gases en el hogar, que puede terminar en *after burn*, explosiones o fuego.

**WE ARE
BHGE.
FROM THE
RESERVOIR
TO THE
REFINERY**

**BAKER
HUGHES**
a GE company



sofocación que abarca todas las zonas del horno (zona radiante, zona convectiva, ventilador de tiro forzado e inducido, chimenea).

Segundo evento no deseado: pérdida de contención - ruptura de tubos

Este peligro está asociado al fluido de proceso (el que recibe calor del horno) y no a los gases de combustión. Las pérdidas de contención se dan por las siguientes causas:

- Pinchaduras en serpentines.
- Pérdidas en bridas.
- Pérdidas en los codos de conexión de serpentines.
- Rotura de serpentín por daño en los soportes de contención.

Las pinchaduras en los serpentines pueden darse por varias razones. Las más comunes son por la generación de puntos calientes. Los puntos calientes se originan por la formación de una capa aislante de carbón en el interior del serpentín, en la superficie externa del mismo o ambas. Cuando se forma una capa aislante en el interior es porque el fluido de proceso coqueificó formando un film que actúa como aislante térmico entre el calor que recibe el acero por radiación de las llamas y el fluido de proceso. Al existir este coque, el fluido de proceso no cumple su función de extraer el calor de esa porción de superficie del serpentín y refrigerarlo, entonces se generan los puntos calientes que pueden provocar la rotura del tubo con la asociada pérdida de producto. Si la capa aislante se forma en la superficie exterior del serpentín, lo más común es que sea debido al fenómeno de creep. El creep es la tendencia que tienen los materiales (como los aceros) a deformarse permanentemente bajo la influencia de esfuerzos mecánicos. Este fenómeno también debilita la pared del tubo, y así promueve su rotura. El creep es más severo cuando el material es sujeto a altas temperaturas por períodos prolongados, situación que se da en los hogares de los hornos (Figura 3).

Las pérdidas por bridas o por los codos de los serpentines son comunes durante las puestas en marcha de los hor-

nos. Son pérdidas fácilmente detectables, ya que se producen fuera de los hornos y se pueden solucionar ajustando los espárragos o los tapones.

Los anclajes de serpentines suelen ser metálicos y si la llama los alcanza, los deforma provocando la caída o la pérdida de funcionalidad (Figuras 4 y 5).

Las barreras de control identificadas para este segundo peligro son las siguientes:

a. Con el horno en marcha

- Monitoreo de la temperatura de piel de tubo o *skin points*: el objetivo de este monitoreo en línea es controlar la temperatura del metal para no comprometer la integridad del material del serpentín. Cada material, según la norma API 530 tiene su temperatura de diseño y una temperatura crítica mínima a partir de la cual se empieza a observar el fenómeno de creep por exposición continua. Muchas veces no es posible tener termocuplas de piel de tubo confiables instaladas por distintos motivos: el difícil acceso a los serpentines, la dificultad de realizar la soldadura adecuada que evite el ingreso de gases calientes en el espacio remanente entre el tubo y el instrumento de medición, lo que daría una medición falsa de la temperatura de piel de tubo o simplemente la corta vida útil de los cables expuestos a tan altas temperaturas.
- En los casos en que las mediciones de los *skin points* no son confiables se realiza el monitoreo y el control de la temperatura de transferencia en cada serpentín (temperatura de salida del fluido de proceso) y de los caudales de alimentación a cada uno, también conocido como *coil balancing*. El fin del *coil balancing* es ajustar individualmente los caudales a cada serpentín de manera que la temperatura de salida sea siempre la misma, asegurándose así que ningún serpentín supere el límite de temperatura aceptable.
- Termografías (IR): esta técnica mide la temperatura de superficie de cada serpentín a partir de la emisión de radiación infrarroja, su única limitación es que se está



Tapón Reperforable de Alta Presión para aislamiento de zonas y operaciones de Plug & Perf



Diseñado para disminuir los tiempos de rotación de todos los tapones en una sola carrera.

Diámetro reducido que permite el pasaje de fluido entre la herramienta y el casing evitando la fijación prematura.

Apto para presiones diferenciales de 10,000 psi.

Disponible para tubing y casing desde 3 ½" hasta 5 ½".



Figura 2. Diagrama de moño para la presencia de combustible sin quemar en el hogar.



Figura 3. Daños en tubos de hornos provocados por sobrecalentamiento.

acotado a la visión que se tiene desde las mirillas. Los hornos suelen tener mirillas pequeñas, ya que estas son una fuente de pérdida de calor y de ingreso de aire no deseado si no se encuentran en condiciones óptimas.

b. Con el horno parado

- Medición de espesores: con esta técnica se pueden ver los serpentines más afectados y las zonas más comprometidas. Con el pigging inteligente, por ejemplo, se puede tener registro del espesor de todo el largo de

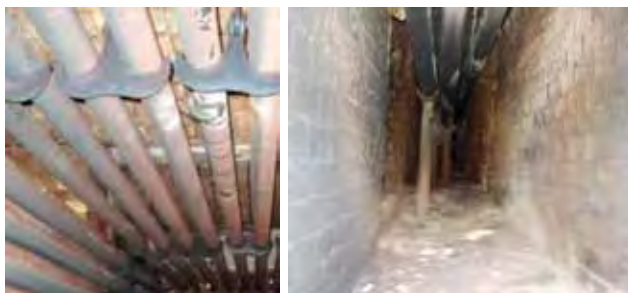


Figura 4 (izq). Anclajes de los serpentines.

Figura 5 (der). Daños observados dentro del hogar del horno.

los serpentines de menar precisa. Esto consiste en el ingreso de un “chanchito” por el principio de los serpentines y que, movilizadas con agua a presión, recorre todo el largo de los mismos y va tomando la medición del espesor a lo largo de su recorrido.

- Réplicas metalográficas: sirven para evaluar la microestructura de los metales y analizar creep y PH.
- Inspección visual: se hace el relevamiento de los skins y se revisa el estado integral de los tubos.

En caso de que se produzca el evento no deseado (pérdida de contención-pinchadura de serpentín), las consecuencias serían el fuego o una explosión. Las barreras de mitigación son las mismas que las descritas para el primer peligro: sofocación con vapor, tapas antiexplosivas, etc.

Conclusiones y avances

Todos estos análisis genéricos tienen como fin el estudio específico de cada horno en particular y la aplicabilidad de las mejores. La refinera cuenta con 25 hornos de proceso, de los cuales el 50% ya tiene tanto los cambios mecánicos en campo como los cambios en la lógica de salvaguarda implementados con éxito. Del 50% restante hay 10 hornos que necesitan algunos cambios y quedarán completamente bajo los estándares de *Model Bow Tie* para fines de este año y un horno que solo consume combustible líquido, cuyo cambio está planificado para la próxima parada de planta.

El estudio para cada horno en particular y los cambios que se deben realizar quedan plasmados en un documento que llamamos BOD (*Basis of Design*) donde se describen en detalle los cambios mecánicos y de salvaguarda pensados para ese horno. Para las modificaciones en la lógica de salvaguarda se emite además una narrativa con los distintos instrumentos, equipos, switches y señales que están involucrados en el encendido, operación normal y parada de los hornos. Una vez terminadas las modificaciones de la lógica, se sigue un riguroso set de pruebas para simular todos los posibles casos de falla y ver que la lógica y los instrumentos en campo respondan correctamente. El primer test es el FAT (*factory acceptance test*) donde el personal de Shell que trabajó en la narrativa junto con el contratista que la modificó prueban en pantalla el funcionamiento de los pasos lógicos como los veía el panelista. Una vez aprobada, se pasa al SAT (*Site acceptance test*) donde se prueba que los instrumentos en campo (válvulas neumáti-



Figura 6. Diagrama de moñó para el evento no deseado de pérdida de contención de fluido de proceso.

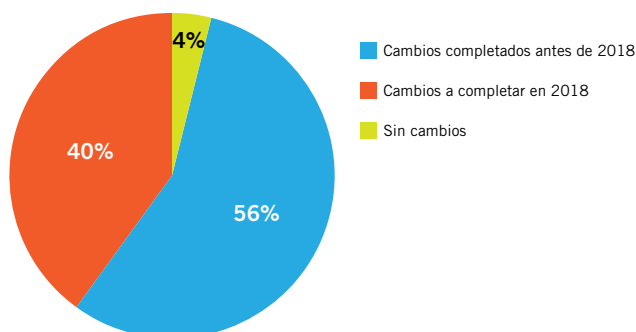


Figura 7. Avance de implementación del proyecto en Refinería Buenos Aires.

cas, válvulas *tight shut-off TSOVs*, detectores de llama, etc.) respondan a las señales simuladas sin fuego en una instancia inicial y con fuego en una instancia final. En el SAT se involucra además a los operadores que habitualmente trabajan con el horno en cuestión, panelistas, supervisores de turno e ingenieros de producción.

A todo esto, todavía le falta una pieza fundamental: las capacitaciones extensivas a todo el personal. Para ello se convoca a los operadores, los panelistas y los supervisores

de cada turno. Se realizan dos etapas de capacitación: la primera es previa a la realización de los cambios para interiorizarlos y la segunda es pos-SAT donde se explica en detalle todos los casos de *trip* de combustible gaseoso, *trip* de combustible líquido, *trip* a fuego mínimo, secuencias de encendido, tiempos de barrido y de detección de llama, entre otros. ■

Bibliografía

- Workplace Health, Safety and Compensation Commission of New Brunswick. (1999). *Accident Investigation Report on the Explosion and Fire at the Irving Oil Refinery Saint John, New Brunswick*. Recuperado de <http://www.petroblog.com.br/wp-content/uploads/1998-Irving-refinery-Hydrocracker-furnace-accident-report.pdf>
- Dugué, J. (2017). Fired equipment safety in the oil & gas industry. A review of changes in practices over the last 50 years. *Energy Procedia* 120, 2-19.
- Baukal, Jr., C. E. (2001). *the John Zink Combustion Handbook*. Boca Raton, USA. CRC Press.

CALIDAD Y RAPIDEZ EN CHAPA Y PINTURA

- ATENCIÓN A FLOTAS PARA EMPRESAS
- RELEVAMIENTO EN BASE
- PRIORIDAD DE TURNOS
- GESTIÓN DE REPUESTOS






TECNOLOGÍA ALEMANA A BASE DE AGUA

El Arte del pintado

53 años

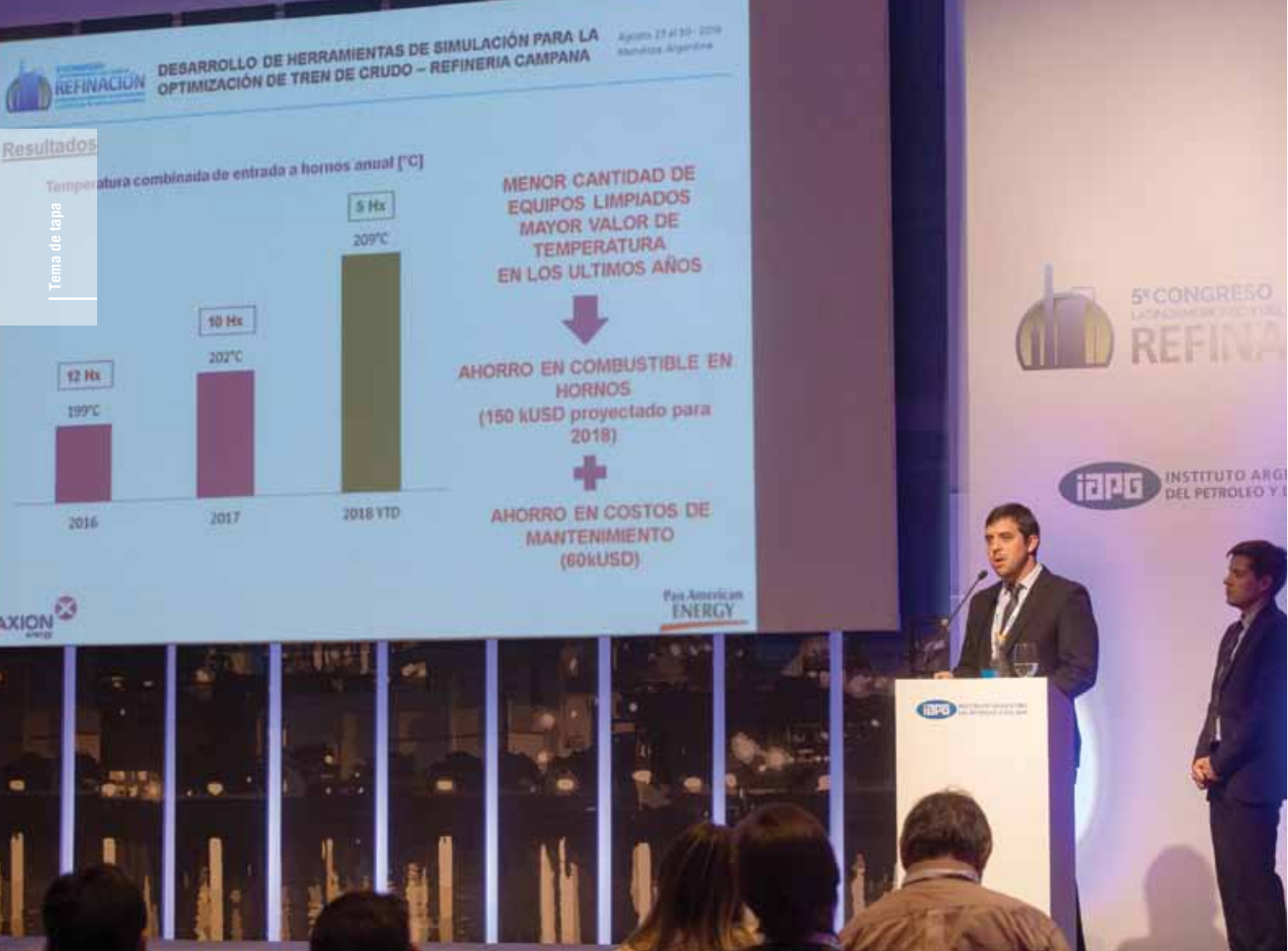


www.tallerharasimiuk.com.ar

☎ 299 5805348

✉ tharasimiuk@speedy.com.ar

📍 Río Negro 855 - Neuquén



Desarrollo de herramientas de simulación para la optimización de tren de crudo. Refinería de Campana

Por *Dino Giovanni Carrattini* y *Joaquín Nicolás Dri* (AxionEnergy)

En este trabajo se presenta el desarrollo realizado en 2017 por el grupo de Ingeniería de Procesos en la Refinería Campana a partir de una herramienta que permite evaluar la situación actual de ensuciamiento del tren de precalentamiento de crudo con una reconciliación de datos tomados *online* de planta. Los resultados son satisfactorios y han generado ahorro energético a un costo nulo, ya que se utilizaron recursos disponibles.

El ensuciamiento en los intercambiadores de calor es una de las preocupaciones en la industria de refinación de petróleo y una de las principales causas de pérdida de energía. En particular, el ensuciamiento en el tren de precalentamiento de crudo es uno de los principales responsables de la pérdida de eficiencia energética y los problemas operativos. Además, el calentamiento del crudo es uno de los mayores consumidores de energía de la refinería y la falta de eficiencia en el tren de precalentamiento impacta fuertemente en un aumento en los costos de operación.¹ Por esta razón es importante mantener un eficiente funcionamiento en el tren de precalentamiento de crudo, lo que implica un constante seguimiento de la temperatura de entrada a los hornos de crudo y mantenerla lo más alta posible a través de un programa de limpieza de los intercambiadores que lo componen.

El plan de limpieza de intercambiadores del tren de precalentamiento históricamente se diagramó por medio de necesidades y oportunidades particulares, junto con el seguimiento de la tendencia de ensuciamiento de cada equipo. Este tipo de planeamiento no permitía realizar un cronograma de limpieza que optimizara la CIT, tampoco permitía determinar exactamente cuál era el equipo que provocaba el mayor impacto en el sistema global luego de su limpieza. De aquí surge la necesidad de desarrollar esta herramienta.

Desarrollo

La Refinería Campana cuenta con un tren de precalentamiento de crudo que consta de dos ramas paralelas que alimentan a los dos hornos de la torre de destilación atmosférica, el F-1 y el F-51. A su vez, la rama del F-1 posee dos ramas paralelas. Todas estas ramas poseen intercambiadores de calor que precalientan al crudo utilizando tanto las recirculaciones de la torre atmosférica como la de vacío. El seguimiento de la performance de los trenes se realiza con la temperatura de ingreso a los hornos y con una combinación de ambas, llamada "CIT combinada".

El beneficio económico obtenido de la limpieza no es el mismo para todos los intercambiadores de calor, por lo tanto, el desafío de las refinerías es determinar el adecuado cronograma de limpieza. El ensuciamiento no es algo que las refinerías pueden medir fácilmente durante la operación, por eso comúnmente se basan en valores históricos.

En estos casos, la composición del crudo y las condiciones de procesos, que son los factores críticos que afectan los niveles de ensuciamiento, son tenidos en cuenta en forma limitada.² Esto no conduce a una estrategia óptima de limpieza preventiva.

La herramienta consiste en una planilla de cálculo que se conecta con un simulador de procesos donde se encuentra el tren de precalentamiento con cada equipo que lo conforma simulado de forma rigurosa. El ingreso de datos se realiza desde la planilla, la cual los lleva al simulador que realiza los cálculos, devolviendo los resultados nuevamente a la planilla. Esto minimiza la posibilidad de introducir errores de información en la simulación. La aplicación posee tres modelos de cálculo que permiten, además de realizar un seguimiento periódico de la operación, generar el programa de limpieza preventivo:

Modelo 1. Reconciliación con datos de planta

Se analiza las variables de la planta buscando encontrar un período donde se considere a la operación estable y representativa de una situación real y normal. Los datos por analizar son:

- Caudales de crudo circulantes por cada rama.
- Temperatura de entrada y salida de las corrientes calientes y frías.

A través de nuestro registrador de datos de planta, se descargan los parámetros para el período seleccionado a la planilla y se corre la simulación. El simulador de procesos ajusta, mediante iteración, los factores de ensuciamiento de cada equipo para que las temperaturas de salida tanto del crudo como de las corrientes calientes se ajusten lo más posible a las reales. Para el diseño del plan 2017 se obtuvieron muy buenos resultados de reconciliación como se puede observar en la tabla 1.

Una vez ajustados los factores de ensuciamiento tenemos lo que denominamos "Caso base", que es el caso a partir del cual proyectaremos el ensuciamiento de cada equipo.

	Real	Simulada	Error
CIT F-1	196,5	195,2	0,7%
CIT F-51	219	218,6	0,2%
CIT Combinada	203,7	202,9	0,4%

Tabla 1. Comparación entre valores reales y los obtenidos por la simulación.



Modelo 2. Determinación orden prioridad de limpieza según impacto en CIT combinada

El modelo 2 tiene por objetivo determinar un ranking de intercambiadores por limpiar, teniendo en cuenta cuántos grados aumenta la CIT combinada. Para ello, el programa genera distintos escenarios donde cada intercambiador se va limpiando. Por lo tanto, la cantidad de escenarios simulados es igual a la cantidad de intercambiadores en el tren.

En cada escenario el programa toma un caso base (caso con los equipos sucios) y remplace el factor de ensuciamiento de un intercambiador por el correspondiente al del equipo limpio para luego calcular mediante la simulación la CIT combinada. Este proceso se realiza con cada intercambiador del tren y se ordenan los equipos en base al aumento global de CIT que genera en el tren, el primer lugar del ranking será para el intercambiador de calor cuya limpieza logre una mayor temperatura de entrada a los hornos (Tabla 2).

El factor de ensuciamiento limpio de cada equipo es el calculado por el modelo 1 para un período poslimpieza, es decir, si reconciliamos los datos de planta con el modelo 1 unos días después de la puesta en marcha del intercambiador E-4A que fue retirado para limpieza, el factor de ensuciamiento determinado será el factor limpio para el E-4A.

#Prioridad	Aumento en CIT Combinada [°C]	HX	#Prioridad	Aumento en CIT Combinada [°C]	HX
1	4,9	E-105D	14	1,2	E-7A
2	4,1	E-105F	15	1,2	E-15A
3	3,9	E-105B	16	1,1	E-10
4	3,1	E-4B	17	1,1	E-3F
5	2,8	E-8B	18	1,1	E-106B
6	2,7	E-108	19	0,9	E-109B
7	2,6	E-9	20	0,9	E-109A
8	2,4	E-15B	21	0,7	E-6
9	2,3	E-105C	22	0,6	E-107
10	1,9	E-15D	23	0,6	E-15C
11	1,9	E-8A	24	0,5	E-12 ^a
12	1,8	E-4A	25	0,4	E-12B
13	1,2	E-106C	26	0	E-106A

Tabla 2. Orden de prioridad.

Modelo 3. Proyecciones y armado de plan de limpieza

El objetivo del modelo 3 es proyectar el ensuciamiento en cada intercambiador a través del tiempo. Para ello, se determinan los factores de ensuciamiento proyectados mediante un estudio del comportamiento histórico de los datos obtenidos del modelo 1, calculados una vez al mes.

Esto genera distintos escenarios nuevos donde todos los equipos se ensucian según los ensuciamientos proyectados. Para cada escenario el simulador calcula la CIT combinada. A medida que avanza el tiempo, los equipos se ensucian y la CIT combinada disminuye, entonces el usuario debe decidir cuándo considera que es necesario limpiar uno o más intercambiadores. Una vez decidido el momento, se utiliza el modelo 2 para elegir qué equipos es conveniente limpiar, teniendo en cuenta los que maximizan la temperatura de entrada a los hornos. Con esta información junto con las oportunidades o limitaciones operativas, se seleccionan los equipos por limpiar.

Finalmente, se repite el proceso (Figura 1) hasta completar el plan de limpieza anual.

- 1) Se proyecta el ensuciamiento mensual de los intercambiadores y se utiliza el modelo 3 para calcular la CIT combinada en cada momento.
- 2) Se selecciona el mes donde la CIT combinada alcanza un valor mínimo tolerable.
- 3) Se corre el modelo 2 para determinar el orden de prioridad de limpieza de los equipos.
- 4) Teniendo en cuenta esto más limitaciones operativas y estacionales, se selecciona criteriosamente el/los equipos por limpiar.
- 5) Se confecciona el plan buscando maximizar la CIT combinada durante todo el año.

Figura 1. Diagrama de flujo para armado de plan de limpieza.

En la figura 2 se puede ver el efecto de la limpieza en la CIT para dos alternativas de plan de limpieza. En ambas alternativas se realiza la limpieza de los mismos intercambiadores, pero con cronogramas distintos, se puede observar la influencia que tiene el ordenamiento en el resultado final. La alternativa 2 no solo permite llegar a octubre con

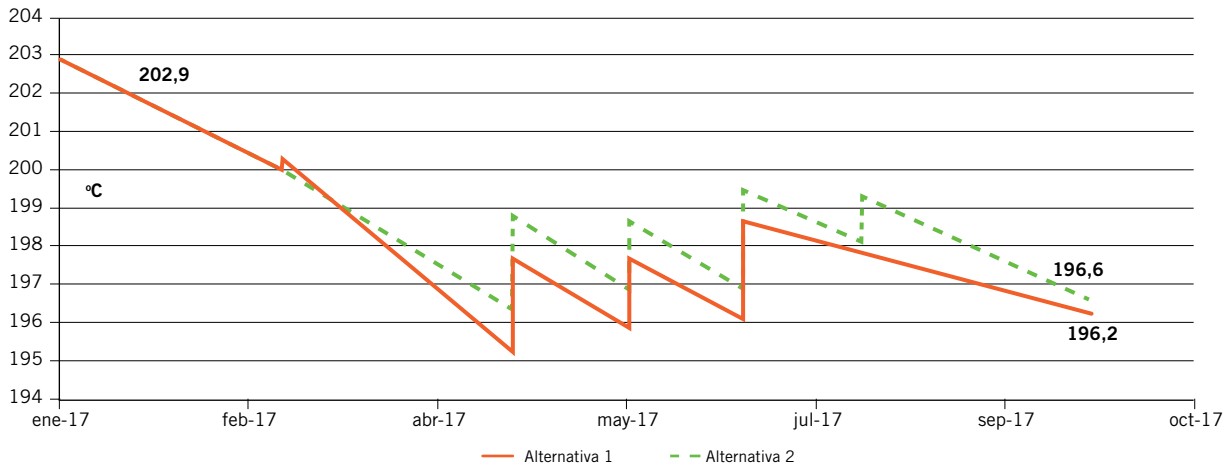


Figura 2. Evolución CIT combinada dos alternativas de limpieza.

0,4 °C más que con la alternativa 1, sino que adicionalmente permite mantener el valor de CIT por encima durante casi todo el año, lo que produce un ahorro energético en los hornos durante este período. En esta figura se puede observar el gran valor de la herramienta, que permite seleccionar el plan que mayor beneficio le da a nuestra operación. Esto muestra que la optimización del plan no solo tiene que ver con qué intercambiadores deben ser seleccionados, sino que el orden que deben ser limpiados tiene una influencia muy importante en el resultado final.

A lo largo del año, el plan fue modificado respecto del original, debido a que hubo que sacar algunos equipos de servicio por eventos ocurridos durante la operación. La versatilidad de la herramienta permitió ajustar la simulación al nuevo escenario y determinar un nuevo programa rápidamente. Esto es una gran ventaja frente a otros softwares que requieren un conocimiento propietario o un asesoramiento para realizar cambios, procesos que pueden llevar tiempo. Además, nos permite ver otros factores, como la influencia de los distintos crudos en la velocidad de ensuciamiento, los costos económicos de tener los distintos equipos fuera de servicio para la limpieza y su influencia en el ensuciamiento del resto del tren durante la limpieza, o la distribución de caudales entre las distintas ramas del tren, entre otros, que ayudan a optimizar aún más el plan y tomar decisiones en el día a día de la operación.

A continuación se muestra una comparación de la mejora de la CIT combinada predicha por la herramienta y la que ocurrió realmente.

Mejora % CIT combinada luego de la limpieza	Simulación	Real
E-106C	0,2%	0,2%
E-4B	1,1%	1,0%
E-105B/E-106B/E-15D	3,7%	2,9%
E-4A	1,2%	1,9%
E-108/E-109A/E-109B/E-105F	1,1%	2,6%

Figura 3. Tabla comparativa mejora de CIT Real versus Simulación.

La mayor diferencia se observa en la última fila, pero fue explicada por una limpieza adicional, debido a la puesta en marcha de la unidad realizada con producto liviano. Esta limpieza adicional no se tuvo en cuenta originalmente en los factores de ensuciamiento de la simulación, que solo contempla los cuatro equipos limpiados mecánicamente.

Conclusiones

El cronograma de limpieza generado e implementado en 2017 en Refinería Campana a partir de esta herramienta permitió realizar el mantenimiento preventivo del tren de precalentamiento de crudo de manera óptima, llevando y sosteniendo los valores de CIT por encima del objetivo de la refinería y alcanzando valores históricos a fin de año. La herramienta de simulación fue un desarrollo de tres meses de trabajo y puede ser implementado para el diseño del plan anual de limpieza por un ingeniero de procesos en dos días.

Además de brindar información cuantitativa de las variaciones de CIT con la limpieza de cada intercambiador de calor, permite realizar estudios de influencia de distintas variables que afecten a la CIT, lo que conduce a tener información más precisa a la hora de tomar decisiones en la operación. La herramienta posee una flexibilidad que permite responder rápidamente a cambios que se den en la planta, como son cambios de configuración en el tren o equipos fuera de servicios por operaciones no programadas, y evaluar la nueva situación o predecir escenarios futuros frente a estos cambios. Esto en un lapso de pocas horas durante el trabajo diario del ingeniero de procesos.

La energía ahorrada por la implementación de un cronograma óptimo de limpieza implica un ahorro energético total de enero a octubre entre unos 5000 MBTU y unos 7000 MBTU, equivalente a unos 30-40 kUSD, limpiando los mismos intercambiadores de calor en distinto orden y en distintos tiempos. Esto significa el ahorro de la limpieza mecánica de un equipo o la limpieza química de tres. ■

Bibliografía

- (1) *Preheat train crude distillation fouling propensity evaluation by the Ebert and Panchal model*. M. Bories and T. Patureaux, Total CERT, Refining Research Centre, PO box 27, 76700 Harfleur, France.
- (2) *Heat exchanger fouling model and preventive maintenance scheduling tool*. V. R. Radhakrishnan, M. Ramasamy, H. Zabiri, V. Dothan, N. M. Tahir, H. Mukhtar, M. R. Hamdi, N. Ramli, *Applied Thermal Engineering*, volumen 27, issues 17-18, December 2007, pages. 2791-2802.

Categoría	Crudos o cargas puntuales	¿Se encontró Hg en equipos?	Cargas promedio mensuales	Acciones
ROJA	>100 ppb	SI	>10 ppb	Tomar Acción
AMARILLA	<100 ppb	NO	5 - 10 ppb	Monitorear
VERDE	<100 ppb	NO	<5 ppb	Monitorear

- ¿Qué análisis de impacto se hicieron? Utilizando el flow sheet refinería:
 - Exposición personal en equipos en servicio de LPG y naftas livianas
 - Calidad en cortes específicos
 - LPG <1 ppb Hg. Potencial Amalgama equipos bronce domiciliarios, productos a petroquímicas
 - Cortes limitados por especificación, ej.: JP
 - Análisis de equipos de refinería con aleaciones bronce o aluminio
- Preguntas a contestar:
 - ¿En qué cortes es susceptible aparezca? ¿Está acumulándose el Hg y dónde?
 - ¿Qué plan de monitoreo y análisis seguimos? ¿Cómo tomamos oportuna acción?

Guideline: <5ppb riesgo bajo, 5-10 ppb riesgo medio
- Medidas tomadas: limitación en canasta crudos y monitoreo rutinario.
- Potenciales/Futuras medidas para un refinador: Instalación MRUs (Hg residual unit) en cortes que ameriten

Procesamiento de crudos con mercurio

Por **Fabián G. Lombardi**, Axion Energy S.A.

En este trabajo se hace referencia a la necesidad del estudio y trazabilidad del mercurio para realizar una gestión en base a los crudos que se procesan en una refinería. Se hace especial énfasis en la experiencia con los crudos nacionales.

El mercurio ha llamado la atención del hombre desde tiempos antiguos y lo creían poseedor de propiedades mágicas. Los romanos explotaban minas de cinabrio en forma industrial y de hecho, su símbolo químico Hg, proviene del latín Hydrargirium, parecido a la plata.

El mercurio es un metal extraño en sus propiedades, ya que es el único que en su estado elemental es líquido. Esta propiedad puede explicarse mediante su configuración electrónica y fenómenos cuánticos complejos, que determinan un volumen atómico anormalmente reducido con respecto a sus vecinos en la tabla periódica, y un punto de ebullición también bajo. Si bien su presencia en la vida diaria solía ser bastante común, todos recordamos los típicos termómetros caseros y los barómetros en los laboratorios, no es un elemento común en la naturaleza. Su presencia en la corteza terrestre es de solo 0,08 ppm. La



principal emisión de mercurio al aire son las emisiones por causas naturales, por ejemplo, los volcanes y fenómenos naturales similares.

Existen motivos por los cuales un refinador debe comenzar a monitorear la presencia del mercurio. Todos los metales pesados, casi por definición, terminan provocando envenenamiento de los catalizadores usados en la industria y otros fenómenos indeseables como corrosión y depósitos. Nuestra experiencia muestra que la concentración de mercurio en crudos nacionales ha aumentado en los últimos años y, por lo tanto, su probabilidad de ocurrencia en una refinería. El sur de la Argentina ha sido identificado por la literatura como una cuenca de crudos mercuriales¹ y en particular nuestra experiencia en Refinería Campana así lo demuestra en los últimos ocho años. También el mercurio es objeto de interés desde el punto de vista de la higiene

industrial y el medio ambiente y debe ser tenido en cuenta en la apertura de los equipos en una parada de plantas. En consecuencia, hace algunos años se inició un estudio del mercurio en Refinería Campana.

Desarrollo

En general, los informes determinan que solo una pequeña fracción de los crudos totales del planeta poseen mercurio en concentraciones mayores a 10 ppb. De los crudos analizados de la región del Asia del Pacífico, el 30% poseen más de 15 ppb y el 8%, más de 100 ppb. La segunda región con mayor concentración de crudos con mercurio es la de Sudamérica con el 11% de los crudos evaluados por arriba de 15 ppb.² Existen crudos que se han tomado como casos de estudio, por ejemplo, para hacer balances de masa precisos en refinерías, como el crudo Pattani de Asia (aprox. 1 ppm Hg) que es un componente habitual de la dieta de varias refinерías de esa región. Los crudos de la cuenca fueguina en la Argentina son conocidos por la presencia de Hg en concentraciones que varían desde los 15 ppb hasta 80 ppb. La ocurrencia de crudos con mercurio en estas zonas parece estar relacionada con zonas de contacto entre placas tectónicas y, por ende, de actividad volcánica.

Química del mercurio

La física y la química del mercurio es particular. Debido a su estado líquido su presión de vapor es apreciable para un metal a temperatura ambiente (0,002 mBar a 20 °C), determinando en las temperaturas que se manejan en la industria refinadora que posea facilidad para volatilizar y encontrarse preferentemente en cortes livianos, informándose en las refinерías detecciones en los cortes de LPG y gasolinas. Este metal, al diferencia de los habituales metales que se encuentran en el crudo, como el níquel, el vanadio, el plomo o el arsénico, que solo contaminan catalizadores y se encuentran en cortes pesados habitualmente, provocará al refinador su aparición en diversos cortes del proceso, en varias unidades aguas debajo de la destilación de crudo y en corrientes de agua efluentes.

La forma en que se encuentra es la de mercurio elemental (Hg^0), las formas inorgánicas (las más comunes son $ClHg$, Cl_2Hg y SHg), y las formas orgánicas (metil-, dimetil- y etil- mercurio las más comunes). El Hg elemental no es frecuente, ya que se combina rápidamente con otros elementos, como el azufre dando la molécula más estable de sulfuro de mercurio, que es sólido a temperatura atmosférica y poco soluble en agua y en hidrocarburos. Si bien es muy estable, a temperaturas comunes de los procesos de refinación se descompone y luego puede volver a recombinarse. Este comportamiento junto con la volatilidad del Hg elemental, determina que estas especies se propaguen a diversos cortes en una refinería por sucesivas reacciones y evaporaciones. El Hg orgánico se descompone en el interior de hornos y procesos catalíticos en Hg elemental que migra a fracciones livianas, como LPG y naftas. Su aparición en las refinерías es prácticamente nulo, debido a que es producto de procesos biológicos. Otras formas mercuriales, como mercapturos, sulfatos y cloruros de mercurio son

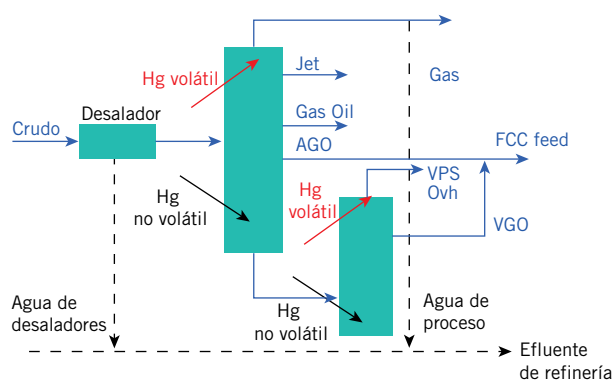


Figura 1. Circuito del Hg en una destilación de crudo.

menos estables que el sulfuro y más sensibles a reacciones de descomposición, con lo cual su presencia en las refinerías es menos probable.

Las formas solubles e insolubles del Hg (disueltas y suspendidas) determinan su distribución en la fase hidrocarbonada y acuosa y se ha informado que posee asociaciones con determinadas formas de hidrocarburo, como los asfaltenos. Eso explicaría apariciones en cortes pesados de refinería. En la figura 1 se describen simplificada los principales caminos de las diversas formas de mercurio en los procesos de destilación de crudo. Por todo lo descripto y algunos comportamientos y reacciones no bien conocidas, las refinerías han informado dificultad en cerrar un balance de masa con el Hg, logrando imprecisiones del orden del 30% como mínimo. Una de las explicaciones de los porcentajes bajos de cierre de los balances de masa se debe a la acumulación que sufre el mercurio en los puntos bajos, en cañerías por un proceso de adsorción o bien a la formación de amalgamas.

La tendencia a formar amalgamas es el principal riesgo del mercurio desde el punto de vista de la confiabilidad de los equipos. Las refinerías de nuestro país deben realizar un estudio detallado de los equipos que contienen cobre, aluminio y sus aleaciones, y la potencialidad de la presencia de mercurio elemental en los cortes de hidrocarburos o aguas residuales con los que están en contacto. Los mecanismos de corrosión son dos: corrosión por amalgama y LME (*Liquid Metal Embrittlement*).

Principales comportamientos del mercurio

En base a sus propiedades, las observaciones en otras refinerías y el estudio realizado en Refinería Campana, esperamos el comportamiento que sigue:

- El mercurio se concentra principalmente en el LPG y la nafta.
- Puede manifestarse en forma repentina en altas concentraciones para luego desaparecer.
- Es evidente que se acumula en cañerías y puntos bajos.
- Ataca fácilmente el aluminio causando fallas metalúrgicas.
- Las especies del mercurio son inestables y, por lo tanto, difíciles de medir y lograr una trazabilidad en el proceso.

Experiencia en la Refinería Campana

Refinería Campana fue advertida a través de actualizaciones de *crude assays* y alertas externas de la potencialidad

de la presencia de mercurio en su canasta de crudos tradicional en 2009. En aquella oportunidad se enviaron muestras de nuestra dieta de crudo e incluso de los crudos por separado, a laboratorios externos en los Estados Unidos detectándose tenores elevados de mercurio en el crudo Escalante.

Existen clasificaciones del riesgo, desde el punto de vista de higiene, seguridad, confiabilidad, medio ambiente y calidad de productos finales, cuando se procesan cargas mercuriales. Esta clasificación está basada en estándares de algunas refinerías que han investigado acerca del Hg en crudos y en trabajos de investigación reconocidos, como el del Dr. S. Mark Wilhelm.³ Si bien pueden existir diferencias en las definiciones, una clasificación adecuada de trabajo es la siguiente:

- Categoría Roja/Riesgo alto: crudos o cargas puntuales⁴ con más de 100 ppb Hg, o en donde se encontró Hg en equipos previamente o cargas promedio mensuales con >10 ppb.
- Categoría Amarilla/Riesgo medio: crudos o cargas puntuales menores a 100 ppb Hg, y no se encontró Hg en equipos previamente y cargas promedios mensuales entre 5 y 10 ppb Hg.
- Categoría verde/Riesgo bajo: crudos o cargas puntuales de <100 ppb Hg, y no se encontró Hg en equipos previamente y cargas promedios mensuales <5 ppb Hg.

Esta clasificación sirve para definir qué hacer en una refinería una vez que tengamos mensurada la concentración de mercurio de ingreso con el crudo. Por debajo de 10 ppb no debe hacerse nada, excepto seguir monitoreando; entre 10 y 100 ppb debe hacerse un Análisis de Riesgo de la corrida y mantener un monitoreo cerrado, y claramente con concentraciones mayores a 100 ppb en promedio del slate deben tomarse acciones para eliminar el Hg presente en las corrientes que lo determine el análisis de riesgo. Estas recomendaciones son sugeridas en base de la experiencia del autor y pueden variar de una refinería a la otra y basarse en consideraciones y análisis de riesgo de cada compañía.

Sobre esta clasificación de riesgo, Campana inició muestreos de sus crudos y de diversas corrientes de refinería basándose en la química de la distribución de mercurio en los distintos cortes. Para el análisis se usó un laboratorio



Almacén

Mecanizado II

Ensayo y Ensamble

Mecanizado I

Metrología



valmec

Planta Industrial

Tortuguitas - Buenos Aires, Argentina

- 8.000 mts² cubiertos
- Tecnología de última generación
- Procesos y productos certificados

40 AÑOS

Evolucionando en el control de fluidos.



CERTIFICACIONES
API 6D 1417
ENARGAS / BVG
ISO 9001:2000

NUESTRAS SOLUCIONES

- Válvulas Esféricas Bridadas, Roscadas y para Soldar
- Válvulas Esféricas Alta Presión y Tres Vías
- Válvulas Mariposa, Esclusas, Retención y Regulación
- Actuadores y Accesorios
- Productos Especiales
- Conjuntos Petroleros y Accesorios
- Sistemas de Control

ATENCION AL CLIENTE

Tel.: +54 03327-452426 / +54 03327-452427
info@valmec.com.ar / ventas@valmec.com.ar



y una técnica certificada y probada. El laboratorio fue el EMLS de Paulsboro, N. J.⁵ y la técnica, la UOP 938, donde la muestra se descompone térmicamente y el Hg se concentra en una amalgama de oro para luego determinarse mediante CVASS (*Cold Vapor Atomic Absorption Spectroscopy*). En esa tanda de valores, el Hg rondó las 12 ppb confirmando las presunciones.

Las muestras fueron sacadas tomando recaudos especiales, ya que al poseer cierta volatilidad, la posibilidad de errores aumenta en el rango de detección de ppb. La norma ASTM D7482-17, por ejemplo, da un detalle de las precauciones específicas para el caso de líquidos. En general, se detallan los lineamientos adicionales que se deben tener en cuenta para el muestreo con el fin de determinar mercurio:

- Muestras para crudo e hidrocarburos en general: usar contenedores de vidrio borosilicato de alta calidad con tapas plásticas con cierre de teflón o similar. Lavarlos con ácido nítrico al 10% seguido de enjuagues con agua desmineralizada o viales prelavados para análisis de orgánicos volátiles. Hacer correr el líquido por la cañería, llenar el contenedor dejando el mínimo espacio de vapor, no enjuagarlo con el hidrocarburo ni sobrellevarlo. No transferir las muestras a otros contenedores. Analizar dentro de lo posible en las próximas 48 h.
- Muestras de LPG⁶: maletas con recubrimiento de teflón de 150 cm³. Lavarlos con acetona seguido por enjuagues con agua desmineralizada, secar en estufa para remover el Hg residual. Usarlos solo para determinaciones de Hg.
- Muestras acuosas: botellas de 125 ml a 1000 ml. con tapas recubiertas de teflón o similar. Seguir el método USEPA 1631 y USEPA 1669 para muestreo.

En base a los primeros ensayos realizados, se generó un plan en Refinería Campana que adquirió el primer equipo de detección de Hg a bajas concentraciones del país, el mismo modelo con el cual se habían realizado las determinaciones iniciales, y se reanudó el muestreo y la determinación de concentraciones. En la figura 2 se muestran los valores alcanzados en el crudo de entrada a los desaladores a lo largo del tiempo. El gráfico muestra claramente la primera tanda de análisis mencionada y la segunda realizada localmente, donde presumiblemente se eliminó como fuente de error el tiempo de transporte y la manipulación de las muestras. Se evidencia cómo a lo largo del tiempo y con una dieta de crudo con predominancia de Escalante, la concentración de Hg aumentó hasta unos 20-25 ppb. Este proceso de medición de concentración de mercurio resulta clave, ya que en los *crude assay* disponibles en las refinerías (hay varias bases de datos disponibles, algunas propietarias, otras públicas), cerca del 90% de los crudos publicados poseen concentraciones de mercurio por debajo de 10 ppb., con lo cual una determinación analítica certera es la única forma de entender como está posicionada una refinería. El otro aspecto es la tendencia del mercurio al mostrar altas concentraciones por espacios de tiempo aleatorios en ciertos cortes y resulta importante la medición para entender acabadamente este mecanismo dentro de la configuración de la refinería y tomar acciones en consecuencia.

La clasificación de cada refinería además permite establecer una frecuencia de monitoreo adecuada, el linea-

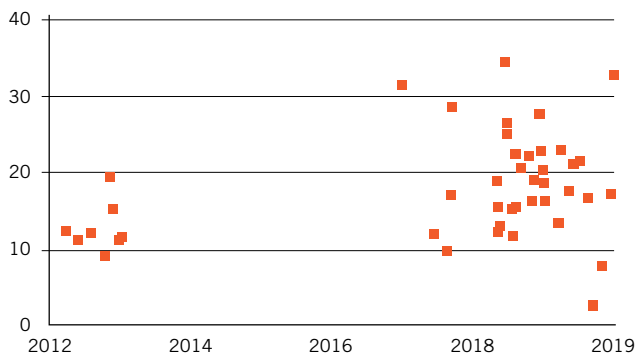


Figura 2. Concentración de Hg (ppb) en alimentación a unidad de destilación de crudo.

miento principal es si el sitio posee categoría Roja/Alto riesgo, el muestreo y la medición debiera ser semanal, mientras que en sitios de riesgo inferior la frecuencia sería mensual.

El proceso de Evaluación de Riesgo de la corrida de crudos que realizó Campana se detalla a continuación y puede tomarse como recomendación para otras refinerías.

Se inició analizando el *flow sheet* de la refinería y la potencial distribución del Hg en las distintas corrientes de refinería. Una vez identificadas, se analizó el impacto desde cuatro puntos de vista:

1. Exposición de personal en la apertura de equipos en donde se procesaban corrientes de LPG y de naftas livianas.
2. Calidad en cortes específicos: las corrientes de LPG no deben poseer mercurio, ya que en determinados usos finales puede amalgamar materiales, como el bronce, como instalaciones domiciliarias.
3. Cortes en donde se lo prohíbe por especificación.
4. Equipos con aleaciones de bronce o aluminio en la refinería o cortes de hidrocarburos que culminen en clientes con procesamientos posteriores en equipos con estas metalurgias.



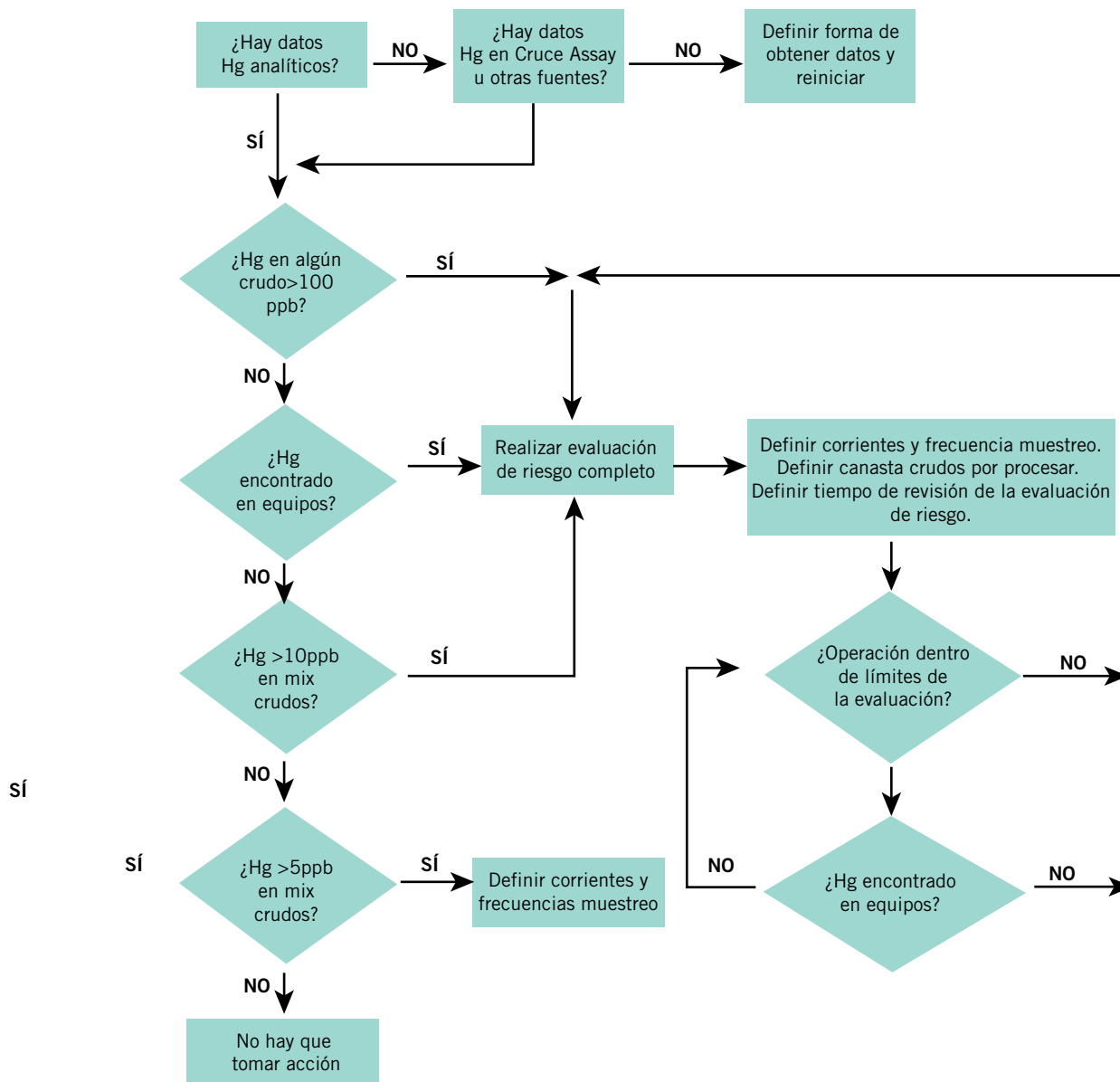


Figura 3. Flujograma de trabajo para gerenciamiento del riesgo.

Como enseñanza del estudio realizado en Campana, resultará de particular interés que el refinador pueda contestar las siguientes preguntas: ¿el mercurio se está acumulando?, ¿dónde? ¿En qué cortes existe la potencialidad de que aparezca? ¿Cómo podemos predecir los efectos descritos y tomar acción? Lamentablemente, no son fáciles de contestar y debe hacerse una investigación exhaustiva que conlleva tiempo y recursos. Si podemos decir que la medición y el seguimiento son fundamentales mediante un proceso racional de análisis de extremo a extremo en la refinería.

En el flujograma de la figura 3 se detalla la guía para el proceso de gerenciamiento del riesgo.

Conclusión

Los crudos nacionales han aumentado su concentración de mercurio a lo largo del tiempo y cada refinería debe evaluar la posibilidad de hacer un estudio propio. El metal posee propiedades de volatilización y recombinación complejas y, por ende, su trazabilidad es difícil en los procesos de una refinería. Como lineamiento general,

tiende a estar en todos los cortes, pero con alta ocurrencia en cortes de LPG y naftas. Es importante que una refinería estudie la aparición de mercurio en sus cortes para prevenir consecuencias en el nivel de la higiene, la confiabilidad de equipos, y la calidad de cortes, basadas en sus propias premisas, mostrándose en este trabajo un acercamiento útil y práctico a modo de referencia para iniciar y sostener un estudio en el tiempo. ■

1. Fuente: "Dealing with mercury in refinery processes", Raymond Hadden and Tinas Moss, Johnson Matthey Catalyst, 2017.
2. Fuente: "Mercury management in petroleum refining", IPIECA, 2014.
3. Trabajo orientado al riesgo desde el punto de vista de Higiene, Seguridad y Medio Ambiente exclusivamente.
4. Pueden referirse también a condensados que se procesan en la unidad de crudo.
5. ExxonMobil Laboratory Services usando un equipo Nippon Instruments Model SP-3D.
6. Gas licuado de petróleo, es decir, propano y/o butano.



Desarrollo de estimados de costos de un proyecto

Por **Maitena Biggeri** y **Ana Soledad Dusek**, YPF S.A.

Este trabajo fue seleccionado del *6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*.

Durante las distintas fases de un proyecto se trabaja para profundizar en aspectos técnicos, de seguridad, y de desarrollo del plan de ejecución, que incluye además una estimación de costos. Este trabajo reúne la experiencia a lo largo de los años de la Gerencia de Ingeniería de Obras y Construcciones de YPF en el desarrollo del estimado de costos, su objetivo, las precisiones necesarias según la fase del proyecto, las limitaciones y los errores que se pueden cometer si no se consideran.



recursos propios. Una vez que se evalúa el negocio y se elige avanzar con la fase de ejecución, la GIC YPF lidera los procesos de contratación de servicios de construcción, administración contractual y gestión integral del proyecto, incluyendo además la asistencia técnica al área de Compras YPF.

El alcance de los proyectos gestionados por la GIC contempla asistencias técnicas, selección de tecnologías, ejecución de nuevas unidades y *revamps* de unidades existentes.

Una de las áreas de conocimiento de la gestión de proyectos, de acuerdo con lo establecido por el PMI (*Project Management Institute*), es la de estimación de costos.

Realizar una estimación de costos consiste en el desarrollo de una aproximación de los recursos monetarios necesarios para completar las actividades del proyecto. Se trata de una predicción basada en la información disponible en un momento dado y, por lo tanto, depende de la calidad de la documentación elaborada a ese efecto. Estimar correctamente el monto de inversión de un proyecto tiene un impacto directo en el proceso de decisión de avanzar o no hacia las fases siguientes.

Una buena estimación no solo es importante para el seguimiento y el control de costos del proyecto, sino que resulta una herramienta clave a la hora de evaluar un proyecto de inversión. Un estimado de costos defectuoso puede frenar un proyecto que podría haber sido rentable para la compañía o dar continuidad a un proyecto que, si hubiera sido evaluado correctamente, no habría avanzado. Una estimación errónea por defecto es tan perjudicial como una por exceso si se tiene en cuenta el costo de oportunidad asociado a la inmovilización de capital.

El alcance de las tareas del área de estimaciones dentro la GIC YPF comprende no solo el desarrollo del estimado de costos de capital para las distintas fases del proyecto, sino también la elaboración de flujo de egresos según cronogramas propuestos, la estimación de iniciativas de ahorro del monto de inversión, el análisis de ofertas en instancias previas a la adjudicación de suministros y los servicios de ingeniería y construcción, el análisis cuantitativo de riesgos y la valuación de activos para los estados contables de la compañía y/o para negociaciones con empresas aseguradoras.

El objetivo de este trabajo es exponer los aspectos clave del proceso de estimación de costos y compartir las experiencias adquiridas en los proyectos ejecutados recientemente por la organización.

La misión de la GIC YPF (Gerencia de Ingeniería de Obras y Construcciones de YPF) es gestionar proyectos de inversión en el ámbito de YPF *downstream*. En fases tempranas incluye contratación de servicios de ingeniería, administración contractual y supervisión de dichas tareas finalizando con la estimación de costos y plazos. En algunos proyectos, la GIC también puede tener a cargo el desarrollo de ingenierías preliminares con

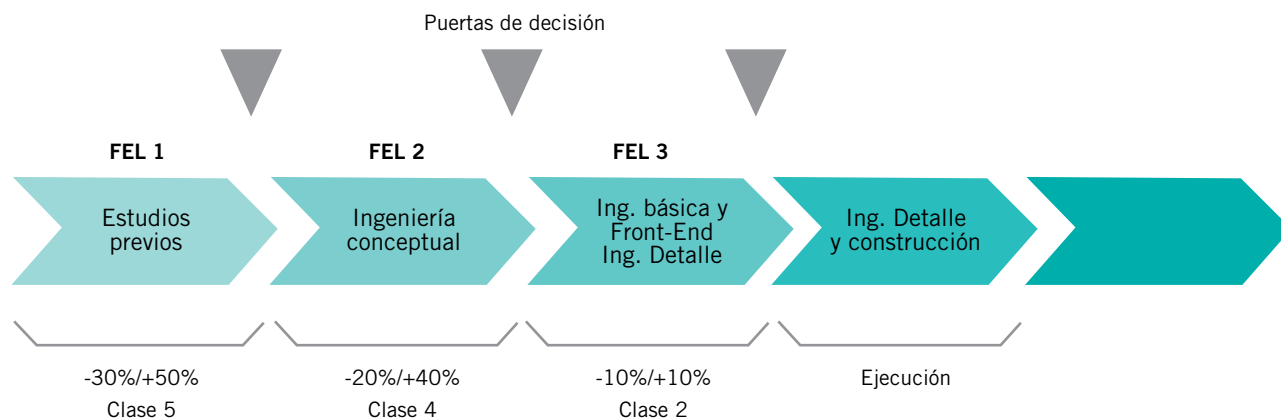


Figura 1. Fases FEL y su correlación con las clases de estimados de costos.

Desarrollo

Los procesos de gestión de proyectos utilizados en la GIC YPF integran los conceptos establecidos por la Metodología FEL.

La metodología de gestión de proyectos de inversión FEL (*Front End Loading*) recomendada por el IPA (*Independent Project Analysis*) es una metodología basada en el concepto de puertas de decisión donde en cada puerta se aprueba, o no, el pasaje a la siguiente etapa. Esta metodología permite acotar incertidumbres manteniendo los costos y plazos dentro de los rangos aceptables en la industria, buscando la reducción de los índices de costo y plazo.

En la figura 1 se muestra en forma resumida cómo intervienen las fases FEL dentro del ciclo de vida de un proyecto y la correlación que guardan con las distintas clases de estimados de costos según AACEI (*Association for the Advancement of Cost Engineering International*).

Como se observa en la figura 1, estas puertas de decisión se analizan tras la realización de estudios previos, ingeniería conceptual e ingeniería básica y FEED, respectivamente. Por lo tanto, estas tres estimaciones tendrán distinto soporte, distinta precisión y distinto objeto. Atendiendo a estas características, así como a las variables tiempo y costo, la AACEI propone una clasificación de estimaciones para la industria en general en su práctica recomendada 17R-97, en la 18R-97 las particulariza para la industria de proceso.

Debido a que es una asociación reconocida mundialmente y sus recomendaciones son asumidas por la mayoría de las empresas del rubro, el área de estimaciones de la GIC YPF las adopta como base y clasifica las estimaciones según la figura 2.

Como se puede observar en la figura 2, las clases de estimados están ligadas al desarrollo de ingeniería y, por lo tanto, a la precisión que es posible alcanzar en cada fase del proyecto.

Las erogaciones de las fases anteriores y de la FEL misma pocas veces exceden el 10% del costo total del proyecto; sin embargo, el resultado de estas etapas y las pautas con las que se decide aprobar la inversión, determinan el 80% del costo final del proyecto. Con lo cual, la oportunidad de reducir costos en las etapas subsiguientes es relativamente baja, por ello es imprescindible invertir recursos y aunar esfuerzos para alcanzar el correcto desarrollo de las fases previas a la ejecución.

El IPA muestra en sus estadísticas que existe una marcada correlación entre los “Grados de definición” en cada fase FEL (esto es, la cantidad y la calidad de la información de que se dispone en cada fase) con el éxito del proyecto.

A continuación, se profundizará en la metodología correspondiente a los estimados clase 5 y clase 4, es decir, aquellos que se realizan en las primeras fases del proyecto, y por lo tanto, deben realizarse en un plazo acotado y con información de carácter preliminar.

En las etapas iniciales del ciclo de vida de un proyecto y dado un encargo por parte del cliente interno, el área de Procesos y Especialidades de la GIC procede al desarrollo de un alcance preliminar que satisfaga los requerimientos y que sirva como punto de partida para la contratación de los servicios de ingeniería. Asimismo, lo más frecuente es que, el cliente además solicite un estimado de costos del tipo orden de magnitud para evaluar la prefactibilidad técnica y económica del proyecto de inversión. En esta instancia, el desafío para el equipo de Estimaciones es estimar con la escasa información disponible hasta el momento y plantear las hipótesis de partida que sustenten el valor informado.

En estos casos es fundamental el *expertise* de los miembros del equipo y la integración entre ellos. La comunicación fluida y constante entre las áreas involucradas es indispensable para lograr el objetivo buscado. El estimador deberá solicitar la información necesaria y el equipo técnico tiene que entregar la información disponible y colabo-

Clase de estimado	Nivel de definición de proyecto (expresado como % de definición completa)	Uso final/ etapa (finalidad típica del estimado)	Metodología (método típico de estimación)	Rango de precisión esperado (intervalos típicos en rangos mínimo y máximo)	Esfuerzo de preparación
Clase 5	0% a 2%	visualización	Factores de capacidad, modelos paramétricos o analogías.	mín: -20% a -50% máx: +30% a 100%	1
Clase 4	1% a 15%	Estudios de factibilidad	Factorización de equipos o modelos paramétricos.	Mín: -15% a -30% Máx: +20% a 50%	2 a 4
Clase 3	10% a 40%	Estimado, autorización o control	Unidades de costos semi detalladas	Mín: -10% a -20% Máx: +10% a 30%	3 a 10
Clase 2	30% a 70%	Control u oferta	Unidades de costos detalladas con lista de materiales preliminar	Mín: -5% a -15% Máx: +5% a +20%	4 a 20
Clase 1	50% a 100%	Chequeo de estimado u oferta	Unidades de costos detalladas con lista de materiales preliminar	Mín: 3% a -10% Máx: +3% a +15%	5 a 100

Figura 2. Clasificación de estimados de costos.

rar en la elaboración de las hipótesis que deban asumirse para suplantar la información faltante. Todas estas tareas deberán realizarse en el marco de una correcta gestión por parte del equipo de Proyectos.

Las fuentes de información que suelen utilizarse en estos casos provienen fundamentalmente de ofertas de ingenierías básicas presentadas por tecnólogos propietarios de licencias para las unidades de proceso en estudio, de ingenierías desarrolladas en años anteriores para unidades de similares características y/o de proyectos ejecutados en el pasado por la GIC. En este sentido, la experiencia del equipo de procesos y las especialidades resultan indispensables para obtener la información de partida para la estimación de costos extrapolados a partir de la información existente.

Al evaluar el monto de inversión de un proyecto en la industria de refino se contempla no solo la unidad de procesos en sí (ISBL: *inside battery limit*), sino también la generación de servicios para esa unidad y/o la interconexión de servicios existentes en el lugar de implantación, así como la construcción de instalaciones para el almacenamiento y el transporte de insumos y producto (OSBL: *outside battery limit*). En etapas tempranas es habitual contar con mayor cantidad de información sobre la unidad de procesos en sí que sobre los aspectos logísticos y de servicios.

A modo de ejemplo, se listarán algunos de los supuestos que suelen asumirse en estimados de costos de tipo orden de magnitud por no contar con definiciones al momento de la estimación:

- Lugar de implantación.
- Disponibilidad de servicios en el complejo industrial.
- Disponibilidad de espacio para ampliaciones en unidades de generación de servicios existentes.
- Generación de servicios dedicados para una única unidad.
- Sinergia entre los servicios de distintas unidades a construirse en el mismo complejo en una determinada ventana de tiempo
- En el caso de *revamps* de unidades existentes, definición preliminar de trabajos por realizar en paro y preparo.
- Estrategia de ejecución.
- Estrategia de contratación.
- Oferta disponible en el mercado de Ingeniería y Construcción para la ejecución de la obra en los plazos previstos.
- Oferta disponible en el mercado de fabricación de equipos en los plazos previstos.

Dejar plasmadas todas las hipótesis en un informe de estimación de costos resulta fundamental dado que un cambio en cualquiera de las mismas se traduciría de manera automática en un cambio en el monto estimado de inversión del proyecto.

Para estimar el costo del ISBL se utilizan los denominados métodos rápidos de estimación y se aplica una estrategia de aproximaciones sucesivas. Los métodos rápidos se clasifican en dos grandes grupos: métodos generales y métodos factoriales. Los métodos generales se caracterizan por utilizar como dato de partida la capacidad de la unidad. Los métodos factoriales por su parte, utilizan como dato de partida el costo total de provisión de los equipos. Entre los métodos generales se destacan el *coeficiente de inmovilización unitario* y la *regla de Williams*. Los métodos factoriales más utilizados son el *método de Lang* y el *método de Hand*.

Estimar el costo del OSBL reviste una complejidad particular debido a que los métodos factoriales no siempre son aplicables. Los métodos factoriales admiten como inductores de costo a los equipos de una planta de procesos y en el caso de instalaciones para servicios auxiliares esto no siempre es así. Lo primero que se debe hacer es discriminar en el alcance lo que serán simples interconexiones a servicios existentes en el lugar de implantación, de las nuevas instalaciones para generación de servicios dedicados exclusivamente a la unidad en estudio. En el primer caso, se podrá aplicar un factor típico respecto del costo total del ISBL; en cambio, en el segundo caso, se deberán identificar los equipos principales y factorizar para obtener el costo total asociado a su instalación y puesta en servicio. Además, se deberán estimar por separado las obras de infraestructura de gran envergadura que deban realizarse como consecuencia de la construcción de la nueva unidad (ejemplo: nueva subestación eléctrica, cargadero de camiones, tanques de almacenamiento, parrales de cañerías, etc.). En este último caso se deberá recurrir indefectiblemente a la estimación por magnitudes inductoras de costo, como metros cuadrados de edificios, toneladas de estructuras metálica, metros cúbicos de hormigón, etc.

El caso de los *revamps* merece también un tratamiento especial dado que para poder realizar la estimación se deberán identificar los trabajos más relevantes y computar las magnitudes de obra preponderantes asociadas a dichas tareas. Aplicar métodos factoriales en estos casos no suele ser aconsejable dado que puede ocurrir que se reutilicen materiales (fundaciones, cañerías, instrumentación, cables, etc.) o que los trabajos a realizar consistan en desmontajes y/o modificaciones en equipos o líneas existentes. Por último, es importante mencionar que se recomienda realizar un estudio de factibilidad constructiva en el que se deberán tener en cuenta, entre otras cosas, los plazos de paro de planta, la disponibilidad de espacios para grúas y elementos de izaje, etc.

En todos los casos, la experiencia y el buen criterio del estimador serán necesarios para analizar el monto de inversión por varios métodos y evaluar la convergencia. Por otra parte, de utilizarse estimados clase 5 y/o 4 para evaluar tecnologías alternativas, resulta fundamental que se homologuen los alcances y los criterios de estimación para evitar incurrir en errores que puedan llevar a tomar decisiones equivocadas. Además, dado que generalmente las alternativas evaluadas corresponden a tecnologías diferentes que requieren instalaciones de OSBL distintas, no sería correcto tomar una decisión únicamente teniendo en cuenta los montos de ISBL. Para poder comparar alternativas entre sí, se debe analizar el proyecto de manera integral, considerando tanto ISBL como OSBL.

Otra herramienta es la WBS (*Work Breakdown Structure*) o EDT (*Estructura de Desglose de Trabajo*), que organiza y define el alcance completo del proyecto identificando los paquetes de trabajo que lo componen. La apertura definida deberá ser acorde a la estrategia de ejecución del proyecto. Organizar el estimado de costos de acuerdo con la WBS del proyecto es de vital importancia, dado que facilita la trazabilidad del alcance y del monto estimado del proyecto conforme evoluciona en futuras etapas.

Las estimaciones preliminares en estudio suelen utilizarse para evaluar el CAPEX de la cartera de proyectos que com-

ponen el plan de inversiones a largo plazo de la compañía, por esta razón se suele pedir junto con el monto estimado un flujo de egresos asociado. Para realizar ese flujo de egresos es indispensable contar con un plan de ejecución preliminar que deberá responder a la misma estrategia e hipótesis consideradas para la elaboración del estimado de costos. Estos flujos de egresos no tienen en cuenta las posibles variaciones de precios e impacto de variables macroeconómicas que puedan ocurrir en el plazo de ejecución del proyecto.

Con el objeto de plasmar lo expuesto en un caso de estudio, a continuación se desarrollará cómo se realizó el estimado de costos Orden de Magnitud del proyecto Nuevas Especificaciones de Combustibles (NEC).

Para cumplir con las especificaciones de combustible determinadas en la resolución 5/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, YPF evalúa adecuadamente los esquemas de sus complejos productivos en La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul. En este marco, se les solicitó a algunos tecnólogos que realicen un estudio de las refinerías e identifiquen alternativas de inversión que permitan cumplir con las especificaciones. A partir de ello, YPF seleccionó algunos escenarios y le solicitó a la GIC que realice un estimado de inversión Orden de Magnitud. Estos escenarios comprenden la ejecución de unidades de proceso nuevas y *revamps* de unidades existentes.

Una característica común en todos los proyectos defensivos es que cuenta con una fecha de necesidad impuesta por terceros, en este caso el Ministerio de Energía. Además, por ser un proyecto de gran envergadura e impacto requiere de revisión por parte de todos los niveles de la compañía y de presentaciones al Ministerio. Todo esto conlleva a que el plazo de todas las etapas deba reducirse al máximo posible.

Una vez recibidos los escenarios por visualizar, se indicaron las capacidades y los tipos de unidades nuevas y por *revamppear*, se procedió a analizar el *lay-out* tentativo de implantación y las necesidades de servicios auxiliares e interconexiones (OSBL).

Para el estimado de costos de los OSBL de unidades nuevas se tomó como dato de partida el costo de equipos de unidades similares construidas por YPF en los últimos años. Este monto fue escalado por capacidad y actualizado. Vale la pena aclarar que en el marco de los proyectos de adecuación de contenido de azufre de combustibles, YPF en los últimos años construyó varias unidades nuevas de hidrotreatamientos que sirvieron de base de información para realizar el estimado de costos del caso de referencia (NEC).

Sobre ese monto de equipos se aplicaron coeficientes de instalación para considerar ingeniería, materiales y construcción. En el caso de ingenierías básicas, licencias y catalizadores, se toman como referencia datos de proyectos con alcances similares. Sobre el total de construcción se calculan los costos asociados al proyecto, como beneficio de construcción, *overhead* e impuestos. Sumando estos costos asociados con el resto de los conceptos mencionados se llega al total planta. En estas etapas tempranas, el monto correspondiente a la gestión del proyecto se obtiene al aplicar un porcentaje sobre el monto total planta. Esta incidencia surge de los datos históricos reales de la gerencia. Por último, se aplican porcentajes particulares dados por la clase sobre cada partida para obtener el monto total de contingencias del proyecto. Se entiende por contingencia el monto adicional necesario para afrontar los costos que

surgen a partir de condiciones o eventos cuya ocurrencia o efectos son desconocidos y que la experiencia demuestra que existe una alta probabilidad de que se manifiesten.

De este modo, y luego de varias etapas sucesivas de aplicación de porcentajes se llega al monto total estimado. Como se puede apreciar, en etapas tempranas, el costo de los equipos es la magnitud inductora de costos. Por lo tanto, cualquier cambio en el mismo influye por efecto cascada en el monto total del proyecto y, consecuentemente, es de gran importancia obtener este valor de manera confiable. Asociado a esto, es esencial analizar y asumir una estrategia de contratación y compras que sirva como lineamiento a la hora de realizar el estimado de costos. Esta definición impacta en el costo de los equipos y consecuentemente en el total de la inversión.

Una manera de verificar si el valor obtenido se encuentra dentro del rango esperado es contrastarlo con los resultados que surgen de la aplicación de otras metodologías rápidas de estimación. Por ejemplo, se puede partir del costo total de plantas similares ejecutadas en el mundo, escalarlas por capacidad y localizarlas en la Argentina mediante la multiplicación por un factor de localización que contempla la diferencia de productividad de la mano de obra y la lejanía de los mercados principales, entre otros.

Para el caso de las unidades existentes a *revamppear*, se estimaron los costos de los equipos nuevos y se aplicó sobre ellos la metodología descrita para unidades nuevas porque se consideró que no se reutilizarían las instalaciones existentes asociadas a los equipos a reemplazar. Los desmontajes relevantes se analizaron en forma particular.

Para el caso de los OSBL, teniendo en cuenta el *layout* de implantación asumido, el equipo de Procesos y Especialidades analizó las necesidades de servicios auxiliares y listó para cada unidad los metros estimados de interconexiones y las nuevas facilidades que se deberían construir para la operación de las plantas. A partir de esta información se realizó el estimado de costos del OSBL visualizado. Asimismo, debido a que durante esta etapa el alcance de la totalidad del OSBL del proyecto no se pudo cuantificar, algunas de las áreas componentes del mismo se estimaron un porcentaje del costo total del ISBL.

Una vez finalizado el estimado, y luego de varias instancias de revisión interna, el informe de estimación de costos fue emitido a la unidad de negocio (cliente interno) como anexo del documento plan de ejecución del proyecto. En este informe se describió la metodología y los criterios asumidos para elaborar el estimado. Además, se incluyó como soporte un documento que fue desarrollado por el área de procesos donde se detalla el alcance y las bases utilizadas para generar la documentación técnica de partida para el estimado de costos. En todos los proyectos en general y, en las fases tempranas, en particular, resulta fundamental documentar las consideraciones, porque es esperable que a medida que avanza el proyecto surjan modificaciones que impacten en el monto estimado.

Es muy importante tener en cuenta que, debido a la metodología, resulta riesgoso realizar una apertura detallada del monto estimado. En algunos casos se pretende obtener cantidad de horas de mano de obra directa. Si bien se puede llegar a un número global de horas a partir del monto de construcción, solo sirve como número orientativo teniendo en cuenta las limitaciones del cálculo.

Luego de la emisión del estimado y con el objetivo de evaluar el caso de negocio, se elaboró un flujo de caja tentativo según el plan de ejecución correspondiente haciendo especial foco en la etapa siguiente. Como se explicó, ese flujo solo puede realizarse en términos constantes y no en corrientes, ya que realizar una escalación a tan largo plazo no es adecuado porque es imposible prever cómo fluctuarán las variables macroeconómicas en nuestro país y cómo será la saturación del mercado según los proyectos de la competencia. Esta limitación debería considerarse al escoger la tasa de corte que se utilice en el cálculo del VAN.

Uno de los objetivos de las etapas tempranas es analizar varias alternativas y seleccionar la que resulte más conveniente. Por lo tanto, es esperable que durante el transcurso de estas fases vayan surgiendo nuevos escenarios que requieran nuevos estimados. Lo importante es sin dudas, tratar de conceptualizar la alternativa elegida y no someterla a cambios sustanciales.

Como se mencionó, es fundamental plantear desde el inicio una WBS flexible que permita a futuro reorganizar el alcance de acuerdo con las nuevas estrategias y necesidades del proyecto sin perder trazabilidad. Para el caso del proyecto NEC el estimado de costos fue agrupado por complejo industrial, según fecha de puesta en marcha y con la apertura ISBL/OSBL para cada unidad.

Finalmente, en todas las fases del ciclo de vida del proyecto se recomienda realizar un análisis de riesgos con el objeto de anticipar y mitigar los posibles eventos

que impacten negativamente los objetivos de costo, plazo y calidad. En etapas preliminares, el análisis de riesgos es cualitativo y no cuantitativo debido a la dificultad de valorizar los impactos con la escasa información disponible.

En el futuro inmediato, el desafío es minimizar CAPEX y el plazo manteniendo la calidad. Para ello será imprescindible plantear estrategias de reducción de costos que requerirán el trabajo en conjunto de todas las áreas de la compañía.

Conclusiones

La integración que tuvo lugar en la economía mundial durante los últimos años se tradujo en mercados más competitivos y acelerados. Este efecto, sumado a los de-

crecientes márgenes de beneficio, llevó a una continua reducción de los ciclos de vida de los proyectos. En este contexto, las estimaciones de orden de magnitud toman mayor relevancia y, contrario a lo que se puede suponer, son necesarias para identificar proyectos que sean viables económicamente tan temprano como sea posible y así minimizar tiempo y dinero gastado en aquellos no rentables. Para que estos estimados sean realmente útiles y se logren los objetivos, deben ser analizados de manera responsable. Es decir, se requiere que las personas que trabajan con esos números tengan en claro sus características y las condiciones en las que fueron calculados. A modo de resumen:

Las estimaciones preliminares tienen un rango de precisión técnica muy amplio, debido a la escasa información de partida y la metodología aplicada (figuras 1 y 2).

Un cambio en las hipótesis consideradas para suplir la falta de información en etapas tempranas impacta indefectiblemente en el monto de inversión estimado del proyecto.

Es frecuente que el alcance considerado en las estimaciones preliminares difiera sustancialmente del alcance que resulta del desarrollo de ingeniería básica, básica extendida y de detalle.

El monto informado en las estimaciones preliminares no contempla las posibles variaciones de precios que puedan ocurrir en el plazo de ejecución del proyecto.

En etapas de selección de tecnologías, analizar el ISBL excluyendo el OSBL puede conducir a decisiones equivocadas.

Para tener éxito en estos períodos desafiantes, permanecer en el mercado de manera competitiva y maximizar la performance del negocio es esencial que las áreas técnicas trabajen de manera integrada y con una visión orientada hacia la optimización del costo y los plazos de los proyectos. ■

Bibliografía

AACE International Recommended Practice No. 18R-97 *Cost estimate classification system - as applied in engineering, procurement, and construction for the process industries.*

Fundamentos de la Dirección de Proyectos (PMBOK), Cuarta Edición (2008); PMI.

Metodología FEL, Independent Project Analysis (IPA).

IPH®
CABLES DE ACERO
ESLINGAS
ACCESORIOS
(5411) 4469-8100
www.iphglobal.com

Garantía de calidad para las más altas exigencias y diversas aplicaciones.
Distribuidor oficial para Argentina y Brasil
American Petroleum Institute
API Monogram. License 9A-0018.

VISITENOS EN AOG PATAGONIA 2018 STAND 1B-4B - HALL 1



Por **Pablo Sensini** y **Salvador Gil** (Escuela de Ciencia y Tecnología - Universidad Nacional de San Martín);
y **Pablo Romero**, **Pedro Cozza**, **Jorge Fiora** (INTI Energía)

Puesto que la cocción es el servicio energético más básico e indispensable en la sociedad, para las familias de bajos ingresos que usan gas envasado o leña, este consumo tiene un alto impacto en sus presupuestos y en su calidad de vida. En este trabajo se comparan las eficiencias energéticas y las emisiones de CO₂ de las tecnologías más usadas de cocción: gas, electricidad, inducción y microondas, entre otras.

Se estima que cerca del 37% de la población mundial, todavía cocina con leña. Existen varios programas internacionales, que procuran mejorar la calidad de vida de estas personas en el mundo: entre ellas el Programa de la Naciones Unidas, Sustainable Energy for all (SE4all)¹, Alliance for Clean Cookstove² y la Alianza Global de GLP (gas licuado de petróleo) que es una alianza público-privada respaldada por la ONU que busca impulsar el uso de GLP como combustible limpio para cocinar en hogares de bajos recursos.³

En la Argentina, el 98% de los hogares argentinos dispone de acceso a los servicios eléctricos y cerca del 57% de los hogares están conectados a las redes de gas natural (GN), aproximadamente 39% consumen gas embazado o gas licuado de petróleo (GLP). Sin embargo, algo más de un millón de personas en el país (3%), todavía dependen de la leña para cocinar.⁴

El GN constituye el principal componente de la matriz energética nacional, aportando más del 50% de la energía primaria del país.⁷ Alrededor del 27% del gas se distribuye a través de redes a los usuarios residenciales. En la figura 1 se muestra la variación del consumo diario por usuario* promedio o consumo específico residencial medio de la Argentina a lo largo de un año. Los datos que se muestran en esta figura son los promedios mensuales de los consumos residenciales específicos, para los años 2010 al 2017 de la región centro-norte de la Argentina. Los consumos de los meses de

Los artefactos de cocción más eficientes en la Argentina

verano (enero y diciembre) coinciden con el *consumo base*, es decir el consumo de gas usado en cocción y calentamiento de agua, área verde en la figura 1. Como se observa en esta figura, esta separación puede realizarse de manera simple, ya que la variación de consumo base es relativamente suave con la temperatura y como veremos puede determinarse bastante bien a partir de los datos de consumo informados por ENARGAS.⁶ La abultada joroba amarilla de los meses de invierno, corresponde al consumo de calefacción y en promedio es del orden del 55% ($\pm 4\%$) del total del consumo residencial de gas. Claramente esta proporción puede cambiar según la rigurosidad de los inviernos.

Por su parte, el consumo de cocción puede obtenerse del análisis de los datos de consumo de edificios que tienen servicios de calefacción y calentamiento de agua centrales. En este caso, el consumo de las unidades o departamentos individuales de estos edificios, está asociado principalmente al consumo de cocción. Dado que, en el país, hay muchos edificios, cada uno de ellos con decenas de unidades individuales, con estas características, este estudio puede

realizarse muy bien, ya que las distribuidoras disponen por lo general el registro de estos consumos por más de una década. La hipótesis implícita en esta observación, es que los consumos promedio de cocción, no difieren demasiado con la condición socioeconómica de la familia, sino que solo depende de número de habitantes en la vivienda.

En la figura 2 se muestran los consumos en función de la temperatura. Como puede observarse, el consumo para la cocción también depende de la temperatura, aumentado en los días fríos. Este comportamiento refleja la característica de que las personas tendemos a comer comidas más livianas y frías en los días calurosos que en los días fríos. Se supone que los consumos asociados a la cocción, son aproximadamente similares para todos los sectores sociales. El consumo de $0,30 \pm 0,12$ m³/día, equivalente a unos 3,2 kWh/día para la cocción,⁸ puede considerarse representativo de toda la región centro norte, como se muestra en la figura 2.

Casi todos los equipos de calentamiento de agua que se usan en la Argentina tienen importantes consumos pasivos, esto es la llama piloto en los calefones o en el caso de los equipos de acumulación de agua caliente o termotanques, se refiere al consumo necesario para mantenerlos caliente,

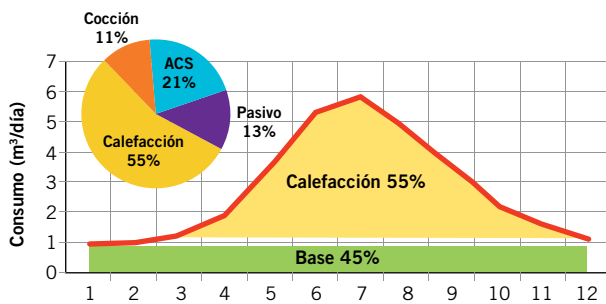


Figura 1. Variación de los consumos específicos residenciales de gas como función de los meses del año. Los datos ilustrados son el promedio de los años 2010 al 2017 para la región centro-norte de la Argentina. El diagrama de torta de la parte superior izquierda muestra cómo se distribuye el consumo de gas residencial entre sus distintos usos. Los consumos pasivos, se refieren a los consumos de mantenimiento de termotanque y pilotos de calefones asociado a los sistemas de calentamiento de agua. El consumo de gas usado en calentar agua sanitaria (ACS) es la suma de calentamiento de agua propiamente y los consumos pasivos, es decir es del 34%.

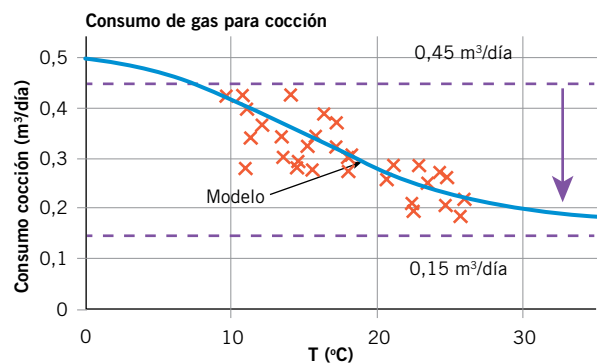


Figura 2. Consumo de gas para cocción. Datos obtenidos de edificios de CABA con servicios centrales. El consumo promedio de gas para cocción es de $0,3 \pm 0,15$ m³/día. Este consumo es consistente con un uso diario de hornallas medianas de 80 min y de 15 min de horno.

Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por Metrogas.

aun en ausencia de consumo de agua caliente. Para los termotanques, este consumo pasivo de mantenimiento generalmente es superior al consumo de los pilotos. Esto se debe a que aun sin consumo de agua, su quemador se enciende periódicamente para mantener el agua caliente, aun con el piloto encendido permanentemente. Estos consumos pasivos ocurren las 24 horas del día, ya sea que se consuma o no agua caliente. Los consumos pasivos de los pilotos de calefones son del orden del 0,5 m³/día y el de los termotanques varía entre 0,5 a 0,75 m³/día.⁸ Obsérvese que estos consumos pasivos, en general, son mayores que la energía que se precisaría para calentar todo el volumen de agua sanitaria que una familia típica usa en la Argentina, unos 185 litros por día, equivalente a 56 litros/día/persona, desde la temperatura ambiente media (17 °C) a la temperatura de confort de unos 42 °C. El consumo de gas equivalente para hacer este calentamiento sería de 0,5 m³/día, equivalente a 5,7 kWh/día. Asimismo, estos consumos pasivos son, en general, mayores a todo el consumo de gas que una familia tipo usa para cocinar en la Argentina (Figura 1).

Eficiencia de anafes de cocción

Hay varios procedimientos empleados internacionalmente para la medición del rendimiento o eficiencia de los anafes.^{9,10} La mayoría consisten en la medición simultánea del calentamiento de una determinada masa de agua entre dos temperaturas y de la energía utilizada en las hornallas o quemadores para generar ese calentamiento, como se ilustra esquemáticamente en la figura 3.¹¹ De hecho este tipo de metodología es la utilizada en las Normas Argentinas de Gas (NAG 312). La eficiencia η_E de los quemadores de plancha o anafes puede expresarse como el cociente entre el calor entregado al sistema de interés o energía útil, $E_{\text{útil}}$ (recipiente + contenido) y el máximo calor que puede generar el gas o la electricidad, E_{Energ} esto es:

$$\eta_E = \frac{E_{\text{útil}}}{E_{\text{Energ}}} \quad (1)$$

La energía útil es la energía que se entrega al agua para aumentar su temperatura en una cantidad DT , es decir: $E_{\text{útil}} = (m_{\text{olla}} + m_{\text{agua}}) \cdot c \cdot DT$. Aquí m_{olla} y m_{agua} son las masas de la olla y el agua contenida en ella, mientras que c hace referencia al calor específico de la olla y el agua, respectivamente. En el caso de anafes a gas, al volumen de gas usado para generar este calentamiento lo designa con V_{gas} en condiciones estándares de presión y temperatura ($T=$ y $P=1$ Atm),¹² y si H_s representa el poder calorífico superior del gas, la energía usada en el calentamiento es:

$$E_{\text{Energ}} = V_{\text{gas}} \cdot H_s \quad (2)$$

Para el caso de la electricidad:

$$E_{\text{Energ}} = \text{energía eléctrica consumida} \quad (3)$$

Es decir, E_{Energ} es la energía eléctrica usada en el calentamiento del agua, entre la temperatura inicial (temperatura ambiente) T_i y la final T_f y $DT=T_f-T_i$. Los equipos modernos de medición, brindan este valor de E_{Energ} .

Para los ensayos realizados, la energía útil es igual a la



Figura 3. Energía útil y consumida por la olla. Esquema de arreglo experimental para medir la eficiencia. Se mide la masa de agua en la olla y su temperatura inicial y final. Al mismo tiempo, se miden los consumo de gas o electricidad usados para generar este aumento de temperatura.

suma de la energía necesaria para calentar una determinada cantidad de agua hasta los $T_f = 95$ °C, más la energía necesaria para calentar el recipiente hasta los $T_f = 95$ °C. Todas las mediciones se realizaron manteniendo este protocolo y utilizando la misma olla, para contabilizar de manera similar la energía asociada a la evaporación (no ebullición, ya que no se alcanza este punto). En nuestro estudio se sigue el espíritu de la norma NAG 312, generalizándolo para cocinas eléctricas, inducción, etc. No utilizamos recipientes de aluminio como establece la norma NAG 312, ya que no son apropiados para las cocinas a inducción u hornos de microondas.

Método experimental

Para utilizar una cocina de inducción se requiere de una olla especial con base ferromagnética. Esto se debe a que la cocina a inducción utiliza un campo electromagnético de la alta frecuencia (entre 20 y 40 kHz) que por efecto de Foucault calienta la base de la olla.¹³ Esta base de la olla su vez calienta el contenido de la misma.

Para lograr que las condiciones de ensayo, con todas las diferentes cocinas o anafes, sean iguales o lo más homologables posibles, (es decir, las que usan GN, GLP, eléctrica a resistencia o eléctrica a inducción), se usó la misma olla en todas las mediciones**. Esta elección del recipiente, hace que nuestros resultados no sean exactamente homologables con los resultados de las eficiencias medidas con la NAG 312, que usa recipientes de aluminio. Sin embargo, nuestra elección nos permite hacer mediciones comparativas confiables entre las distintas tecnologías de anafes, que las ollas de aluminio de la NAG 312 no permitirían. Comparado con los resultados de la NAG 312, nuestros resultados no difieren en más del 5% con ellos, en los casos que es posible comparar los resultados, anafes a gas.

En el caso del horno de microondas, que solo puede usar recipientes no conductores, se usó un recipiente de vidrio, pero con una masa equivalente a la de olla de acero inoxidable. Con la pava eléctrica, solo se calentó agua. En todos los casos que fueron posibles, se midió el calentamiento



Respirá profundo, ya llegó lo que estabas esperando.

El respirador motorizado purificador de aire Versaflo™ de 3M™
combina Protección, Confort y Facilidad de uso en un solo sistema.

**Protección contra
partículas,
vapores orgánicos,
gases ácidos.**

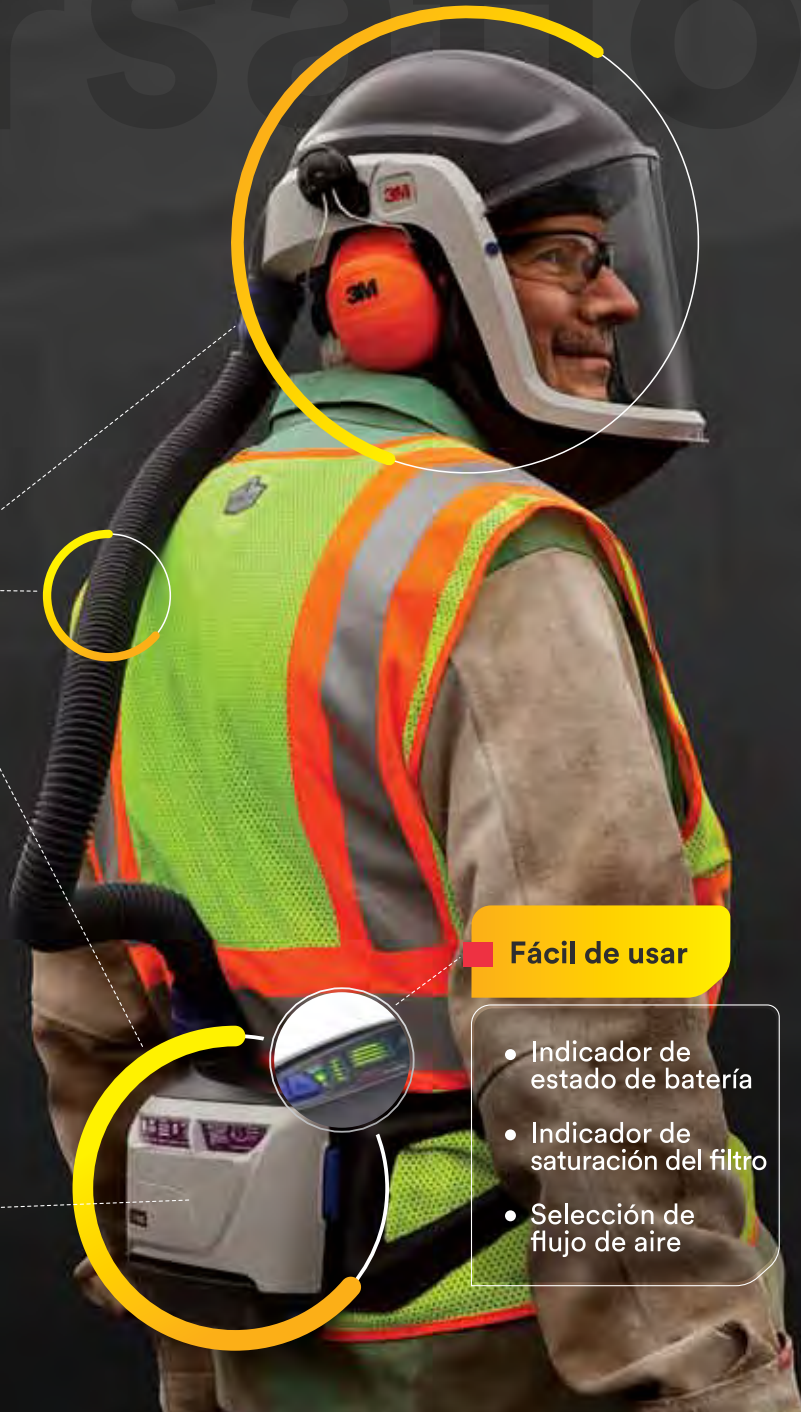
- Pieza facial
- Tubo de respiración
- Unidad turbo

Confort

- Liviano
- Diseño
ergonómico

Fácil de usar

- Indicador de
estado de batería
- Indicador de
saturación del filtro
- Selección de
flujo de aire



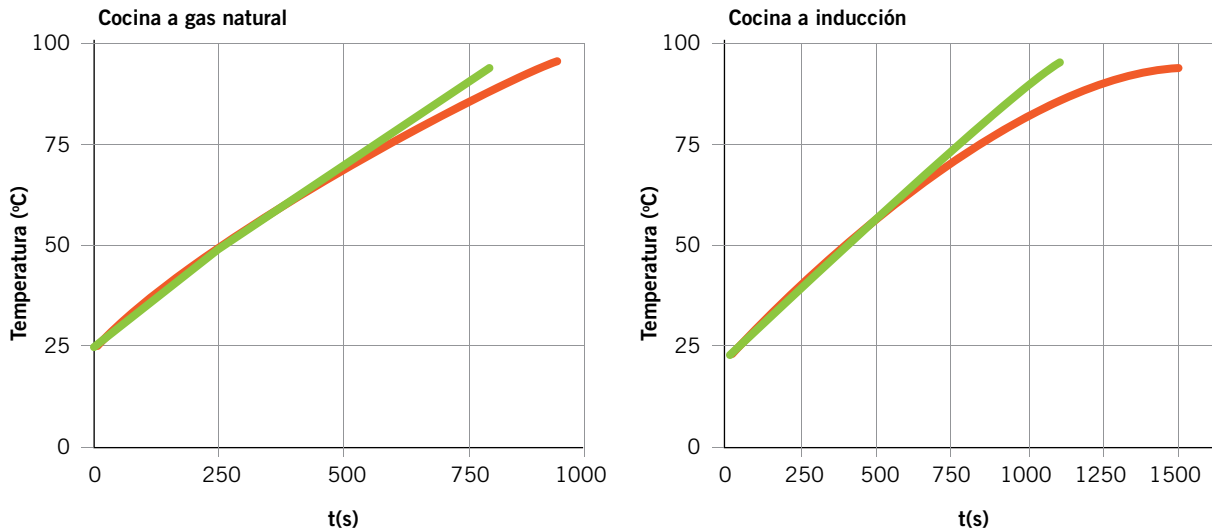


Figura 4. Evolución de temperatura para el mismo ensayo con y sin tapa de un anafe a inducción (izquierda) y otro a GN. (derecha). Las curvas en verde representan la evolución de los ensayos con tapa, y las rojas sin la tapa. El hecho que para la misma potencia de calentamiento, la olla con tapa (curva roja) alcanza para una dado tiempo mayor temperatura que una olla destapada (curva verde).

con y sin tapa. En la figura 4 se muestran dos resultados típicos para un anafe a gas y otro a inducción.

Se realizaron medidas con al menos dos masas de agua de 1,5 kg y 3 kg, y en cada caso se registró su valor. Se introducía una termocupla por el orificio de la tapa constatando que la unión sensible a la temperatura de la misma estuviese inmersa en agua un par de centímetros dentro del agua y a unos 4 cm encima del fondo. En el caso de ensayos sin tapa, se colocaba la termocupla de manera que estuviese centrada en el recipiente y a 4 cm del fondo. Una segunda termocupla registraba la temperatura ambiente, a un metro de la olla y lejos de interferencias del anafe.

Las termocuplas se conectaban a un *datalogger*, que registraba las temperaturas a intervalos de tiempo regulares a lo largo de todo el ensayo, típicamente cada 30 segundos. El *datalogger* registraba asimismo el consumo de gas o la energía eléctrica consumida durante la medición. Cuando la temperatura del agua superaba los 95 °C, se concluía el ensayo.

Resultados

En todos los casos la *eficiencia final* de los artefactos se determina usando la Ecs (1), (3) o (4). Esto es así, porque el valor de E_{Energ} que se usa en el denominador es el resultado de la medición de la energía final, cualquiera sea ella, GN, GLP o electricidad. A EE_{Energ} se lo denomina de energía final y mide la energía usada para calentar. El valor de EE_{Energ} no tiene en cuenta los procesos necesarios para generarla, en algunos casos, como la electricidad, EE_{Energ} es muy distinta a la energía primaria que se utiliza en general.

El anafe a inducción es el equipo de cocción con mayor eficiencia final para el calentamiento de distintos volúmenes de agua, tanto para la olla con tapa, como sin, superando a cualquier otro anafe, excepto la pava eléctrica que no es de uso gastronómico, sino que solo calienta agua. Como se ilustra en la figura 5, la eficiencia promedio de una olla a inducción (con/sin tapa) es del 80%. Luego le siguen en eficiencia los anafes resistivos (convencional o con vitrocerámico), con eficiencias finales en promedio por encima del 70%.

El horno microondas es el equipo eléctrico de menor

eficiencia final, que es del orden del 50%, muy inferior a la de los demás artefactos. Los anafes a GN y GLP tienen rendimientos finales del orden del 50%, es decir en estos equipos casi el 50% de la energía se pierde al ambiente, gran parte de la pérdida se van como gases calientes resultados de la combustión y pérdidas en las ollas, por radiación, conducción, convección con el aire y evaporación de agua.

Efecto de la tapa: un resultado notable de estos ensayos es que en todas las tecnologías, el uso de la tapa en las ollas es muy importante. En efecto, una olla con tapa mejora la eficiencia de calentamiento el alrededor del 30%. Esta mejora es mayor en los equipos a gas que en lo de inducción.

Si se observa la figura 4, se puede visualizar el efecto de la tapa. Esta figura muestra las curvas de calentamiento para dos ensayos similares, con y sin tapa, en un anafe a inducción y otro a GN. Esta gráfica permite comprender la razón de la diferencia del uso de la tapa en las cocinas de inducción frente a las de GN. A temperaturas mayores a 70 °C, la evaporación comienza a aumentar en forma muy rápida. Por lo tanto, si el recipiente permanece mucho tiempo entre las temperaturas de 70 °C y 100 °C con la olla destapada, la evaporación será más larga y removerá mayor cantidad de energía del líquido, haciendo que su tasa de calentamiento disminuya. En el caso de la cocina a gas, al perder más energía por evaporación, la eficiencia de cocción, será menor. Con el anafe a inducción, la tasa de calentamiento es más rápida y la pérdida de energía por evaporación es menor.

En la figura 5, con barras azules, se muestran una síntesis de los resultados de nuestras mediciones de eficiencia de energía final para las distintas tecnologías analizadas.

Eficiencia efectiva o eficiencia del pozo a la olla

Nuestros resultados indican que el anafe de inducción es el equipo de mayor eficiencia de cocción, si solo se tiene en cuenta la *energía final* usada. Sin embargo, este es un re-

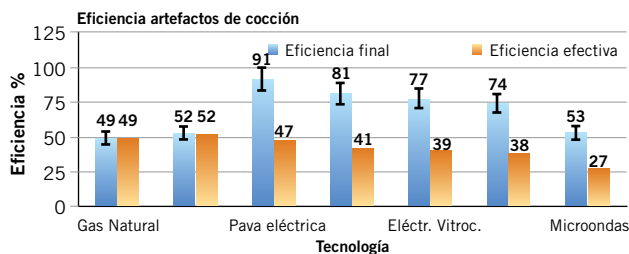


Figura 5. Eficiencia final (barras azules) y eficiencia efectiva (barras naranjas) de los artefactos de cocción con tapa de los distintos dispositivos estudiados en este trabajo. Estos valores son representativos de los equipos de marcas reconocidas en el mercado local en 2016-2017. Es claro que dentro de cada clase de equipos puede haber un rango de eficiencia, que definen su eficiencia final. Este gráfico indica una comparación entre equipos promedios dentro de cada tecnología.

sultado parcial que debe ser evaluado en un contexto más general. A la hora de comparar eficiencias de equipos que prestan el mismo servicio, usando distintos tipos de energía final o vectores energéticos, es preciso tener en cuenta los distintos procesos de transformación que tienen lugar hasta obtener el vector energético que alimenta cada equipo de cocción: GN, GPL, electricidad, etc. Además, como todos estos procesos tienen eficiencias que son inferiores al 100%, toda esta cadena de transformaciones genera pérdidas y emisiones de gases de efecto de invernadero que es necesario contabilizar. Asimismo, es importante tener en cuenta que el costo de una unidad de energía, tiene valores muy diferentes según el vector que se use. Así, la misma unidad de energía en la Argentina puede costar entre dos a tres veces más, según se trate de electricidad o GN, respectivamente (Tabla 1).

Emisiones de GEI por unidad de energía (kWh)

g(CO ₂ /kWh)	Factor de Emisión (FCIE)	Nota	
Gas Natural (GN)	179	1	Combustión
GLP	217	1,21	Combustión
Electr. (GN+CC)	320	1,79	Electricidad
Electr. (RA-Total)	343	1,92	Electricidad
Electr. (RA-Térm.)	530	2,96	Electricidad
Electr. (Carb.)	1000	5,59	Electricidad

Tabla 1. Emisiones de CO₂ de los distintos insumos energéticos en la Argentina. La segunda columna de los g (CO₂) emitidos por cada kWh del insumo usado. Los valores de emisión de las dos primeras filas se refieren a sus emisiones por cada kWh de energía producida en su combustión directa. Las cuatro últimas filas, en cambio, se refieren a las emisiones CO₂ por cada kWh de energía eléctrica producida usando distintas tecnologías. Electr. (GN+CC) se refiere a la electricidad generada por centrales de ciclo combinado a gas natural. Electr. (RA-Total) es el valor medio de emisiones de la electricidad con la matriz de generación de la Argentina en 2016. Electr. (RA-Térm.) se refiere a las emisiones con el parque térmico existente en Argentina. Electr. (Carb.) se refiere a las emisiones con una central eléctrica de carbón. La tercera columna son los FCIE propuestos.⁹

Dado que, en la Argentina, cerca del 55% de la electricidad se genera con gas natural, cuya eficiencia de transformación, en el mejor de los casos, no supera el 56%. Es necesario generar algún coeficiente de corrección o Factores de Comparación de Insumos Energéticos (FCIE)⁹ para poder comparar la eficiencia de los equipos que brindan una misma prestación. Este importante tópico se discute en otro trabajo. Una aproximación útil y efectiva consiste

en definir los valores de los FCIE a partir de las emisiones de CO₂, de los respectivos insumos utilizados, teniendo en cuenta todas las transformaciones ocurridas hasta lograr el insumo energético final. El resultado de este procedimiento se muestra en la tabla 1.

La razón de hacer estas correcciones es fácil de comprender. En la Argentina casi el 60% de la energía eléctrica se produce usando GN. Las mejores centrales eléctricas para realizar esta transformación son las de ciclo combinados, con eficiencias del orden del 56%, además en la transmisión y distribución de esta electricidad hay pérdidas que son del orden del 12%. Con los que la eficiencia de transformación de GN a electricidad es del orden del 50%. Por lo tanto, es justo y razonable afectar a la eficiencia de los equipos eléctricos por este coeficiente cuando se lo compara con un equipo de cocción a gas.

Usando los FCIE, tercera columna de la tabla 1, podemos realizar una comparación más objetiva y adecuada de las distintas eficiencias de los diferentes equipos de cocción. Para ello es útil definir la *eficiencia efectiva* (η_{ef}) como:

$$\eta_{ef} = \frac{R}{FCIE} = \frac{\eta_E}{FCIE} = \frac{E_{\text{útil}}}{FCIE \times E_{\text{Energ}}} \quad (4)$$

Con esta eficiencia efectiva, o eficiencia del *pozo a la olla* los resultados obtenidos en este trabajo se muestran en columnas naranja, en la figura 5. De este modo, vemos que al tener en cuenta toda la cadena de transformación, un equipo de inducción, tiene una eficiencia efectiva que es muy similar a la de una cocina a GN en la Argentina. Asimismo, una pava eléctrica, resulta un artefacto muy efectivo y conveniente, con una eficiencia efectiva similar a una cocina a gas. Sin embargo, si lo que se busca es solo calentar agua, es posible que una pava eléctrica presente una ventaja adicional, en el sentido que permita regular más fácilmente los volúmenes de agua por calentar y tiene la ventaja de que, en general, se apaga automáticamente cuando el agua llega al hervor. Por lo tanto, se reduce la posibilidad de calentar una pava más de lo necesario.

Algo similar ocurre con el horno de microondas, su eficiencia efectiva es relativamente baja, del orden del 27%; sin embargo, si se desea calentar un plato o una pequeña porción de comida, es posible que resulte más eficiente usar el microondas que calentar un horno o encender una hornalla con una olla para hacer lo mismo. En el microondas, es posible que el tiempo de uso sea menor y más efectivo el calentamiento, ya que el calor solo se dirige a la porción de alimento.

El uso de estos factores (FCIE) permite resolver una aparente paradoja que se produciría al tomar en cuenta solo la eficiencia final (barras azules de la figura 5). Imaginemos que un usuario de una cocina a GN cambia su cocina a una de inducción en la Argentina, basado en que esta tiene una eficiencia del 80%, comparada con un 50% de la cocina a gas. Es verdad que su consumo de electricidad sería nominalmente inferior al de gas, un 37,5% menos. Sin embargo, este usuario sufrirá un incremento en su factura de casi el doble (87% más), ya que en promedio la electricidad cuesta en la Argentina unas tres veces más que la misma unidad de GN. Además, sus emisiones se incrementarían en un 20%. En ese sentido, la eficiencia efectiva (barras naranjas de la figura 5), no generan esta confusión y repre-



Figura 6. Dos modelos comerciales de ollas con aletas o estrías. Estas estrías hacen más eficientes la transmisión del calor de la llama a la olla. Especialmente adecuadas para cocinas a gas. Las mejoras en transmisión de calor pueden ser del orden del 50%.¹⁵

sentan mejor tanto el costo como las emisiones de CO₂.

Los valores de eficiencia de los distintos anafes y dispositivos e cocción, medidos en este trabajo, son consistentes con los valores observados para estas tecnologías en otros ensayos.^{4, 11}

Firmware de la cocción

Hasta aquí, hemos analizado solo un aspecto asociado a la energía usada en la cocción, lo podríamos denominar el *hardware* de la cocción, o sea el asociado con el equipo de calentamiento o anafe. Sin embargo, la eficiencia de cocción depende en forma crítica de otros factores, que podríamos denominar el *firmware* y *software* de la cocción.

El *firmware* se refiere a los equipos que usamos para cocinar, por ejemplo, el tipo de ollas, su tapa, etc. En particular vimos que en el proceso de cocción, tapar la olla resultó tener un impacto significativo en la eficiencia de calentamiento para todas las tecnologías o *hardwares* evaluados. Para los anafes de mayor uso en el país, o sea los que usan GN, GLP y resistencias eléctricas, el uso de la tapa puede aportar un ahorro del orden del 30%. Este valor es menor en el caso de las cocinas a inducción.

Asimismo, el uso de *estrías* o *aletas* en la base de las ollas, puede mejorar notablemente la transmisión de calor de la llama a la olla. Valores de mejoras en la transmisión tan grandes, como del 30% al 50% según fueron informados en algunos estudios.^{9, 15} Estos productos ya se comercializan en muchos negocios de *retail* internacionales, alguno ejemplos se muestran en la figura 6.

Así vemos que estos dos simples aspectos (tapa y estrías), si se usan en forma combinada, pueden mejorar la eficiencia del proceso de cocción con gas en el orden del 70% al 80%. Con lo que la eficiencia informada para las cocinas a gas, podrían alcanzar hasta el 70% (Figura 5).

En cuanto al *software* de la cocción, podemos mencionar el uso de ollas térmicas u ollas brujas, que son termos o recintos térmicos en los que se coloca la olla una vez que llega a la ebullición y mantiene la temperatura de cocción por más de 5 o 6 horas, así la cocción puede realizarse solamente con el aporte inicial para llegar a la ebullición. Estos sistemas pueden generar ahorros grandes, entre el 60% y el 70% de la energía en cocción. Otro ejemplo es que el uso racional del agua, en algunos platos, puede ahorrar mucha energía. Las instrucciones de cocción de algunos paquetes de pasta secas, indican que hay que arrojar 500 g de fideos

en 4 a 5 l de agua hirviendo y dejarla cocinar 7 min en promedio, manteniendo la hornalla encendida mientras estos se cocinan.¹⁴ Sin embargo, es fácil comprobar, que si se agregan los fideos a solo 1,5 a 2 l de agua hirviendo y cuando el agua vuelve a entrar en ebullición, se apaga la hornalla. Con el calor residual, la cocción de los fideos se completa en 10 a 15 min, tapando la olla y removiendo de vez en cuando. En este caso se logra un importante ahorro de energía (~50%) proveniente de dos fuentes: a) hervir menos agua y b) al usar el calor residual para completar la cocción.¹⁵

Conclusiones

De este estudio se desprende que, en la actualidad, los equipos de cocción a inducción y los de GN tienen eficiencias energéticas efectivas o eficiencias del pozo a la olla, que son muy similares y superiores a las cocinas eléctricas con resistencia eléctrica. Las pavas eléctricas modernas, con carcasa de plástico y sistema de encendido y apagado automático, son asimismo una muy buena opción para calentar agua.

Si se considera solo la eficiencia de uso de energía final, es decir aquella que no tiene en cuenta las transformaciones para obtener el vector energético utilizado, la cocina a inducción y la pava eléctrica son los más eficientes. Así, los artefactos de inducción son una buena opción, sobre todo si la generación eléctrica *no depende significativamente* del uso de combustibles fósiles, como podría ser el caso de Paraguay o de Uruguay, cuyas matrices energéticas tienen una componente muy importante de generación hidroeléctrica y otras renovables. En el caso de la Argentina, donde más del 60% de la electricidad se genera con combustibles fósiles, la opción más adecuada y eficiente resultan ser los anafes a GN. En el mediano plazo, con la incorporación de las energías renovables a la matriz energética, es previsible que estas conclusiones varíen, haciendo que los equipos de inducción comiencen a hacer valer más efectivamente su mayor rendimiento.

En la Argentina, el 57% de los hogares usa gas natural para satisfacer sus necesidades de cocción, si incluimos los usuarios de GLP, (el 39%) el número de familias que usan gas es del 96%, si a estos agregamos el 3% que usa leña, tenemos que, cerca del 99% de la población usa algún tipo de llama para cocinar. Como vimos, mejorando el *firmware* de la cocción, es decir tapas y ollas con estrías, toda esa población



Marcas de confianza. Control de flujo confiable.

En base al legado de nuestras marcas T3™ y Varco Best™, le proveemos una serie de válvulas estranguladoras de múltiples etapas a la industria de hoy. Nuestro modelo CVC controla la alta presión y flujo abrasivo de pozos de la actividad de fractura. Desde la Cuenca Permian hasta Medio Oriente, nuestros equipos de soporte técnico proporcionan soluciones para servicios severos y piezas de repuesto.

Para más información, visite nov.com/productionchokes o contacte Argentina-Chokes@nov.com



podría mejorar sus eficiencias de cocción significativamente. Si a esto agregamos, mejoras en el *software* de cocción, como el empleo de ollas térmicas u ollas brujas, disminución del agua en la cocción de alimentos, etc. el ahorro que podría lograrse en cocción, podría fácilmente superar el 50%. Dado el bajo costo de estas tecnologías, creemos que promover su uso, además de reducir las facturas de los usuarios, contribuiría a disminuir sus consumos de gas haciendo menos necesaria la necesidad de ampliar la infraestructura de transmisión y distribución mitigando las necesidades de importar gas y las emisiones de gases de efecto de invernadero. Al mismo tiempo se podría promover una actividad industrial local, que genere desarrollo y empleo.

En la Argentina, hay aproximadamente un 30% de la población en condiciones de pobreza, la mayoría emplea GLP y leña para la cocción, que son combustibles muy costosos. Además, el impacto relativo de los gastos en energía de estas familias es una fracción mucho más elevada que para el resto de la sociedad. Por lo tanto, las medidas de eficiencia para este sector social, son mucho más relevantes que para el resto de la sociedad, y es en este sector social donde las políticas de mejoras en la eficiencia de cocción podrían tener un impacto mayor. De hecho, varias de estas políticas de eficiencia se están desarrollando en Chile, Uruguay y varios países de Latinoamérica y del mundo.

En ese sentido, el uso racional y eficiente de la energía, combinado con el empleo de la energía solar, tanto para el calentamiento de agua sanitaria, como cocción, abren interesantes posibilidades de mejora de la calidad de vida de sectores de bajos recursos y ampliar el acceso a energía limpias para cocinar. ■

Agradecemos a varios colegas de ENARGAS por el apoyo brindado para la realización de este trabajo. A las firmas Longvie S:A. y Macroser por facilitarnos algunos de los equipos que fueron utilizados en los ensayos. En particular agradecemos a L. Iannelli, J. Cáceres Pacheco, E. Bezzo y M. Maubro. También a Marcelo Lezama, de Metrogas, por su asistencia y colaboración en diversas partes de este proyecto. Asimismo a Mayra Ramírez, Carlos Tanides y Damián Strier.

Referencias

1. ONU, "Sustainable Enewrgy for all (SE4all)," 2015. [Online]. Available: <https://www.seforall.org/>. [Accessed 2018].
2. "Alliance for clean cookstoves," United Nation Foundation, 2015. [Online]. Available: <https://cleancookstoves.org/home/index.html>. [Accessed 2018].
3. The Global LPG Partnership (GLPGP) , 2012. [Online]. Available: <http://glpgp.org/>. [Accessed 2018].
4. A.D. González, "Comparación de energías y gases de efecto invernadero en calentamiento," Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 14, no. 7, pp. 25-32, 2010.
5. "Ministerio de Energía y Minería," [Online]. Available: <https://www.minem.gob.ar/>. [Accessed Julio 2016].
6. ENARGAS, "Ente Nacional Regulador del Gas," 2018. [Online]. Available: <http://www.enargas.gob.ar>.
7. M. Gastiarrena and Otros, "1. Gas versus Electricidad: Uso de la energía en el sector residencial, Revista PETROTECNIA, LVI, P.50-60, Abril 2017.," PETROTECNIA, vol. LVI, no. Abril, pp. 50-60, 2017.
8. L. Iannelli and Otros, "Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos," PETROTECNIA, LV, N03, P.586-95, Agosto, 2016., vol. LV, no. 3, pp. 586-595, 2016.
9. P. Sensini and Otros, "¿Qué significa la eficiencia de los artefactos domésticos? Factores de corrección de eficiencia para distintos insumos energéticos en Argentina," Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, p. Enviado a publicación, 2018.
10. T. J. Hager and R. Morawicki, "Energy consumption during cooking in the residential sector of developed nations: A Review," Food Policy, vol. 40, pp. 54-63, 2013.
11. Food Service Technology Center - May 2008 G. Sorensen and D. Zabrowsky- Fisher-Nickel Inc., "Eneron, Inc. Prototype Commercial Stock Pot Testing FSTC Report 5011.08.12," Fisher-Nickel Inc., SanRamon, CA, 2008.
12. Amazon, "Amazon," may 2018. [Online]. Available: https://www.amazon.com/Turbo-Pot-FreshAir-Stainless-Steel/dp/B01GKGBFJM/ref=sr_1_5?s=home-garden&ie=UTF8&qid=1529249831&sr=1-5&keywords=pot+with+fins.
13. Thermal cooking , "Wikipedia," 2018. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Thermal_cooking. [Accessed 2018].
14. Instrucciones de cocción de fideos, Fabrica Lucchetti, 2017.
15. E. J. Cavanagh, "Ahorro de gas natural en al cocción de pastas," Rowan University, 2013.

* Aquí el concepto de usuario se refiere al medidor, es decir que el usuario se refiere a la familia, como hay aproximadamente 3,3 personas por hogar, para obtener valores per cápita, hay que dividir por 3,3.

** Olla de acero inoxidable de 3,5 l marca Tramontina, de diámetro inferior de 21cm, diámetro superior 24 cm, altura de 10 cm y masa con tapa de 1,36 kg. El volumen interno es de aproximadamente 3,65 l.



CURSOS IAPG

Capacitación especializada para profesionales y técnicos de la industria del petróleo y del gas



Cursos Presenciales

- En instalaciones del IAPG, ya sea en Buenos Aires como en las Seccionales
- Publicados en el sitio web del IAPG
- Intensivos, de 2 a 5 días de duración, con entrega de Certificado de asistencia o aprobación



Cursos In Company

- Adaptados a las necesidades de las empresas
- Se pueden dictar en cualquier lugar del país y del exterior
- Disponibles para grupos chicos y grandes, pueden incluir evaluación final



Cursos Online

- Curso básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural
- Herramientas de Proyecto: WBS – Administración de alcance
- Registros de Pozos 1
- Registros de Pozos 2

Para más información: cursos@iapg.org.ar



Introducción

Los yacimientos explotados por YPF en Mendoza Norte (Barrancas, Ugarteche, La Ventana y Vizcacheras) se caracterizan por ser campos maduros, con un corte de agua superior al 85% y alta salinidad (20 a 100 g/l). La recuperación secundaria tiene una antigüedad superior a las cuatro décadas. La temperatura de fondo de los pozos es de alrededor de 100 °C, con pozos entre 2200 m a 3200 m de profundidad. Estas características explican por qué estos campos son afectados por los fenómenos corrosivos.

Debido a la explotación multicapa

y a la cantidad de años de inyección de agua por recuperación secundaria se han favorecido mezclas de aguas que en muchos casos son incompatibles, y generan deposición de sólidos que se incrustan en las instalaciones de superficie y de fondo.

Estos hechos han provocado que sea necesaria la aplicación de diversos tratamientos químicos para prevenir y minimizar efectos corrosivos y de deposición de incrustaciones. Se agregan inhibidores de corrosión, bactericidas e inhibidores de incrustaciones.

En cada punto por tratar se realiza una evaluación de necesidad de producto químico. El estudio, en algunos

casos, fue preventivo (se analizó el fluido circulante) y, en otros, correctivo, ya que luego de la falla o rotura se estudiaba la pieza involucrada para determinar la causa de corrosión.

En 2012 se decide realizar una modificación al gerenciamiento de la prevención de la corrosión implementado un sistema de "loops de corrosión", que permite visualizar *online* todos los parámetros involucrados en corrosión de manera que pueda corregirse preventivamente cualquier desvío de los estándares preestablecidos.

En una segunda etapa, se incorporan los pozos productores, de modo que todos los ductos de los cuatro yaci-

Gerenciamiento de la mitigación de la corrosión interna aplicando un novedoso sistema de redes de ductos en yacimientos de YPF Mendoza Norte

Por **Eduardo Curci** y **Gustavo Gil**, con la colaboración de **Marina Herrero** y **Carolina Sosa** (YPF S.A.)

Entre las consecuencias perjudiciales que afectan las operaciones de producción en campos de petróleo y gas, originados por la corrosión interna de los fluidos transportados por ductos y cañerías, se encuentran los problemas ambientales y económicos. La creación de un sistema de alertas tempranas permite tomar las medidas preventivas y correctivas que mitigarán los efectos perjudiciales de los fenómenos corrosivos.

Este trabajo fue seleccionado del *6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*.

mientos de Mendoza Norte están dentro de este sistema de gerenciamiento.

Por último, se incluyen dentro de este gerenciamiento dos parámetros (sólidos en suspensión e hidrocarburos) que se determinan en las líneas pertenecientes al sistema de inyección de agua para recuperación secundaria.

Esta forma de trabajo se basa en una técnica de mantenimiento de tercera generación. Teniendo en cuenta que una primera generación implica un mantenimiento correctivo, es decir, reparar cuando se rompe; la segunda generación se trata de mantenimiento preventivo, planificación y control del trabajo y una tercera ge-

neración consiste en mantenimiento proactivo, monitoreo por condición, diseño diseccionado a la confiabilidad, estudio de riesgos, análisis de modo de falla y sistemas expertos.

Nuestro objetivo inicialmente fue mitigar la corrosión interna de las cañerías por medio de un sistema integrado de datos que permita ordenar los equipos por *loops* (redes) donde se controlan dosificadores de productos químicos, cañerías, ductos, colectoras, satélites y oleoductos principales realizando análisis de laboratorio a través de planes predictivos programados con el fin de generar alertas tempranas (*troubleshooting*) y conseguir una relación

interactiva con la información proveniente de la reparación de cañerías.

Al ampliar con los pozos productores y con las mediciones en el sistema de inyección de agua se pretende tener un conocimiento completo de los parámetros químicos que afectan la operación.

Desarrollo

Definimos *loop* a la agrupación de equipos protegidos por un punto de inyección de químicos que conducen el mismo fluido y son susceptibles al mismo modo de fallo.

Cada *loop* está compuesto por un punto de inyección de químico, uno o más sacamuestras y los ductos que transportan los fluidos corrosivos.

En una primera etapa se crearon los *loops* a partir de los colectores de producción hasta los pozos inyectoros.

En la segunda etapa se crearon los *loops* correspondientes a las líneas de los pozos productores.

El sistema de gestión abarca pozos productores, colectores de producción, ductos de transferencia a las baterías, plantas de tratamiento de crudo y agua, y todas las líneas de inyección de recuperación secundaria.

Esquema de trabajo

El ingeniero de corrosión define los planes de muestreo para cada *loop*. El plan genera una orden de trabajo (O.T.) para un sacamuestra.

Se ejecuta la orden, sacando la muestra, se identifica el recipiente con la muestra obtenida y se entrega al laboratorio para su análisis.

El resultado obtenido se carga como documento de medición. El sistema chequea automáticamente y diariamente los valores de los análisis y las frecuencias utilizando la tabla de *troubleshooting*.

Cuando los resultados de las determinaciones están fuera del umbral y se alcanzó el número de recurrencias definidas, el sistema genera avisos tipo I3 en nuestro sistema SAP, notificando una anomalía, que le llegará automáticamente al ingeniero de corrosión, quien analiza el aviso y de-

MATRIZ PARA GENERACIÓN DE ALERTAS TEMPRANAS Y PLANES EN LOOPS DE MITIGACIÓN							TROUBLESHOOTING (NIVELES A MONITOREAR)	
DESCRIPCIÓN DEL PUNTO MEDIDA	UNIDAD DE MEDIDA	Frecuencia	Número	Muestreo	Frecuencia Loop	Inyección	Valores	
							Combinación	Nivel de
Alarma Total	ml/gm/cm3	Seg	03	12.0	18 días	3	Verificar proceso corrosión	
Presión de saturación	ml/gm/cm3	Seg	2	3.0	18 días	2	Ajustar niveles de corrosión	
Tasa de corrosión	mm por año	Seg	01	0.01	7 días	0	Verificar proceso corrosión	
Tasa de corrosión	mm por año	Seg	02	0.01	42 días	1	Verificar proceso corrosión	
Temperatura	°C	Seg	02	3.0	18 días	1	Verificar proceso de recuperación	
PH	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso de recuperación	
Salinidad Total	ml/gm/cm3	Seg	02	5.0	18 días	1	Verificar proceso de recuperación	
Alto nivel	ml/gm/cm3	Seg	02	2.0	7 días	2	Ajustar Baterías	
Presión de saturación	ml/gm/cm3	Seg	01	0.01	18 días	2	Ajustar Baterías	
Presión de saturación	ml/gm/cm3	Seg	01	1.0	18 días	2	Ajustar niveles de corrosión	
Tasa de inyección	ml/gm/cm3	Seg	02	2.0	42 días	1	Ajustar niveles de corrosión	
PH	ml/gm/cm3	Seg	02	3.0	18 días	1	Verificar condiciones de operación	
Salinidad Total	ml/gm/cm3	Seg	02	5.0	18 días	1	Verificar condiciones de operación	
CO2 directo	ml/gm/cm3	Seg	01	0.01	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
CO2 indirecto	ml/gm/cm3	Seg	01	0.01	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	
PH en Gas	ml/gm/cm3	Seg	01	3.0	18 días	1	Verificar proceso corrosión	

Tabla 1. Matriz para generación de alertas tempranas.

fine la acción que se debe tomar para realizar la mitigación de la corrosión de ese *loop*.

En la *troubleshooting* se indican para cada determinación los rangos permitidos, la frecuencia con que se realiza cada análisis y la cantidad de veces que un parámetro al estar fuera de especificación activa la alarma en forma automática (Tabla 1).

Es importante destacar que la matriz se utiliza como base en redes que requieren un tratamiento especial (otro valor o cantidad de recurrencias). El sistema tiene la flexibilidad de realizar dichos ajustes.

Tenemos un punto de inyección de la cañería principal (VIAC01PIAS1SAT1) donde se inyectan tres productos químicos con sus bombas dosificadoras. Al inicio de esa línea hay un sacamuestras (SAC 1).

La cañería principal se dirige a un satélite del que parten líneas que se dirigen a cuatro pozos inyectoros, dos de ellos tienen sus sacamuestras (pozo VID0154

SAC 2 y pozo VID0050 SAC 3).

Del mismo modo se crearon los *loops* de corrosión para los ductos que transportan la producción bruta y crudo tratado, así como los ductos que transportan gas.

En la figura 1 se esquematiza un *loop* de corrosión para cañerías de agua de inyección de recuperación secundaria.

En Mendoza Norte se crearon 1060 *loops*, que tienen 1402 sacamuestras para su control, donde tienen asignados 4760 puntos de medida (tipos de determinación).

Para que el sistema genere los resultados que le permitan al ingeniero de corrosión seguir la evolución de los parámetros involucrados en la corrosión del sistema y la efectividad de los tratamientos dispuestos para minimizar la corrosión, se deben dar de alta los planes de monitoreo. Esta es una tarea conjunta entre el ingeniero de corrosión y el ingeniero de planificación.

Desde 2013 a la fecha (abril 2016)

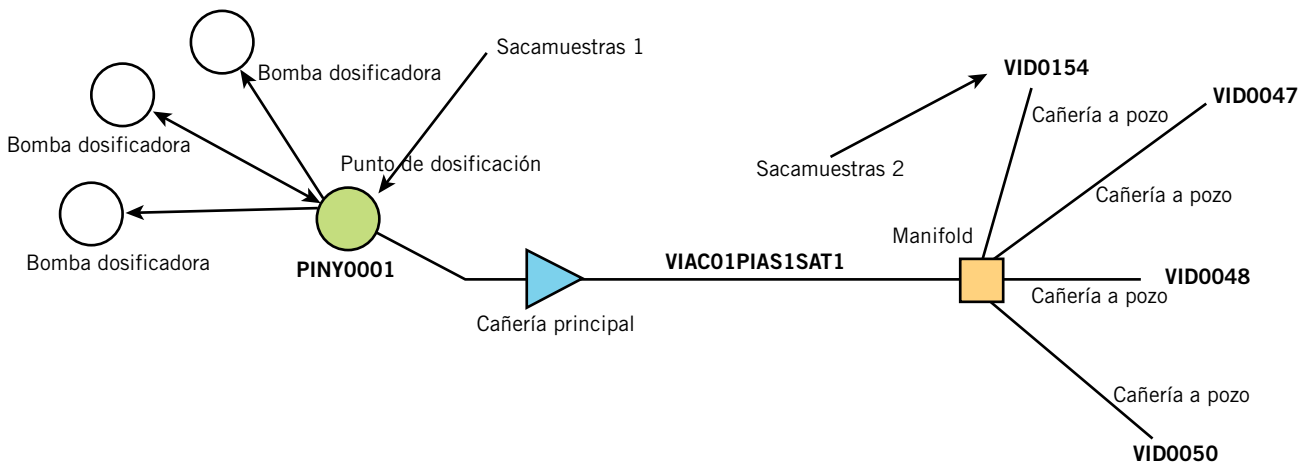


Figura 1. Loop de corrosión.



Figura 2. Visualización puntos de medida.

Docu	Documento de medición	Problema	Declaración	Fecha	Diferencia (valor/UTC)	Unid.	Tasa	Puntuación
6093237	Recuento BSR	BSR	6093237	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093238	Recuento BSR	BSR	6093238	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093239	Recuento BSR	BSR	6093239	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093240	Recuento BSR	BSR	6093240	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093241	Recuento BSR	BSR	6093241	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093242	Recuento BSR	BSR	6093242	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093243	Recuento BSR	BSR	6093243	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093244	Recuento BSR	BSR	6093244	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093245	Recuento BSR	BSR	6093245	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093246	Recuento BSR	BSR	6093246	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093247	Recuento BSR	BSR	6093247	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093248	Recuento BSR	BSR	6093248	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093249	Recuento BSR	BSR	6093249	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093250	Recuento BSR	BSR	6093250	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093251	Recuento BSR	BSR	6093251	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093252	Recuento BSR	BSR	6093252	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093253	Recuento BSR	BSR	6093253	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093254	Recuento BSR	BSR	6093254	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093255	Recuento BSR	BSR	6093255	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093256	Recuento BSR	BSR	6093256	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093257	Recuento BSR	BSR	6093257	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093258	Recuento BSR	BSR	6093258	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093259	Recuento BSR	BSR	6093259	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	
6093260	Recuento BSR	BSR	6093260	14.01.2016	2.180	mg/l	631750	

Figura 3. SAC 12411 determinación BSR.

se han realizado 10.065 determinaciones que han sido cargadas en el sistema.

A modo de ejemplo, presentamos la visualización que se tiene del sistema (Figura 2).

En el punto “Pozo inyector B488” hay datos, de alta 1 plan indicado por la posición de medida que implica realizar 7 determinaciones: bacterias sulfatorreductoras (BSR), hidrocarburo, hierro total, oxígeno disuelto, residual inhibidor incrustaciones, sólidos totales en suspensión (s.t.s.) y sulfuro total.

Los puntos de medida tienen una identificación numérica (en nuestro caso 631750, 1100401, 631751, 631752, 631754, 1100400 y 631753).

Una vez realizadas las determinaciones y cargados los datos en el sistema mediante las alarmas automáticas, el ingeniero de corrosión corrige los desvíos realizando ciertas acciones, como cambio de dosificación de productos químicos, inicio de nuevas dosificaciones o medidas que permitan mantener el sistema más limpio de modo de mi-

Docu	Documento de medición	Problema	Declaración	Fecha	Diferencia (valor/UTC)	Unid.	Tasa	Puntuación
6093261	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093261	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093262	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093262	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093263	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093263	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093264	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093264	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093265	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093265	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093266	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093266	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093267	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093267	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093268	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093268	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093269	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093269	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093270	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093270	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093271	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093271	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093272	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093272	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093273	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093273	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093274	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093274	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093275	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093275	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093276	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093276	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093277	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093277	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093278	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093278	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093279	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093279	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093280	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093280	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093281	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093281	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093282	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093282	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093283	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093283	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093284	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093284	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093285	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093285	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093286	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093286	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093287	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093287	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093288	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093288	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093289	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093289	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	
6093290	Sulfuro Total	SULFUROS T	6093290	14.01.2016	6.80	mg/l	631751	

Figura 4. SAC 12411 determinación sulfuros totales.

minizar los efectos corrosivos.

El sistema almacena los datos, así es posible realizar listados de todos los resultados de las determinaciones realizadas en cada punto según se muestra en la siguiente imagen.

Listado documentos de medición

Se pueden listar los resultados obtenidos, ya sea de un punto en particular o de varios puntos en forma simultánea.

Petroconsult

- :: MANAGEMENT DE PROYECTOS
- :: ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD
- :: EVALUACIONES TECNICO - ECONOMICAS
- :: ASISTENCIAS EN NUEVAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIOS

BUENOS AIRES
Tucumán 540 - Piso 12 - C1049AAL
Tel.: (5411) 4394-1783

HOUSTON
4801 Woodway, Suite 100W, TX 77056
Phone: 281-914-4738

www.petroconsult-co.com - info@petroconsult-co.com



En las siguientes imágenes pueden apreciarse las mediciones realizadas en el equipo SAC 12411 de los parámetros BSR (Figura 3) y sulfuros totales (Figura 4).

En el ejemplo anterior se observan las mediciones de BSR y sulfuros totales realizadas desde julio 2012

Nuestro sistema permite graficar las distintas mediciones realizadas en cada punto. A continuación, se presentan los resultados con los correspondientes gráficos.

Sulfuros totales

Los resultados cargados, así como las decisiones adoptadas por el ingeniero de corrosión para mitigar los efectos corrosivos de los fluidos, quedan registrados en el sistema y no se pueden modificar, lo cual le brinda trazabilidad al sistema, la posibilidad de que todo el personal autorizado visualice los datos y evita la manipulación de datos.

Como la identificación de cada

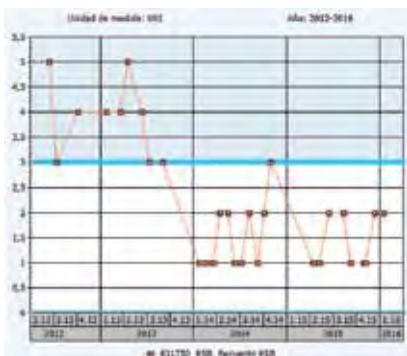


Figura 5. BSR.

uno de los ductos es única se pueden correlacionar los valores de los parámetros físico-químicos, con las acciones tomadas para minimizar efectos corrosivos y con las roturas o reparaciones que se han realizado sobre cada uno de los ductos.

Esto permite hacer un *ranking* de las líneas con más roturas, así puede establecerse fácilmente un criterio de prioridad en las acciones correctivas que deban tomarse.

Conclusiones

Este sistema de gestión, mediante alertas tempranas, permite realizar la prevención de la corrosión interna en las líneas de superficie que están sometidas a los fluidos corrosivos circulantes por ellas. El sistema incluye líneas de pozos productores, colectores, ductos de producción, líneas de inyección y gasoductos. La ventaja de este sistema de detección de alertas en las mediciones cuyos parámetros estén fuera del rango normal espera-



Figura 6. Sulfuro total.

do es que es posible detectar rápidamente los valores que podrían generar problemas en la operación y pueden ser tomadas las medidas de mitigación en forma inmediata.

Se crearon 1060 redes con 1402 sacamuestras. En el primer año de funcionamiento de este sistema (2013) se realizaron 1345 determinaciones. En 2016, 10.665 determinaciones.

Este sistema simple le permite al ingeniero de corrosión realizar el seguimiento de los ductos de cada uno de los yacimientos, además puede realizar las correcciones necesarias de dosificación de productos químicos. Se correlacionan las mediciones con las roturas por corrosión interna de cada uno de los ductos.

Se obtiene una visión global de los efectos de la corrosión interna que puede ser seguida *online* y tiene gran trazabilidad.

Al minimizar las roturas por corrosión interna, disminuyen las pérdidas de producción ocasionadas por roturas de líneas.

Se previenen los problemas ambientales que pudiesen ser ocasionados por el derrames de fluidos.

Se optimizó el circuito de toma de muestras, permitiendo un incremento del 20% en cantidad de muestras realizadas. Adicionalmente, se optimizó el consumo de productos químicos por tener un mayor control de los parámetros involucrados en corrosión interna de cañerías. ■

Bibliografía

- Manual de mantenimiento. Ingeniería, Gestión y Organización. Alejandro J. Pistarelli. 2010.
- Planificación de mantenimiento avanzado. *E&M Solutions. Institute of Asset Management*. 2012.
- NACE Standard TM0194-2004. *Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems*.
- Métodos normalizados (APHA, AWWA, WPCF), Editorial Díaz de Santos. 1992.
- Corrosion Atlas. *Third, Expanded and Revised Edition*. Evert D. D. During. 1997.
- API RECOMMENDED PRACTICE 45. *Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters* (1998-2004).
- ASTM D 5543-09. *Standard Test Method for Low-Level Dissolved Oxygen in Water*.
- NACE SP0775-2013. *Standard Practice. Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*.



iAPG

**Cursos
Online**

Los cursos se desarrollan bajo la modalidad online, a través de la plataforma de cursos de **IAPG Online**. La misma se encuentra disponible 7x24, es decir **los 7 días de la semana las 24 h.** posibilitando el acceso en cualquier hora del día según la disposición del participante.

Esta forma de trabajo, **personalizada y adaptada** a las necesidades y posibilidades de cada participante garantiza un aprendizaje efectivo con herramientas sumamente fáciles de utilizar

Registros de Pozo

Instructor: Alberto Khatchikian

Los dos cursos están estructurados en módulos independientes que pueden ser completados entre 3 a 5 horas cada uno e incluyen trabajos prácticos. Se explica en cada registro primero el principio de funcionamiento y luego la aplicación a la evaluación de formaciones. Cada nivel tiene contenidos, objetivos y destinatarios específicos.

Registros de Pozo I

Curso Básico

Al completar este nivel los profesionales y técnicos de la industria serán capaces de leer correctamente un registro y hacer una evaluación rápida del potencial de un pozo.

Asimismo, los jóvenes profesionales podrán familiarizarse con los registros de pozo abierto y su uso en la evaluación de formaciones.

Registros de Pozo II

Curso Avanzado

Este curso es complementario del nivel básico y está dirigido a profesionales y técnicos que utilizan registros de pozo en las etapas de exploración, desarrollo y workover.

Incluye registros no vistos y se explican los fundamentos de la Evaluación de Formaciones con registros de pozo abierto y entubado y control de calidad de los mismos, como etapa previa a la evaluación.

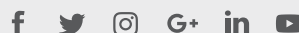
Para más información: cursos@iapg.org.ar



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



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





Soluciones dinámicas para el control de incrustaciones insolubles de sulfato de bario en un yacimiento maduro en la Argentina.

Un caso de adecuación tecnológica

Por **Mara Schenkel, Marcela Morales Bobes y Santiago Pérez Millan** (Pluspetrol)

Este trabajo fue seleccionado del *6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*.

La deposición de incrustaciones en el *well bore* y punzados constituye uno de los principales problemas del Yacimiento Centenario. Las nuevas tecnologías permiten que yacimientos maduros con problemáticas severas de formación de incrustaciones, alto corte de agua y con costos operativos excesivos hagan sostenible su actividad, con el aporte de una opción económica y técnicamente eficaz.

El Yacimiento Centenario, ubicada al oeste de la ciudad capital del Neuquén, Argentina, junto al Yacimiento Loma Jarillosa y Loma Guadaluza, constituyen el “Área Neuquén” del Distrito Sur de Pluspetrol, que se encuentra en el ejido urbano de la ciudad (Figuras 1, 2 y 3).



Figura 1. Muestras de incrustaciones formadas en pozos del yacimiento.



Figura 2. Bombeo mecánico.



Figura 3. Bombeo mecánico pozo del yacimiento.

El campo comenzó a producir en 1962, y el desarrollo de la producción primaria empezó entre los años 1968 y 1974. En 1977, Pluspetrol comienza a operar con objetivos de implementación de proyectos de recuperación secundaria. A partir de 1980 y hasta 1986 se inyectó agua de las napas superficiales, que debido a la alta concentración de sulfatos se suspende. En consecuencia se comienza a inyectar agua dulce transportada del río, en la actualidad, además se inyecta el agua producida luego de ser tratada en las plantas de acondicionamiento (Figura 4).

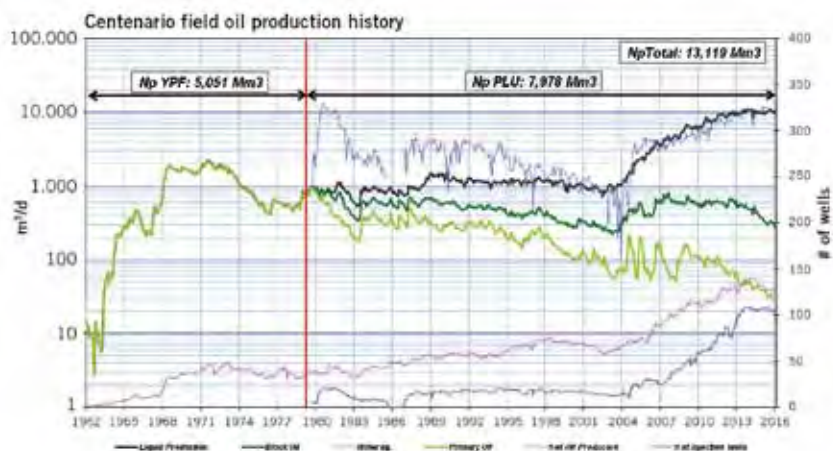


Figura 4. Historia de producción de Centenario.

La producción actual es de 274 m³/d de petróleo, 9990 m³/d de agua y se inyectan 8854 m³/d de agua para recuperación secundaria. Se encuentran en producción efectiva 121 pozos productores de petróleo, 97 de gas (extracción efectiva) y 104 inyectoras.

En la figura 5 se exponen parámetros físico-químicos del yacimiento.

El incremento del agua producida y los problemas asociados de incrustaciones motivaron la búsqueda de nuevas tecnologías con el objeto de minimizar el problema de las incrustaciones. La baja eficiencia de los tratamientos con inhibidores de incrustación desde boca de pozo y los problemas de vandalismo de los kit y bombas dosificadoras generan discontinuidad en los tratamientos, lo cual hicieron de esta problemática una nueva “ventana de estudio”.

En 2005, Pluspetrol comenzó a realizar los primeros tratamientos no convencionales de squeeze líquidos de inhibidores de incrustación a formación en el Yacimiento Centenario. El objetivo de este tipo de tratamiento

es invadir con el producto químico, aproximadamente 3 m radiales, en el intervalo de arenas productoras. El producto se adsorbe entonces en la matriz de la formación y se desorbe progresivamente acompañando el agua producida. El efecto que se logra es inhibir continuamente la deposición de incrustaciones dentro de la formación, en el *wellbore* y en las instalaciones de producción del pozo. La vida útil del tratamiento resultará entonces función del tipo, régimen y condiciones de producción del pozo tratado, de la apropiada selección y formulación del producto químico inhibidor de incrustaciones y productos asociados que se bombearán al mismo, y del seguimiento del procedimiento operativo recomendado para su inyección a formación.

En 2008, a partir de una campaña de WO en la que se realizaron sucesivos squeeze líquidos, se planteó la necesidad de avanzar nuevamente en tecnologías alternativas. Realizar squeeze líquido con equipo pulling pesado montado incrementaba los costos del proyecto, debido a las horas de bombeo y a las horas de reposo asociadas al tratamiento. De esta forma, en la campaña prevista para 2009, Pluspetrol consideró probar con esta nueva tecnología para las operaciones.

En 2009, se comenzaron a realizar los primeros squeeze sólidos de inhibidores de incrustación que acompañan al pack de fractura, inhibiendo de igual forma que los squeeze líquidos, desde la formación y protegiendo las instalaciones. Estos productos inhiben por el principio de “disolución”. La constante de solubilidad de dichos productos es muy baja, debido a que

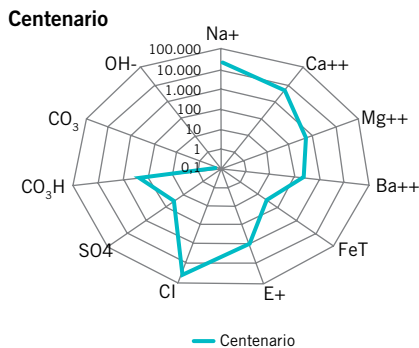


Figura 5. Gráfico araña de los parámetros físico-químicos promedio del agua de producción del Yacimiento Centenario.

deben disolverse en el tiempo para lograr una inhibición de un período de volumen de agua por tratar equivalente a dos años. A la fecha, Pluspetrol ya cuenta con experiencia en dicha tecnología con tres compañías distintas de servicio, lo que permite comparar resultados y obtener conclusiones.

Los costos asociados a la operación y la problemática severa de incrustaciones, hacen que ingeniería busque alternativas eficientes para la problemática en cuestión.

En este trabajo se presentan ambas técnicas de uso masivo en las operaciones de Pluspetrol en el Yacimiento Centenario: "Tratamientos por Squeeze líquidos" y "Tratamientos por Squeeze sólidos", considerando los aspectos y los resultados obtenidos hasta el momento.

Desde el sector técnico se comienza a divisar una nueva etapa, en la que posiblemente el barrido del agua acumulada en los años ochenta, haga de estos tratamientos a formación, una técnica que sea parte del pasado de la historia de nuestros yacimientos.

Principio de fijación a la roca y selección de productos

Para la selección adecuada de los productos químicos que se inyectarán en los tratamientos squeeze de inhibidores de incrustaciones, se considera el tipo de formación, las condiciones de flujo, los ensayos estandarizados, los criterios y las reglas de dedo, prácticas basadas en la experiencia acumulada a partir de ensayos previos y la documentación bibliográfica, como así también los criterios específicos y las recomendaciones más actualizadas en la literatura especializada^{1, 2}.

En el ámbito de la producción de pozos petrolíferos, desde hace tiempo se reconoce a los carbonatos y los sulfatos como los principales tipos de incrustaciones por inhibir.

Las reducciones de presión y/o los incrementos de temperatura pueden causar la precipitación de iones calcio (Ca^{2+}) y bicarbonato (HCO_3^-) como carbonato de calcio (calcita- CaCO_3). Al igual que la calcita, otras incrustaciones solubles en ácidos que pueden encontrarse en instalaciones de producción son el carbonato ferroso (siderita- FeCO_3), el sulfuro de hierro (Pirita- FeS_2) y varios óxidos de hierro.

Cuando la presión del sistema en consideración resulta inferior al punto de burbuja del dióxido de carbono (CO_2), el propio CO_2 se desprende de la solución y pasa a la fase gaseosa, el pH de la solución aumenta, y la solubilidad del CO_3Ca se reduce. Las mayores caídas de presión se producen en pozos productores cuando los fluidos extraídos del pozo llegan a la superficie a través del *tubing*, encontrándose las incrustaciones comúnmente en las reducciones de sección, *tubing* de producción e instalaciones de superficie. Un caso especial son las bombas electrosumergibles, debido a que no solo generan grandes caídas de presión, sino que adicionalmente trabajan a temperaturas superiores en fdp. A medida que el reservorio se depleta, el punto de burbuja del CO_2 se desplaza cada vez más profundo en el pozo, llegando finalmente a la formación misma.

Cuando se implementa un proyecto de recuperación secundaria basado en la inyección de agua, es muy importante prestar atención a la compatibilidad del agua inyectada con el agua de formación (connata y de acuíferas)³. Una de las consecuencias de la incompatibilidad de aguas más comunes es la precipitación de iones Bario (Ba^{2+}) con iones Sulfato (SO_4^{2-}) en la forma de sulfato de bario (Barita- BaSO_4). Estas incrustaciones son en particular peligrosas porque se producen generalmente en las cercanías del pozo productor y porque son insolubles en ácidos. Otras incrustaciones menos frecuentes, insolubles en ácidos, que pueden generarse como consecuencia de la mezcla de aguas incompatibles son el sulfato de estroncio, el sulfato de calcio, el carbonato de bario, el carbonato de estroncio, el fluoruro de calcio, el cloruro de sodio y el hidróxido de magnesio. Es lógico suponer que como el mezclado más importante se produce en el pozo inyector, el mayor riesgo de incrustaciones estará dado en la formación en las proximidades de dicho pozo. No obstante, el mayor riesgo se genera en las zonas donde la corriente de agua inyectada se contacta con la corriente de fluidos producidos. Esta situación, probablemente, se producirá en la formación próxima al pozo productor.

Una vez que se nuclea un cristal de incrustación, los iones incrustantes presentes en la solución se incorporan al cristal en los sitios de crecimiento

activos, el cristal sigue creciendo y se generan nuevos sitios activos.

- "Squeeze Líquidos": El proceso de inhibición química involucra la adsorción preferencial de las moléculas de inhibidor en los sitios activos. En consecuencia, el cristal dejará de crecer cuando las moléculas de inhibidor hayan ocupado todos sus sitios activos. Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas de inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo. Puede asegurarse esta condición solo si el inhibidor es retenido en la formación y desorbido gradualmente junto al fluido producido. La vida útil del tratamiento resultará, en definitiva, del tiempo para el cual la cantidad de moléculas de inhibidor sean desorbidas de la formación, y que acompañan el fluido producido, se encuentre por sobre el límite mínimo que asegura la no adsorción de iones incrustantes en los sitios activos. Este valor se considera como "residual de fosfonatos" mayor a 5 ppm para asegurar inhibición en boca de pozo.
- "Squeeze sólidos": Para la utilización de inhibidores sólidos es necesario que el pozo requiera del fracturamiento hidráulico para su producción. El inhibidor sólido es inyectado en la formación durante el tratamiento de fractura hidráulica, junto al fluido y la arena de fractura. Una vez en formación, el proceso de inhibición química es liderado por el principio de disolución de los productos encapsulados.

Las empresas de venta de inhibidores sólidos calculan las cantidades necesarias de producto a partir del uso de modelos matemáticos, desarrollados a partir de estudios de laboratorios en donde se considera la velocidad de disolución del químico en cuestión a diferentes temperaturas y rangos de salmueras para diferentes períodos. Este valor se considera como "residual de fosfonatos" mayor a 1 ppm para asegurar inhibición en boca de pozo.

La elección de los inhibidores líquidos adecuados para el fluido por tratar responderá al siguiente esquema de pasos lógicos:

1. Según las características físico-químicas del fluido producido y las condiciones de temperatura y presión de reservorio, se determinan

las incrustaciones más factibles de producirse y los daños que podrían causar.

2. Conocido el tipo de incrustaciones, se preseleccionan los inhibidores que previenen este tipo de incrustaciones, y se evalúa el límite mínimo necesario de concentración de inhibidor. Esta evaluación comprende ensayos estandarizados de compatibilidad y de eficiencia.

- 3- Se evalúa la eficiencia de adsorción/desorción de los inhibidores preseleccionados respecto de la formación por tratar y los daños que causan a la misma. El ensayo que permite obtener esta información se realiza sobre un testigo de corona de la formación. Las variables cuyo comportamiento se analiza son la diferencia de presión medida entre ambos extremos del testigo, antes y después de inyectar el inhibidor que se desea evaluar en el testigo, y las concentraciones de inhibidor a la salida del testigo a lo largo del tiempo. La observación de las diferencias de presión permite inferir cualitativamente y cuantitativamente la magnitud del daño producido en la formación como consecuencia de la inyección del inhibidor. Las concentraciones de inhibidor efluente en función del tiempo permiten evaluar comparativamente las vidas útiles de los mismos, y seleccionar aquel producto que asegura una concentración superior al límite mínimo durante mayor tiempo. Con un software específico, la información de las concentraciones de inhibidor efluente puede utilizarse para calcular una función de interacción inhibidor-formación que describe la adsorción del inhibidor sobre la formación. A esta función se la llama isoterma de adsorción, expresa la masa de inhibidor adsorbido por unidad de volumen de formación en relación a la concentración de inhibidor en la solución, y resulta un elemento fundamental para la evaluación de inhibidores para tratamientos por squeeze. Las isotermas de adsorción también pueden obtenerse ajustando datos de anteriores tratamientos por squeeze. Luego se varían parámetros que definen isotermas teóricas como las de *Langmuir* o *Freundlich*, hasta ajustar los datos experimentales. Un

inhibidor que se comporta bien y retorna lentamente al pozo junto al fluido producido a lo largo de un extenso período, dando como resultado una prolongada vida útil del tratamiento por squeeze, mostrará una isoterma de adsorción característica. La velocidad a la que una cierta concentración de inhibidor retorna al pozo está dada por la siguiente expresión:

$$V_c = \frac{V_F}{\left(1 + \frac{(1 - \phi) \partial r}{\phi \partial C}\right)}$$

donde VC es la velocidad con la que la concentración C de inhibidor retorna al pozo, VF es la velocidad del fluido producido, ϕ es la porosidad de la formación tratada, y $\partial r/\partial C$ es el gradiente de la isoterma de adsorción a una concentración C. Se desprende del análisis de la ecuación que la vida útil del tratamiento será tanto más extensa cuanto más pronunciado sea el gradiente de la isoterma para bajas concentraciones de inhibidor en solución.

La selección de los inhibidores sólidos más adecuado para el fluido por tratar responderá al siguiente esquema de pasos lógicos y experimentales, que tenderá a predecir su comportamiento en el tiempo, lo cual es una situación difícil por su escasa solubilidad, una de las variables más importantes para la eficiencia de estos tratamientos:

- 1- Según las características físico-químicas del fluido producido y las condiciones de temperatura y presión de reservorio, se determinan las incrustaciones más factibles de producirse, y los daños que podrían causar.
- 2- Conocido el tipo de incrustaciones, se preseleccionan los inhibidores que previenen este tipo de incrustaciones, y se evalúa el límite mínimo necesario de concentración de inhibidor. Esta evaluación es realizada por el proveedor del producto a partir de modelos matemáticos, desarrollados a partir de estudios de laboratorios, donde se considera la velocidad de disolución del químico en cuestión a diferentes temperaturas y los rangos de salmueras para diferentes períodos.
- 3- Se evalúa la eficiencia de disolución en laboratorio, con la preparación

de una salmuera equivalente a la de producción, luego se disuelve aproximadamente 30 días una muestra equivalente y se evalúa semejante a la determinación de eficiencia de inhibidores líquidos de incrustaciones (blanco *versus* muestra con producto). Este ensayo proporciona una idea de la eficiencia de inhibición, ya que es imposible disolver el producto en poco tiempo (una de las principales ventajas de este tipo de químicos).

- 4- Se debe contemplar la compatibilidad del inhibidor sólido respecto del fluido de fractura. Para ello se calibra la estabilidad del fluido en función de la cantidad de inhibidor a utilizar.

Diseño de tratamientos

Ambos tipos de tratamientos *squeeze* se diseñan para un volumen de agua a inhibir equivalente al volumen que producirá el pozo a lo largo del tiempo requerido de inhibición, normalmente dos años de producción. Este tiempo se atribuye al intento de superar el MTBF (tiempo medio de falla) de las BES en el yacimiento, que a la fecha es de 778 días.

Es importante destacar que Pluspetrol realiza dichos tratamientos siempre que se hubiera planificado el ingreso al pozo por otro motivo, y no solamente por motivo de ejecución de un tratamiento squeeze. En aquellos casos que se ingresa con equipo de pulling a un pozo que presente un tratamiento squeeze próximo a vencer y que no se prevee realizar "fracturas", la única opción es realizar un resqueeze por tratamientos líquidos. Como hemos mencionado, la única opción para realizar un "squeeze sólidos" es que el pozo necesite de un tratamiento de fractura hidráulica. También se han realizado *squeeze* combinados, squeeze sólidos en capas fracturadas y squeeze líquidos en aquellas que no se consideraran fracturadas.

Pluspetrol cuenta con experiencia de hasta 5 *squeeze* en un mismo pozo.

1- Diseño squeeze líquidos:

Pluspetrol realiza *squeeze* líquidos preferentemente a las capas donde se ha inyectado agua en los años ochenta. No obstante, y con el objetivo de inhibir en forma homogénea desde el reservorio, a partir de la vasta expe-

riencia en nuestro campo, hay casos en los que se redefinieron los tratamientos distribuyéndolos a todas las capas, según la producción asociada a cada una, la porosidad y la permeabilidad, respectivamente, como a su espesor útil.

Se realizan diseños de *squeeze* líquidos “en conjunto” (a todas las capas) o “selectivos” (por directa y anular al mismo tiempo) a partir del dato de las presiones de fractura y las consideraciones que puedan realizar los ingenieros, de esta forma se reducen los tiempos operativos de bombeo y los tiempos asociados al reposo del tratamiento (Figura 6).

Etapas del diseño:

Pre-flujo: el objetivo es limpiar la superficie de la roca para permitir la adsorción del inhibidor de incrustación y mejorar la mojabilidad de la roca. Generalmente incluye surfactantes, solventes e inhibidores de arcilla.

Píldora: constituida por el inhibidor de incrustación que será bombeado a caudal matricial a la formación, para ello se debe:

- Inhibir la formación de incrustaciones a la mínima concentración posible.
- Ser estable en las condiciones del pozo, temperatura, presión, pH, (Ca), TDS (total de sólidos di-



Figura 7. Experiencia del pozo con mayor cantidad de *resqueeze* líquidos a la fecha.

- sueltos), sin dañar la formación.
- Ser fijado en la roca del reservorio y liberarse lentamente en el agua de formación.
- Redisolverse en el agua de formación.
- Determinar su concentración en agua a bajos niveles.

Fosfonatos: los preferidos, estables, buena adsorción, buena compatibilidad con otros aditivos, fácil de analizar, buena estabilidad térmica.

Polímeros: muy buena estabilidad térmica, poco compatibles con inhibidores de corrosión, difíciles de analizar (hay nuevos desarrollos), por ejemplo: “poliacrilatos”.

Desplazamiento: se debe barrer la píldora con un volumen de desplazamiento para barrer la píldora a sectores de la formación sin inhibidor adsorbido.

Si el pozo se pone en producción en estas condiciones, el inhibidor que permanece

En la figura 7 se presenta el caso de un pozo con 5 tratamientos *squeeze* líquidos. Cabe destacar que los dos primeros tratamientos fueron diseñados para un período de inhibición de un año. La mayoría de los tratamientos se efectuó con distintos proveedores.

En la figura 8 se detalla la metodología empleada para evaluar si los tratamientos *squeeze* resultan eficientes o fallados.

Referencias:

F0: Fecha de tratamiento.

Vd: Volumen de diseño.

Fi: Fecha de intervención.

Vi: Volumen acumulado a la fecha de intervención.

Fa: Fecha a la cual acumula el Vd.

De las experiencias de campo con *squeeze* sólidos

Del total de parque de tratamientos sólidos, se estudiaron 60 casos. El 68% corresponde a tratamientos finalizados, y el 32% está en vigencia (Figura 9).

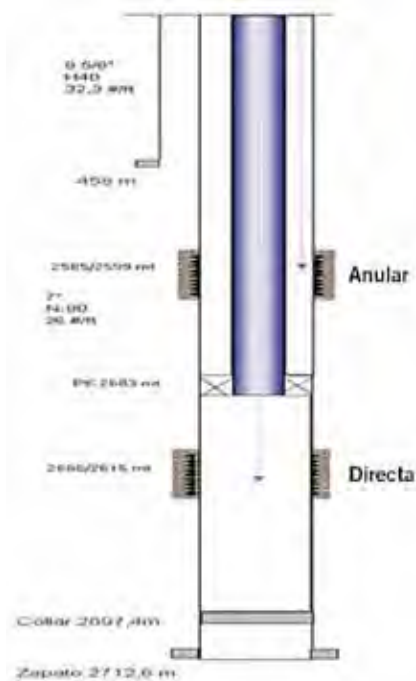


Figura 6. Distribución de los tratamientos por capas.

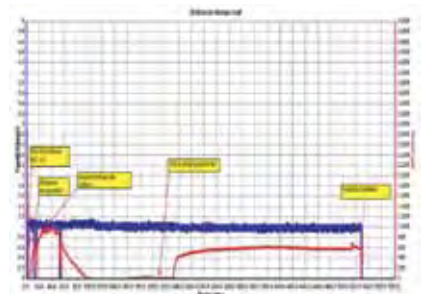
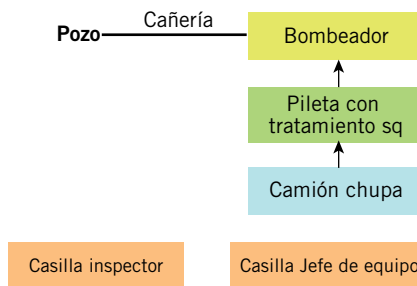


Figura 8. Metodología para la evaluación de la eficiencia de *squeeze*.

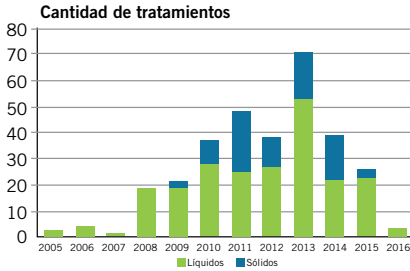


Figura 9. Parque squeeze sólidos finalizados y vigentes.

Del 100% de los *squeeze* finalizados, el 64% se finalizaron eficientemente, es decir no registraron indicios de incrustaciones al cumplir el volumen de producción indicado, y un 36% registró incrustaciones antes de cumplir con el volumen a inhibir (Figura 10).

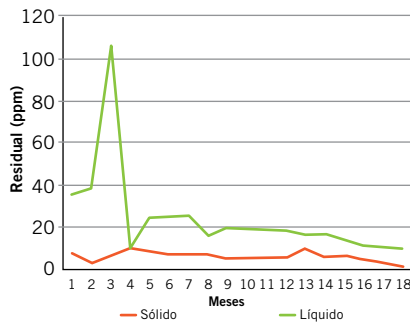


Figura 10. Apertura *squeeze* sólidos finalizados.

Considerando el MTBF (tiempo medio de falla) de las BES de 778 días, el tiempo promedio de los *squeeze* sólidos, para el caso de los tratamientos eficientes ha sido de 544 días, mientras que para los *squeeze* que han fallado en promedio han durado 526 días. Se puede concluir que hemos obtenido buenos resultados, pero hay mucho por trabajar.

El próximo paso será trabajar sobre la constante de diseño de dichos tratamientos con el fin de extender el período de inhibición, ya que a la fecha nos encontramos diseñando los tratamientos *squeeze* sólidos por debajo del 1% de químico sólido respecto de la cantidad de arena utilizada para la fractura por ser la limitante en la conductividad de la matriz (Figura 11).

Debido a la alta dependencia del diseño respecto al input volumen por inhibir, se evidencia la necesidad de estimar con mayor exactitud el volumen de agua por producir en capas, dato que es especificado por el reservorio.

De las experiencias de campo con "squeeze líquidos"

Del total de parque de tratamien-

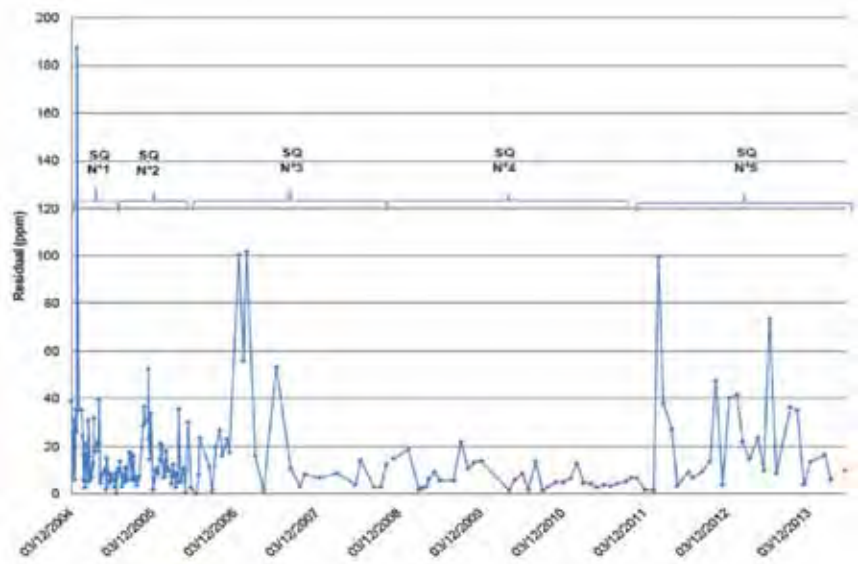


Figura 11. Variables de diseño, resultados de los tratamientos sólidos.

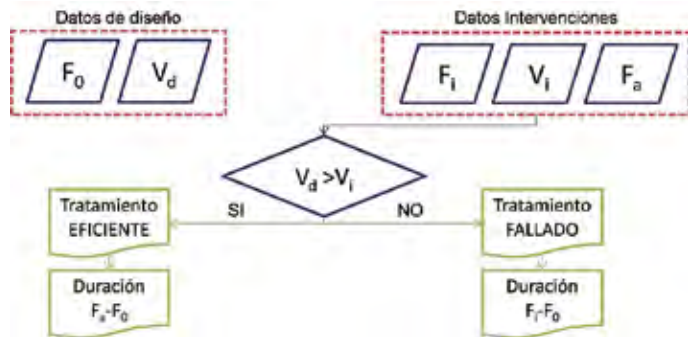


Figura 12. Parque Squeeze líquidos finalizados y sin finalizar.

tos líquidos, se estudiaron 140 casos. El 55% corresponde a tratamientos finalizados y un 45% aún está en vigencia (Figura 12).

Del 100% de los *squeeze* finalizados, un 71% se han finalizado eficientemente, es decir no se registraron indicios de incrustaciones al cumplir el volumen de producción indicado, y el

29% registró incrustaciones antes de cumplir con el volumen por inhibir (Figura 13).

En función del objetivo de cubrir el tiempo determinado por el MTBF(tiempo medio de falla) de las BES de 778 días, el tiempo promedio de los *squeeze* líquidos para el caso de los tratamientos eficientes ha sido de

Estado actual de tratamientos sólidos

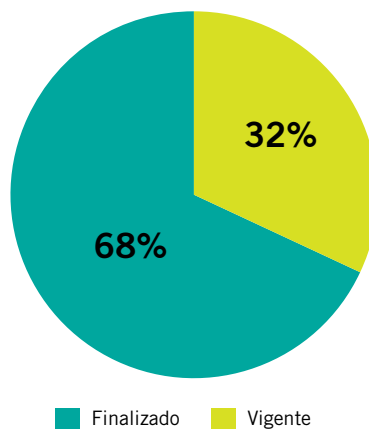


Figura 13. Resultado *squeeze* líquidos finalizados.

Resultados de tratamientos sólidos

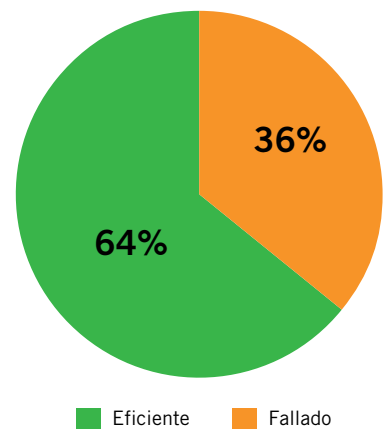


Figura 14. Variables de diseño, resultados de los tratamientos líquidos.

Resultado	Eficientes	Fallado
Volumen producido promedio	182%	38%
Duración (días)	544	526

Figura 15. Seguimiento de residuales en bdp-squeeze a tres años.

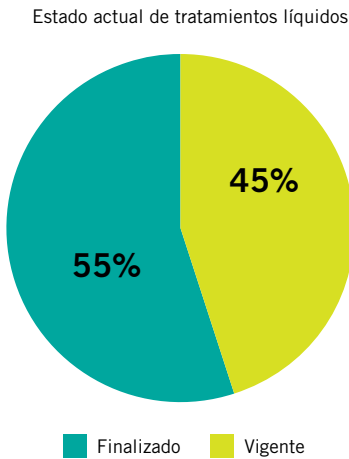


Figura 16. Parque squeeze líquidos finalizados y s/finalizar.

Resultado	Eficientes	Fallado
Volumen producido promedio	158%	48%
Duración (días)	615	563

Figura 18. Variables de diseño, resultados de los tratamientos líquidos.

615 días, mientras que para los squeeze que han fallado en promedio han durado 563 días, por lo que el resultado alcanzado se encuentra próximo al objetivo.

Es importante destacar que, en el caso de los squeeze que han finalizado eficientemente, el volumen de diseño ha sido superado un 158%, confirmando que los tratamientos han cubierto el volumen requerido, pero no alcanzaron el 100% del tiempo de diseño de 730 días por haber producido estos pozos con mayor caudal (Figura 14).

Actualmente estamos probando una tecnología de inhibición que combina “inhibidor de incrustación” y un

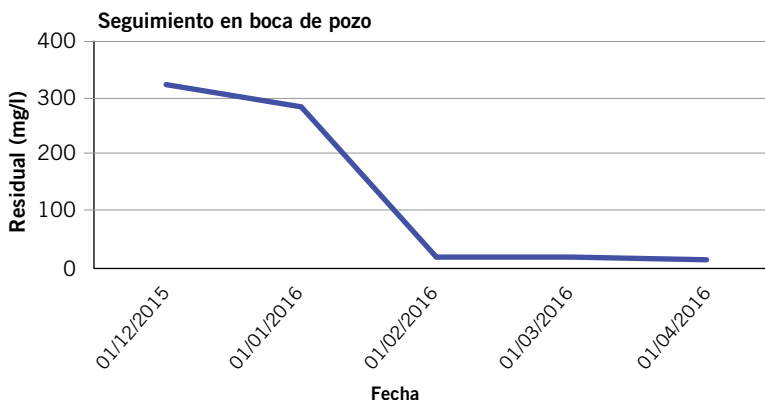


Figura 19. Seguimiento de residuales en bdp-squeeze a tres años.

gel “mejorador de adsorción”. El objetivo es cubrir 36 meses de inhibición.

El primer piloto se realizó a fines de 2015, el segundo pozo de prueba se realizó durante 2016. Por ello, aún

Resultados de tratamientos líquidos

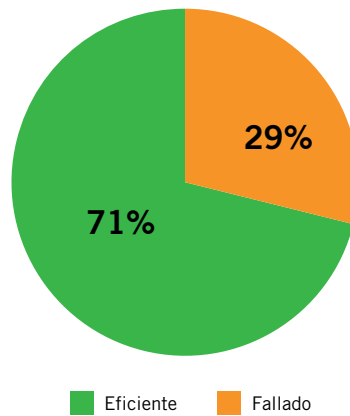


Figura 17. Resultado squeeze líquidos finalizados

queda tiempo para definir la eficiencia de esta nueva tecnología.

Según el proveedor, la MIC (mínima concentración de inhibidor que permite inhibición) por considerar es de 7,5 ppm.

Conclusiones

Estas tecnologías permiten que yacimientos maduros con problemáticas severas de formación de incrustaciones insolubles, alto corte de agua y costos operativos altos, hagan sostenible su actividad de forma económica y técnicamente eficaz.

Se logró reducir los costos asociados a la operación del tratamiento:

Squeeze sólido: debido a que no se realiza una intervención exclusiva para su inyección como tampoco se efectúan maniobras adicionales a la fractura, solo se considera como costo adicional

el producto squeeze sólido que se bombea con el fluido de fractura.

Si bien no se realiza una intervención exclusivamente para ese fin, los squeeze líquidos requieren recursos, como piletas, bombeador, camión de transporte de cargas líquidas, horas por bombeo, horas por stand by del equipo, alquiler de herramientas y down time asociado a las horas de bombeo y horas de reposo, lo cual encarece el tratamiento de inhibición. De esta forma se logró reducir los costos un 55% por cada operación de inhibición.

Se considera que, más del 60% de los tratamientos líquidos y sólidos han sido eficientes, y se visualiza una línea de trabajo con los squeeze a tres años, ampliando de esta forma el período de inhibición.

De la comparativa entre ambas tecnologías, líquidas y sólidas, se concluye que las primeras presentan mayor probabilidad de éxito, como así también extienden el período de inhibición hasta 615 días. A su vez, la severidad de las incrustaciones encontradas en los líquidos ha sido inferior en todos los casos evaluados.

Ambas tecnologías brindan a Plus-petrol oportunidades ante distintos tipos de intervenciones, según se considere fractura y operaciones alternativas considerando el costo adecuado para cada oportunidad.

Nuestro desafío futuro será incrementar la vida útil de los tratamientos para cumplir con el MTBF (tiempo medio de falla de sistema electrosumergible), como reunir los esfuerzos en ajustar los volúmenes de agua de producción respecto del volumen de diseño. ■

Bibliografía

- J. L. Przybylinski. *Adsorption and Desorption Characteristics of Mineral Scale Inhibitors as Related to the Design of Squeeze Treatment*. SPE 18486, 1989
- M. M. Jordan, K. S. Sorbie, G. M. Graham, K. Taylor, K. E. Hourston y S. Hennessey. *The Correct Selection and Application Methods for Adsorption and Precipitation Scale Inhibitors for Squeeze Treatments in North Sea Oilfields*. SPE 31125, 1996.
- O. J. Vetter, V. Kandarpa y A. Harouaka. *Prediction of Scale Problems due to Injection of Incompatible Waters*. J. Pet. Tech., pp. 273-284, Feb. 1982.
- J. Mike Brown. *Long Term Scale Prevention with the placement of solid inhibitor in the formation via hydraulic fracturing*. Nace N° 070



Congresos y

Jornadas

2018 trae nuevas oportunidades de alto nivel técnico para volver a reunir a los profesionales de la industria.

Los que se fueron

En la Rio Oil & Gas 2018 el Pre Salt volvió a ser protagonista

Bajo el lema “Transformando desafíos en oportunidades”, se realizó del 24 al 27 de septiembre la 19ª edición, con la asistencia de más de 42.000 visitantes, quienes participaron de casi mil presentaciones técnicas a través de sesiones, foros y escenarios, así como visitas a unos 480 estands de marcas expositoras, que buscaron generar negocios, en la ciudad brasileña de Río de Janeiro.

El lema sintetizaba la preocupación por reubicar la industria a niveles que tuvo hacia 2008, cuando el Pre Salt causaba conmoción mundial. Durante el congreso, la exposición y los eventos paralelos, se discutieron las perspectivas y los caminos para el futuro de la industria en Brasil y en el mundo.

Por medio de innovaciones, como la introducción de eventos paralelos, que atrajeron a nuevas tribus, y la expansión del contenido del congreso en temas transversa-

les, hacia el final del encuentro se percibió un clima de crecimiento positivo.

“Para el futuro, podemos estimar la producción de 6.4 millones de barriles por día de petróleo para 2030, más que el doble del nivel actual. También, se estima la creación de otros 400.000 empleos y para aumentar en todos los ámbitos de la federación, más de 160.000 millones de reales por año destinados a aumentar el bienestar de la población”, anunciaron voceros del IBP.

Los debates, que estuvieron dirigidos a las principales marcas de la industria y al público profesional, contemplaron las áreas de *downstream*, *upstream*, gas y energía, tecnologías digitales, abastecimiento y gestión de la industria. La próxima edición se realizará en 2020.



5ª Jornada de recuperación mejorada de petróleo



Los días 12 y 13 de septiembre se realizó, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la 5ª Jornada de recuperación mejorada de petróleo-EOR (*Enhanced Oil Recovery*). En esta jornada, la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG puso de relieve la importancia de los campos maduros en la matriz hidrocarburífera de la Argentina, así como de los esfuerzos por incrementar al máximo la extracción.

En ese marco, la recuperación asistida es una herramienta crucial que día a día gana en eficiencia y complejidad. Esto se demostró en el evento orientado a optimizar la producción y a reponer reservas junto a las principales empresas y expositores que compartirán sus lecciones aprendidas dentro y fuera del país y sus conocimientos sobre las futuras tecnologías para profundizar esta especialización.

En la presentación de trabajos técnicos, las mesas redondas y dentro de un espacio de discusión de pares, se abordó un temario que abarca todos los aspectos que hacen a la recuperación mejorada.

El evento estuvo dirigido a Ingenieros de Producción, Reservorios, Perforación y Terminación, Operaciones y de Proyectos; así como a Geocientistas, en resumen, a profesionales de planificación, gestión de reservas, proveedores de materiales y servicios, desarrolladores, expertos de laboratorio; y especialistas en herramientas de *software*.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/eor/>

1ª Jornada de almacenamiento de gas



El 26 de septiembre de 2018 tuvo lugar en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires un encuentro donde la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG buscó dar valor a los proyectos de almacenamiento de gas en el futuro inmediato con el objetivo de optimizar su producción y su utilización.

En ese marco, tanto el Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural, como su forma de Almacenamiento Criogénico son técnicas que, por su eficiencia, logran maximizar la producción de gas, así como optimizar su utilización en el mercado residencial, industrial y de generación térmica.

En esta Jornada, junto a las principales empresas y los expositores participantes, se pudo recorrer experiencias dentro y fuera del país, así como generar un intercambio de conocimiento sobre las tecnologías necesarias para incursionar en esta especialización.

Se espera haber logrado este objetivo con la presenta-

ción de trabajos técnicos, mesas redondas y de discusión de pares. El temario que se abordó incluye todos los aspectos referidos al Almacenamiento de Gas Natural y GNL.

El evento estuvo dirigido a profesionales vinculados a la Exploración, Producción, Transporte, Tratamiento, Distribución y Comercialización de Gas y a todos los profesionales que forman parte de los campos referidos.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/Almacenamiento/index.html>

El evento más importante del Sur argentino: AOG Patagonia



Del 3 al 5 de octubre se realizó en el espacio Duam de Neuquén la exposición más importante y representativa de la industria de la energía en la región, la Argentina Oil & Gas Patagonia (AOG Patagonia), del cual daremos todos los detalles en el próximo número de *Petrotecnia*.

Se espera la participación de 160 empresas y de unos 8.000 visitantes entre los profesionales, los empresarios y el público interesado. Además de los tres pabellones, también hubo un importante sector al aire libre destinado a diversas demostraciones. La AOG Patagonia 2018 fue una de las más memorables, según todos los expertos.

Más información: www.aogpatagonia.com.ar

Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas



En el marco de la AOG Patagonia 2018, el IAPG, por medio de las Comisiones de Producción y la de Desarrollo de Reservas, Tratamiento y Transporte de Gas, junto con la Seccional Comahue, organizó las Jornadas de Producción, Tratamiento y Transporte de Gas, bajo el lema de "El Desafío del Gas No Convencional II".

El evento, que tuvo su primera edición en 2011, tiene como objetivo reunir a especialistas e interesados para discutir experiencias y generar un debate dinámico que permita el intercambio de información y la actualización del conocimiento de todos aquellos profesionales participantes de este sector integrado de la industria hidrocarburífera.

La intención fue compartir las visiones de cada segmento involucrado en la búsqueda de una síntesis de los principales desafíos individuales y conjuntos, para afrontar un desarrollo armónico y exitoso del principal recurso energético no renovable del país. Paralelamente, se buscaba transmitir el conocimiento actual para el desarrollo de los proyectos del sector con trabajos técnicos de prestigiosos profesionales que serán seleccionados de manera directa.

Las Jornadas se constituyeron como el capítulo académico de la AOG Patagonia 2018, la tradicional y multitudinaria Expo que el IAPG realiza cada dos años en la Patagonia. Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/ttg/>

En Perú, el IX INGEPET 2018

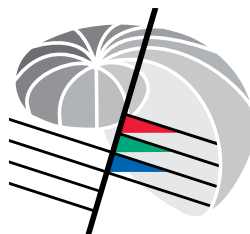
La novena edición internacional del evento técnico más importante del sector hidrocarburos en Perú y Latinoamérica, IX INGEPET 2018, se realizó del 2 al 4 de octubre, en el nuevo Centro de Convenciones de Lima, en San Borja, Perú.

El INGEPET aporta hace 30 años conocimiento, experiencia y tecnología en el desarrollo de la industria de hidrocarburos. Desde 1988, en sus diferentes versiones se ha posicionado como uno de los eventos técnicos más importantes del sector en el Perú y en América latina. Se ha convertido en el punto de encuentro de los principales actores de la industria, agregando valor al país y a las empresas del sector hidrocarburos con experiencia, tecnología y procesos, fomentando la atracción de nuevas inversiones.

La industria de hidrocarburos atraviesa grandes desafíos, por lo tanto, se enfocaron los esfuerzos en los siguientes aspectos:

- Tratar temas que contribuyan con la mejora de la eficiencia en los procesos, con innovación y nueva tecnología, reducción de costos operativos, optimización del portafolio de inversiones y atenuación de los impactos socioambientales.
- Agregar valor al país y a las empresas del sector hidrocarburos con experiencias, tecnología y procesos.
- Fomentar la atracción de nuevas inversiones.
- Promover la logística de los diferentes servicios suministrados a la industria, adaptados al nuevo entorno.
- Ser el punto de encuentro de los principales actores de la industria.

Más información: www.ingepet.com



10° CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS

Energía y Sociedad, aliados inseparables

Según lo demuestran las cifras de los últimos años, se trata del evento técnico sobre Exploración en la industria del petróleo y del gas más importante de la región. El prestigio de sus organizadores y expositores cuenta con reconocimiento mundial.

Bajo el lema “Energía y sociedad: aliados inseparables”, el Congreso ofrece sesiones técnicas generales, sesión de posters y simposios. Entre estos últimos figuran simposio de Geofísica, de Evaluación de Formaciones, de Reservorios No Convencionales y de Desarrollo. También se agregan mesas redondas, charlas especiales, jornadas de geotecnología, cursos, viajes de campo y una exposición comercial. Además, por primera vez este año se incluirá una mesa redonda sobre energías renovables.

Estas temáticas cubren todas las disciplinas de Exploración y Desarrollo. Por ese motivo, se presentan cientos de trabajos técnicos. La concurrencia es masiva y todas las compañías nacionales e internacionales quieren estar presentes.

Además de los geocientistas (geólogos, geofísicos, petrolíficos, ingenieros, técnicos, académicos, especialistas, etc.), también se contará con la participación de estudiantes de carreras afines que harán presentaciones técnicas, charlas y concursos. Se llama a la presentación de trabajos sobre tecnologías, calidad de datos, métodos, flujos de trabajo y casos de éxito.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/conexplo/>

1° Workshop en medición en *upstream* y *downstream* de Petróleo y Gas



Organizado por la Comisión de Mediciones del IAPG, se llevará a cabo del 14 al 16 de noviembre de 2018 en las instalaciones de YTEC, Berisso, Provincia de Buenos Aires.

El workshop invita a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de mediciones de petróleo y gas que involucra a todas las líneas de la industria: *upstream*, *midstream* y *downstream*.

Las mediciones cobran cada vez más importancia en nuestra industria, debido a nuevos marcos legales y al avance de la tecnología. El mejor escenario para intercambiar experiencias y definir los desafíos actuales.

Más información: <http://www.iapg.org.ar/congresos/2018/medicion/>

Los que vendrán

10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Del 5 al 9 de noviembre de 2018, el IAPG realizará el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos en el Hotel Intercontinental de Mendoza.

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Cifras positivas de la Secretaría de Energía para octubre

Según un comunicado reciente de la Secretaría de Energía de la Nación, la producción total de petróleo en octubre de 2018 fue de 498 kbbbl/día, representando un incremento del 2% respecto del mismo período del año anterior. En tanto, la producción total de petróleo no convencional (*shale + tight*) mostró un crecimiento interanual del 15%. En particular, la producción de *shale oil* fue de 66 kbbbl/día (miles de barriles por día) y alcanzó un crecimiento del 70% en términos interanuales y un 3% respecto del mes de anterior.



La producción del gas natural total creció un 7% interanual con 132 MMm³/día, un 1,2% más que el mes anterior. En particular, el gas no convencional (*shale + tight*) mostró, en octubre, un crecimiento interanual del 38%. Se destaca la producción de *shale gas* que fue de 25 MMm³/día, al crecer un 243% entre octubre de 2017 y octubre de 2018, y un 11% respecto del mes de anterior.

“Motrani, Caballero & Ruíz Moreno” asesoran a LSC Lithium Corporation en Joint Venture con una subsidiaria de Pluspetrol



El estudio Mitrani, Caballero & Ruíz Moreno abogados asesoró a LSC Lithium Corporation en el cierre del Joint Venture con Litica Resources, subsidiaria de Pluspetrol, una de las principales compañías privadas de petróleo y gas, en una transacción valuada en USD6.9 millones.

LSC y Litica Resources han ingresado al Joint Venture con una participación 40/60 para explorar y desarrollar un proyecto de litio en el Salar de Arizaro, ubicado en la provincia de Salta. Las partes acordaron un programa de trabajo de exploración de tres fases orientado a los resultados, que tendrá a Litica Resources como operador del proyecto. Se espera que la primera etapa del programa de exploración comience de manera inminente.

De acuerdo con los términos del Joint Venture, Litica Resources ha comprometido un total de USD6.868.000 para LSC y el Joint Venture durante el programa de exploración de tres etapas para mantener su 60% de participación.

El Estudio Mitrani Caballero & Ruíz Moreno actuó como asesor de LSC Lithium Corporation con los abogados a cargo del área de minería, Matías Olcese y María Paula Terrel, y los asociados Juan Manuel Iglesias (impuestos) y Mikaela Badaracco (societario).

Schneider: Tres lecciones para CIOs en la transformación digital



“No cabe duda: el papel del CIO en el mundo digital actual está cambiando más rápido que nunca. En nuestra calidad de CIO, ya no solo administramos sistemas y servicios informáticos para toda la empresa. En cambio, ofrecemos un aporte clave para formular e impulsar la estrategia de transformación digital de la empresa. Después de todo, los servicios digitales son inherentemente propuestas de valor centradas en el cliente, así que nuestro rol es fundamental para garantizar que cada nivel de la empresa tome al cliente como eje”, asegura Elizabeth Hackenson, CIO Global de Schneider Electric. Y ofrece algunas lecciones concretas para iniciar este viaje:

A. Definir los pasos evolutivos: digitalización versus digital. Comencemos por el principio. Hace mucho que los CIO lidiamos con los términos “digitalización” y “digital”, a veces sin pausa, para aclarar confusiones o hacer distinciones relativas a estos dos conceptos muy diferentes. Jeanne Ross, la principal especialista en investigación científica del Centro para la Investigación en Sistemas Informáticos del MIT, brinda una explicación clara [en inglés]. Nosotros comprendemos la diferencia estratégica, pero ¿la entiende el resto de la empresa? Podemos estudiar la industria aeronáutica para ver un ejemplo claro. ¿Recuerdan que hace diez años debíamos interactuar con un representante de la aerolínea a fin de obtener nuestra tarjeta de embarque y esperar a que el representante escribiera velozmente en su computadora para que la tarjeta impresa llegara a nuestras manos? Ahora, las aerolíneas han digitalizado ese proceso, es decir, está automatizado. Pero eso no es todo. Además, la mayoría de las aerolíneas ahora ofrecen servicios digitales, es decir, crearon una experiencia de usuario que le suma valor a la digitalización en relación con el cliente, por ejemplo, creando aplicaciones u ofreciendo terminales de autogestión amigables que eliminan el misterio y la complejidad de obtener la tarjeta de embarque. Los servicios digitales son un imperativo comercial en la mayoría de los sectores, y la digitalización es una herramienta importante

que posibilita los servicios digitales. Sin embargo, la digitalización por sí sola no convierte a un negocio en una empresa digital. Es crucial que comuniquemos el significado de estos términos a los equipos que impulsan las transformaciones digitales en procesos con menor visibilidad.

B. Recorrer la empresa para comunicar su estrategia digital. Comunicar la propuesta de valor digital global a toda la empresa es fundamental. Es la forma de inspirar a los empleados y brindarles herramientas para que realmente se concrete el viaje hacia la transformación digital. En cuanto tengan una estrategia y una planificación digital bien definida con una dirección concreta, compártanla con toda la empresa. No se preocupen si el mensaje se distribuye varias veces por diferentes medios. En mi experiencia, las visitas regionales son prioritarias para garantizar que la organización informática de nuestra empresa cuente con los conocimientos y las herramientas necesarias para sustentar una transformación digital integral (por ejemplo, para fusionar aplicaciones y sistemas diversos en experiencias unificadas y perfectamente integrados, como nuestro sistema de gestión de clientes o las herramientas para trabajo en colaboración, como Microsoft Teams y Box). Durante su recorrido por la empresa, tómense el tiempo de conectarse con sus empleados para: - preguntarles sobre las actividades habituales, - conocer información interna para avanzar de lo global a lo local, - simplificar, simplificar, simplificar.

C. Transformar al personal para que la empresa pueda transformarse. Cada empresa transita una curva de madurez digital particular en todas sus operaciones. Asegúrense de que la organización informática de su empresa se encuentre actualizada. Dada la constante evolución de las tecnologías, el aprendizaje y la capacitación continuos son clave. Incorporar capacidades hace que sus profesionales informáticos lideren el cambio y, a la vez, despierta su curiosidad y deseo por adentrarse en las nuevas tecnologías fascinantes, como las de análisis de datos, inteligencia artificial, aprendizaje automático, chatbots, asistentes virtuales, automatización de procesos por robótica y muchas más. Alinear los programas de capacitación con la estrategia digital de la empresa les ofrecerá herramientas a sus empleados para que lleven la transformación digital a buen puerto. Con este enfoque, comienza a ocurrir algo fantástico: se estimula a las personas para pensar de modo diferente y cuestionar respetuosamente las formas de hacer las cosas de manera pertinente. En resumen, se fomenta una cultura en la que cada uno puede brindar su aporte para acelerar la transformación digital de la empresa conducidos por los evangelistas digitales del grupo, que están motivados a desafiar los límites de lo posible. Las bases de la transformación digital “Para nosotros, la transformación digital no es una idea ilusoria ni jerga de marketing. En la práctica, estamos estableciendo a gran velocidad las bases de lo que

realmente significa digitalizarse y prestar servicios digitales, en base a cómo resolvemos problemas específicos de nuestros clientes. Como CIO, espero que sientan tanto entusiasmo como yo en lo que se refiere a hacer las cosas de modo diferente (digitalización) y hacer cosas diferentes (soluciones digitales). Y lo que es más importante, espero que sus clientes se entusiasmen también”, concluye Hackenson.

Pan American Energy vuelve a decir presente en “Viví sustentabilidad”

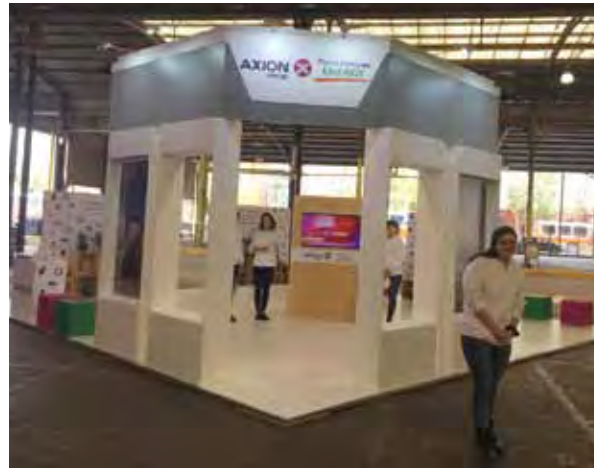
PanAmerican Energy renueva su compromiso con el cuidado ambiental y la educación a partir de actividades innovadoras e interactivas.

En efecto, participó de *Viví sustentabilidad*, del 26 al 29 de septiembre en Espacio Dorrego dude, Capital Federal, a través de un estándar que combina propuestas lúdicas e interactivas con un espacio que invita a la lectura y la reflexión acerca del futuro, la energía y el cuidado ambiental.



“La Energía en tus manos” es el título de la propuesta que inspira el stand de PAE. El espacio incluye una trivía participativa que desafía el conocimiento sobre la matriz energética argentina y el consumo eficiente de las diferentes fuentes de energía.

Además, la iniciativa de PAE contará con un rincón de lectura para que las personas que visiten el evento puedan tomarse un tiempo y disfrutar de los libros que estarán a disposición. Los materiales fueron especialmente seleccionados para despertar el interés y la curiosidad de los más chicos, que pasarán por el predio acompañados por la escuela y sus familias.



Al final de la exposición *Viví sustentabilidad*, Pan American Energy realizará un concurso abierto para todas las escuelas primarias y secundarias, públicas y privadas que visiten la muestra. El premio consistirá en la donación de un rincón de lectura compuesto por sesenta libros.

A través de estas iniciativas, PAE refuerza su compromiso con la generación responsable de energía, la sustentabilidad y el cumplimiento de los ODS propuestos por las Naciones Unidas, a partir del trabajo con la comunidad, la educación y la preservación del ambiente.

Acerca de Viví sustentabilidad

Viví sustentabilidad es una propuesta elaborada por Visión Sustentable, que se desarrolló por primera vez en 2016. A partir de entonces se transformó en una experiencia a nivel mundial, de vinculación directa entre personas y aquello con lo que se encuentran a diario desde una lógica de celebración del medio ambiente, el compromiso con los demás y la economía integral.



La secretaría de energía finalizó la misión por Los Estados Unidos donde impulsó inversiones en Vaca Muerta

La delegación argentina concluyó el viaje cuyo objetivo era promover mayores inversiones en Vaca Muerta y permitir la asociación de empresas nacionales y norteamericanas

La gira permitió poner de relieve el potencial de las empresas argentinas, tanto en su capacidad técnica como en sus recursos humanos, lo que fue un motivo de interés para que los empresarios norteamericanos manifestaran su deseo de generar alianzas estratégicas con ellas. "Nos reunimos con 35 empresas argentinas que se juntaron con más de 50 empresas norteamericanas para comenzar a hacer negocios en conjunto", resaltó el secretario de Energía, Javier Iguacel.

Por su parte, Francisco Uranga, director general de Inversiones de la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional (AAICI), que formó parte de la delegación, expresó: "fue una misión muy exitosa por el lado de inversiones; identificamos nuevos proyectos potenciales por aproximadamente USD270 millones asociados al desarrollo de Vaca Muerta. Por otro lado, la visita a Permian fue clave para visualizar la dimensión real de un yacimiento, como Vaca Muerta, pero con diez años de explotación no convencional. Ver de cerca la tecnología, el dinamismo y el impacto económico que tiene hoy la operación en los Estados Unidos plantea un horizonte de inversión y de desarrollo más que promisorio para nuestro país».

El roadshow comenzó el pasado lunes cuando los miembros de la delegación, integrada por 35 empresas argentinas y funcionarios del sector, se reunió con la Asociación Petrolera Independiente de América (IPPA) en la ciudad de New Orleans. Durante el encuentro los empresarios de ambos países pudieron compartir sus experiencias en la exploración y la producción de yacimientos no convencionales.

Durante la segunda jornada, Javier Iguacel disertó sobre las mejoras productivas en la cadena de valor asociadas a Vaca Muerta. Allí resaltó la gran oportunidad que le brinda a los argentinos al darle energía abundante a precios accesibles.

Posteriormente, el miércoles, la Secretaría de Energía detalló y destacó, frente a empresarios del sector, los lineamientos de la primera *Ronda Off Shore* y la oportunidad para generar inversiones en el país. Tras la presentación, el sitio web correspondiente a la Ronda 1 (<https://www.argentina.gob.ar/energia/exploracion-costa-afuera>) recibió más de 600 visitas de 25 países.

La agenda oficial de la delegación concluyó ayer con la visita a la formación Permian. Allí se pudo dimensionar los resultados de la experiencia exitosa de hidrocarburos no convencionales.

De la delegación también formaron parte el coordinador general de la Secretaría de Energía, Lucas Loggalo; el secretario de Planificación Estratégica, Daniel Dreizen; y del Ministerio de Producción y Trabajo,

el subsecretario de Compre Argentino y Desarrollo de Proveedores, Sergio Drucaroff.

Empresas danesas exploran oportunidades en la Argentina

Entre el 14 y el 16 de noviembre una comitiva de empresas danesas llegó a la Argentina para explorar las oportunidades de negocio que ofrece el sector de energías renovables.

La misión, organizada por la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional (AAICI) y la Real Embajada de Dinamarca, implica una agenda de negocios entre siete firmas danesas que se reunirán con los grandes jugadores locales del sector de energías renovables: Vestas, Nordex Acciona y Goldwind. El objetivo fue alentar el desembarco de las empresas danesas en el país para la producción local de componentes y servicios con el fin de desarrollar la energía eólica. También participaron las empresas Hempel y Danfoss que ya tienen presencia en el país.

Esta agenda forma parte del trabajo que el Gobierno nacional realiza desde hace poco más de un año,



Profesionales & consultores



Incluidos en el Registro de Auditores y Certificadores de Reservas de la Secretaría de Energía

Alejandro Gagliano
agagliano@gigaconsulting.com.ar

Edificio Concord Pilar
Sección Zafiro Of.101-104
Panamericana Km.49,5 (1629)
Pilar - Bs. As. - Argentina
Tel: +54 (230) 4300191/192
www.gigaconsulting.com.ar

Hugo Giampaoli
hgiampaoli@gigaconsulting.com.ar



Desarrollo de Yacimientos
Exploración
Análisis de Economía y Riesgos
Auditoría y Certificación de R&R

(54-11) 5352-7777 www.vyp.com.ar

El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P

Promocione sus actividades en *Petrotecnia*

Los profesionales o consultores interesados podrán contratar un módulo y poner allí sus datos y servicios ofrecidos.

Informes: Tel.: (54-11) 5277-4274 Fax: (54-11) 4393-5494
E-mail: publicidad@petrotecnia.com.ar

cuando firmó un acuerdo, junto a cámaras empresarias y sindicatos, para mejorar la integración local y el empleo en el sector, con el objetivo de promover las energías renovables con foco en la competitividad y el desarrollo de toda la cadena de valor.

“Las energías renovables son un sector clave dentro de la estrategia productiva de la Argentina, con oportunidades de inversión por USD15.000 millones para la construcción y puesta en marcha de proyectos de generación de energía eólica, solar, plantas de biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos”, explicó Francisco Uranga, Director General de Inversiones de la AAI, y agregó: “Una semana atrás, Vestas inauguró la producción de aerogeneradores con una inversión de USD22 millones y hoy estamos recibiendo a nuevas empresas danesas interesadas en invertir, establecerse en el país y generar empleos”.

La Argentina tiene un plan creciente de integración de fuentes renovables en su matriz eléctrica y prevé una participación de energías renovables de un 8% a fines de 2017 hasta un 20% en 2025. Cumplir este objetivo implica oportunidades de inversión por USD15.000 millones durante los próximos ocho años.

El Embajador de Dinamarca en la Argentina, Søren Vøhtz, comentó: “estamos muy contentos con la cooperación que mantenemos con la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional. El plan de la Argentina en materia de energías renovables, representa buenas posibilidades generando la transferencia tecnológica, el crecimiento económico y la creación de puestos de trabajo tanto en Argentina como en Dinamarca. Los argentinos y daneses podemos estar orgullosos de los pasos que ya hemos tomado y podemos continuar esforzándonos hacia el camino de la sustentabilidad que hemos elegido. Así juntos podemos crear un mejor futuro para las próximas generaciones”.

Radiografía del sector

La incipiente cadena de valor industrial vinculada a la generación de energías renovables está estructurada sobre la oferta provista por industrias metalmecánicas locales dedicadas principalmente a otras actividades, y a proveedores de equipos y componentes eléctricos (transformadores, conductores, baterías, etc.). En ese sentido, se estima que hay aproximadamente 4.000 trabajadores empleados en actividades conexas, con más de 110 empresas proveedoras de la cadena eólica y solar fotovoltaica, cinco fabricantes de calderas para biomasa y alrededor de 50 proveedores locales de equipamiento eléctrico que son de uso transversal a todas las tecnologías.

Perfil de las empresas danesas

EU Montage: EU Montage Danmark ApS (EUM) se estableció en Dinamarca en 1994 para proporcionar artesanos y técnicos en las tareas de construcción y montaje. Tiene más de veinte años de experiencia en la entrega de instaladores, gerentes de proyectos, gerentes de sitios y supervisores en tareas de construcción tradicionales, así como para el montaje, instalación y servicio de plantas industriales, de proceso y eólicas / eléctricas, tanto dentro como fuera de la costa. Sus

cuerpos de personal calificado, instaladores y especialistas está compuesto por empleados con experiencia y educación dentro de trabajos de forja y soldadura; carpintería y albañilería; electrónica y mecánica fina; técnicos de aerogeneradores.

FairWind: proveedor líder de soluciones integrales para la instalación y el servicio de turbinas eólicas en tierra y en alta mar en todo el mundo. FairWind se fundó en 2008. En ese momento, la compañía estaba formada por solo ocho personas y un proyecto. En la actualidad, FairWind cuenta con unos 900 técnicos y subsidiarias y oficinas en más de 35 países de Europa, África, América del Norte y América del Sur. La presencia y la expansión internacional están profundamente ancladas en su cultura.

Maersk Training A/S: se fundó en 1978 con el propósito de mejorar los procedimientos de seguridad y el rendimiento dentro de las empresas. Desde entonces han agregado una serie de áreas de capacitación especializada: marítimo, viento, supervivencia, seguridad y protección, habilidades de las personas, operación de grúas y servicios de recursos humanos. Hoy en día, Maersk Training es una unidad de negocios independiente con instalaciones de capacitación en todo el mundo abiertas a todas las empresas.

Nordmark Maskinfabrik: se fundó en 2002 con el objetivo de proporcionar flexibilidad para la industria de las máquinas en Dinamarca y Europa. Se especializan en el mecanizado de componentes a gran escala, es decir, desde la maquinaria y la industria pesada hasta las actividades en alta mar y la industria de la energía eólica.

Röchling-(Meta Plast): la compañía tiene tres divisiones: Industrial, Automotriz y Médica. La división Industrial provee la cartera de productos termoplásticos y materiales compuestos más grande del mundo. La división Automotriz diseña componentes y soluciones centrados en los desafíos actuales de la industria automotriz, como la reducción de emisiones. La división Médica ofrece una amplia gama de productos plásticos en los campos farmacéutico, diagnóstico, cirugía y ciencias de la vida, entre otros. Estos productos de alta calidad se usan en sistemas innovadores de administración de medicamentos, sistemas de empaque primario, instrumentos quirúrgicos y artículos de diagnóstico desechables.

IFU: proporciona servicios de asesoría y capital de riesgo a las empresas danesas que desean hacer negocios en países en desarrollo y mercados emergentes (África, Asia, América Latina y partes de Europa). Las inversiones se realizan en condiciones comerciales en forma de capital y préstamos. El propósito es contribuir al desarrollo económico y social en los países de inversión.

EKF: agencia de crédito a la exportación de Dinamarca. EKF ayuda a las empresas danesas a hacer posible y atractivo para los clientes en el extranjero la compra de productos daneses. Para ello, ayuda a obtener financiamiento y asegura a las empresas y los bancos contra los riesgos financieros y políticos potenciales de comerciar con otros países. EKF ayuda tanto a grandes como a pequeñas empresas.

Hempel: proveedor de recubrimientos para los mercados de decoración, protección, contenedores y barcos. Desde turbinas eólicas y puentes hasta hospitales, barcos, centrales eléctricas y hogares, los recubrimientos de Hempel protegen todo tipo de estructuras hechas por el hombre de las fuerzas corrosivas de la naturaleza.

Danfoss: se fundó en 1933 y desde entonces ha pasado de ser una empresa individual a uno de los proveedores mundiales de soluciones innovadoras y de eficiencia energética. Hoy en día, Danfoss emplea a más de 26.000 personas y atiende a clientes en más de 100 países. Su promesa a sus clientes es ayudarlos a crear un mundo más sostenible mediante la entrega de productos, servicios y soluciones diferenciados por su alta calidad, fiabilidad e innovación avanzada.



YPF mostró la fábrica de su lubricante estrella



La empresa YPF abrió las puertas del Complejo Industrial La Plata y en una actividad a la que sumó a los automovilistas de TC2000, Agustín Canapino y Federico Villagra exhibió su planta de lubricantes en la cual desde 1993 produce su línea Elaion.

En su complejo bonaerense, la planta industrial más grande de la Argentina, la empresa produce naftas, gasoil, lubricantes, asfaltos y variedad de petroquímicos. Allí, esta semana, se realizó una presentación que involucró al gerente del servicio técnico de Lubricantes y Especialidades, José Luis Durán, quien explicó cómo es la tecnología que utilizan los vehículos de competición y describió el futuro del mercado a partir de la irrupción de los automóviles eléctricos.

“La electricidad como vector de impulsión es una realidad, hoy se busca optimizar el rendimiento de las baterías y el aumento de la autonomía de uso”, explicó Durán, uno de los máximos especialistas en lubricantes de nuestro país. En esa línea estimó que “las grasas siliconadas tendrán una producción masiva acompañada de nuevos aspectos tecnológicos, sin necesidad de lubricar aros y otras autopartes, sino solo aplicadas a los ejes de los componentes del electropropulsor”.

Del encuentro participaron el ministro de Ciencia e Innovación de la provincia de Buenos Aires, Jorge Elustondo, autoridades locales, directivos y técnicos de YPF, empresarios y medios de prensa.



Luego de la charla pública (de Canapino, Durán y Villagra) hubo una recorrida por la planta de lubricantes, donde los responsables de las distintas áreas explicaron cómo se producen los lubricantes, cómo se envasan y cómo mediante un sistema inteligente se preparan y embalan los pedidos a todos el país y a gran parte de América Latina. Elaion lidera el mercado local con más de cuatro millones de clientes.

El cierre fue a todo motor. En una zona de parque, perfectamente delimitada, los pilotos exhibieron sus capacidades de manejo acompañados por algunos de los visitantes. Ambos son pilotos oficiales de YPF.

El grupo Pérez Companc duplica sus negocios en gas y petróleo

Tres años después de haber regresado al sector del petróleo y del gas, el Grupo Pérez Companc concreta una operación que le permitirá duplicar su volumen de negocios en esta industria con la adquisición de Bolland, compañía nacional del rubro con 81 años de trayectoria, que con sus más de 1200 colaboradores, es uno de los actores más diversificados y relevantes del sector de servicios petroleros.

Bolland se complementa estratégicamente con Pecom. En operaciones y mantenimiento brinda servicios en zonas geográficas en las que PECOM no participa (Santa Cruz Norte-Sur Mendoza). Pero además tiene unidades de negocios complementarias con un claro liderazgo en el mercado de productos químicos y en la fabricación de bombas mecánicas con tecnología propia que sin duda permitirán agregar valor a la oferta de servicios de PECOM a sus clientes. Por último, y al igual que con la reciente adquisición de Tel3, Bolland agrega valor sumando clientes muy relevantes.

En lo operativo, Bolland se integra a PECOM consolidando una compañía en inmejorable posición para encarar los desafíos que Vaca Muerta representa en reservorios no convencionales. Los nuevos servicios y la experiencia consolidada le permitirán ofrecer una gestión integral de yacimientos, además de asegurar su expansión afuera de la Argentina, a partir de la presencia que la compañía adquirida tiene en varios países de la región (Brasil, Bolivia, Colombia).

Con esta adquisición, PECOM se transforma en una compañía de más de 5.000 empleados y un volumen de facturación anual de unos USD800 millones. Es la mayor compañía nacional de servicios petroleros y ocupa un papel destacado en servicios y obras de energía eléctrica y telecomunicaciones.

“La adquisición de Bolland nos permite convertir a PECOM en el mayor jugador de capitales nacionales en el mercado de servicios petroleros. En Oil&Gas, la nueva PECOM tendrá la ventaja competitiva de ofrecer a los operadores soluciones integrales, desde O&M hasta bombas mecánicas; a eso se suma electricidad y telecomunicaciones, ofreciendo así un servicio completo a nuestros clientes”, puntualizó Pablo Antunez, CEO del Grupo Pérez Companc.

Por su parte, Luis Pérez Companc aseguró que “en energía dimos un paso muy importante en 2015, y en



poco más de tres años con el crecimiento orgánico y la incorporación de Tel3 y ahora Bolland, duplicamos la compañía para enfrentar con éxito los desafíos que el crecimiento de Argentina plantea para este sector”.

“Esta adquisición reafirma la visión estratégica del Grupo Pérez Companc de ser referentes y protagonistas en la construcción de un futuro mejor para nuestro país, y nuestro aporte como grupo empresario se materializa en inversiones como esta y en el esfuerzo que las 10.000 personas que lo conforman hacen por generar valor todos los días”, concluyó.

El 9 de octubre de 2018, en Buenos Aires, Schneider Electric, líder en la transformación digital de la gestión de la energía y la automatización, fue reconocida en la duodécima Reunión Anual de los Nuevos Campeones del Foro Económico Mundial en Tianjin, China, por su fábrica de *Le Vaudreuil*, en Francia, seleccionada como uno de los nueve establecimientos modelo más avanzados del mundo que implementaron las tecnologías de la cuarta revolución industrial a la producción moderna.

Las fábricas designadas como modelos han implementado en forma integral una amplia variedad de tecnologías asociadas a la cuarta revolución industrial y utilizan casos a gran escala, sin perder de vista a las personas y la sustentabilidad como ejes de sus estrategias de innovación. La fábrica de *Le Vaudreuil*, de Schneider Electric, inteligente e integrada, ha incorporado herramientas digitales, como las de realidad aumentada, que permiten a los operadores tener mayor visibilidad de las operaciones, el mantenimiento y el uso de la energía en todos los establecimientos, lo que ayuda a reducir los costos de mantenimiento en un 30% y a aumentar la eficiencia total de los equipos en un 7%.

Schneider Electric exhibe la implementación exitosa de tecnologías de la cuarta revolución industrial para guiar a las fábricas inteligentes del futuro.

El evento conocido como “Davos de verano” o duodécima Reunión Anual de los Nuevos Campeones del Foro Económico Mundial, reunió a más de 2000 líderes de negocios, encargados de elaborar políticas y expertos de más de 80 países, que participaron en debates del más alto nivel sobre el tema de este año: cómo desarrollar sociedades innovadoras en la cuarta revolución industrial. Se estima que la cuarta revolución industrial proporcionará 3,7 billones de dólares a la economía global mediante aumentos de la productividad.

Seleccionadas de una lista de más de 1000 fabricantes, las principales fábricas inteligentes del futuro de todo el mundo fueron reconocidas como establecimientos modelo durante la cumbre por su implementación exitosa con impacto financiero y operativo de tecnologías asociadas a la cuarta revolución industrial.

La fábrica *Le Vaudreuil*, de Schneider Electric fue elegida como uno de los nueve establecimientos modelo más avanzados del mundo que implementan a gran escala tecnologías asociadas a la cuarta revolución industrial. La fábrica incorporó lo último en herramientas digitales, como *EcoStruxure™ Augmented Operator Advisor*, que permite a los operadores usar modelos de realidad aumentada para acelerar la operación y el mantenimiento, lo que produce incrementos en la productividad entre un 2% y un 7%. Su primera implementación de *EcoStruxure™ Resource Advisor* genera ahorros de energía de hasta un 30% y contribuye a la mejora continua a lo largo de los años.

La fábrica *Wuhan*, de Schneider Electric, fue reconocida por la comunidad de expertos del foro como establecimiento modelo en desarrollo por su adopción pionera de tecnologías de fabricación inteligentes en China. Seleccionada como primer establecimiento de implementación digital para el proceso de transformación digital iniciado por Schneider Electric dos años atrás, la fábrica *Wuhan* aprovecha *EcoStruxure™ for Industry* de Schneider Electric, con el fin de establecer el estándar de fábricas inteligentes en China y otras regiones. El establecimiento ha implementado funciones de aumento de rendimiento y confiabilidad de los activos mediante soluciones basadas en la nube y en Internet industrial de las cosas (IIoT), que produjeron el retorno de la inversión en seis meses.

Alain Dedieu, vicepresidente senior de Estrategia para la unidad de negocios Industry, que representó a Schneider Electric en la sesión de trabajo *Building Factories of the Future* (Cómo construir las fábricas del futuro), describió la implementación de las tecnologías innovadoras de Schneider Electric en sus propias plantas a fin de demostrar de qué manera el mundo digitalizado y conectado de hoy ha logrado la excelencia operativa y de los productos, así como una ventaja competitiva mediante la mejora de la experiencia del cliente. Además destacó que las prácticas de la cadena de suministro global de Schneider Electric contribuyen a acelerar el desarrollo de una industria sustentable y ecológica.

De la demostración a la transformación: la red de modelos de fabricación

Más del 70% de las empresas que invierten en tecnología, como en sistemas de análisis de big data, inteligencia artificial o impresión en 3D, no logran llevar los proyectos más allá de la fase piloto. Para abordar los desafíos que enfrentan las industrias, tanto en las economías desarrolladas como emergentes, en lo que respecta a invertir en tecnologías avanzadas, el Foro Económico Mundial lanzó oficialmente la red de “modelos de fabricación” a fin de crear una plataforma de aprendizaje en la que los modelos plasmen los beneficios para el ecosistema de fabricación más amplio, que incluye grandes organizaciones multinacionales, pequeñas y medianas empresas, emprendimientos nuevos, y actores gubernamentales y académicos.

Schneider Electric ahora forma parte de una comunidad selecta de líderes de la cuarta revolución industrial que han aceptado abrir sus puertas para compartir sus conocimientos y prácticas recomendadas con otras industrias (alimentos y bebidas, equipos electrónicos, etc.) y desarrollar un ecosistema de empresas innovadoras, que seguirán creciendo y fomentando la adopción de tecnologías de fabricación inteligentes.

La fábrica de *Le Vaudreuil* ya recibió el reconocimiento de *Vitrine Industrie du Futur* (“Vitrina de la industria del futuro”) de la *Alliance Industrie du Futur*, de Francia. Esta fábrica transformada digitalmente se inauguró el 3 de abril de 2018 en presencia de Sébastien Lecornu, Secretario de Estado francés y Ministro de Transición Ecológica e Inclusiva, y de Jean-Pascal Tricoire, Presidente y CEO de Schneider Electric.

Foro Económico Mundial, *El próximo motor de crecimiento económico: Implementación a gran escala de las tecnologías de la cuarta revolución industrial en producción*, [en inglés].

McKinsey, *La cuarta revolución industrial y las fábricas del futuro*, [en inglés].

Pecom lanza nueva marca

Se realizó el lanzamiento de nuestra nueva marca “PECOM” con el eslogan “Energía que deja huella”. “PECOM” reemplaza la marca “Pecom Servicios Energía”, el estandarte de nuestra compañía en su regreso a la actividad hace más de tres años.

“El nuevo diseño de la marca representa lo que fuimos, lo que somos y lo que queremos ser, poniendo en valor nuestra flexibilidad y capacidad de cambio, rasgos propios de una nueva generación”, indica la empresa que, con el respaldo del Grupo Pérez Companc, aspira a ser la empresa líder en la categoría.

“Somos una compañía con más de 70 años de permanencia en el país, que brindamos soluciones integrales y servicios innovadores, sustentables y de clase mundial en diversos sectores de la energía. Además de fortalecernos en gas y petróleo, nuestro objetivo es seguir creciendo en energía eléctrica y en telecomunicaciones”, agrega su comunicado.



International Bonded Couriers

• Courier Internacional y Nacional
• Cargas Aéreas y Marítimas
• Servicio Puerta a Puerta

Bartolome Mitre 1612 PB c.p. (1037) - Capital Federal
Tel. 0810-3450-422 desde el ext. +54 (11) 4381-7575
E-mail: ventas@ibcinc.com.ar - web: ibcinc.com.ar

Cursos de actualización 2018

NOVIEMBRE

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 1 – Ensayista en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 5 al 10 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DOCUMENTACIÓN DE INGENIERÍA PARA PROYECTOS Y OBRAS

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 8 al 9 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

NACE – PROGRAMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Nivel 2 – Técnico en Protección Catódica

Instructores: *H. Albaya y G. Soto*

Fecha: 12 al 17 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROJECT MANAGEMENT WORKSHOP. OIL & GAS

Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Fecha: 21 al 23 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

PROCESAMIENTO DE CRUDO

Instructores: *E. Carrone, C. Casares y P. Boccardo*

Fecha: 26 y 27 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE GAS

Instructor: *J. Rosbaco*

Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

SISTEMAS DE TELESUPERVISIÓN Y CONTROL SCADA

Instructor: *D. Brudnick*

Fecha: 28 y 29 de noviembre. Lugar: Buenos Aires

DICIEMBRE

EVALUACIÓN DE FORMACIONES CONVENCIONALES Y SHALE

Instructor: *A. Khatchikian*

Fecha: 3 al 6 de diciembre. Lugar: Buenos Aires

Cursos *on line*

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas está lanzando una serie de cursos *online* sobre temas de la industria. Las propuestas bajo esta modalidad *E-Learning* complementan su tradicional calendario de cursos presenciales. Los contenidos estarán disponibles las 24 horas durante los 7 días de la semana con alcance a cualquier punto del país y del mundo. Se incluirán videoconferencias sincrónicas con los instructores, que son profesionales de prestigio internacional y gran experiencia. También se llevarán a cabo, complementando la formación teórica, una serie de ejercicios prácticos, siempre acompañados por los docentes. El primero será: “Herramientas de proyecto: WBS - Administración de alcance”.

Foro de la Industria del Petróleo y del Gas

La mejor opción para
sus consultas técnicas

- Upstream
- Midstream
- Downstream
- Comercialización
- General
- Comisión de Tecnología
- Búsqueda Laboral
- Energía

www.foroiapg.org.ar

iAPG

A AOG

XII ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2019

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

23 – 26.9.2019

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza y Realiza

Realiza y Comercializa



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



messe frankfurt

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com

NOVEDADES DEL IAPG



19 años de la Escuela de Conducción Defensiva en Seccional Sur

Inaugurada el 1 de noviembre de 1999, la Escuela de Conducción Defensiva del IAPG cumplió 19 años, con más de 110.000 personas capacitadas en la industria.

En este tiempo, la escuela logró capacitar de forma gratuita a más de 3.000 personas entre policías, bomberos, estudiantes, empleados municipales y la población en general.

Apostando a brindar un servicio de calidad certificada, la Escuela de Conducción Defensiva es un referente nacional en educación y seguridad vial.



Tradicional donación de zapatillas de Seccional Comahue

Organizada por la Subcomisión de Sustentabilidad y RSE de la Seccional Comahue del IAPG, como todos los años, se realizó la donación de calzado deportivo para niños, una acción que apunta a beneficiar a dos grupos sociales: Por un lado, el taller “Esperanza”, que alberga y protege en jornada diurna a más de 50 niños y adultos con capacidades diferentes. Entre las actividades para su inserción se encuentra la fabricación de varios modelos de zapatillas.

Por otro lado, el IAPG Comahue, desde hace muchos años le compra zapatillas al taller “Esperanza” para donar a distintos establecimientos educativos y de contención social.

En esta oportunidad, entregó calzado a las siguientes instituciones:

- Hogar de Niños Nuestra Señora de la Misericordia, ubicado en el Barrio Progreso de la ciudad de Neuquén, alberga a chicos menores de 12 años en situación de vulnerabilidad.
- Escuela N° 88 Patagonia Argentina, ubicada en la zona de chacras de Río Negro, a la vera de la ruta 151, en un área barrial rodeada de tomas y familias con escasos recursos.
- Parroquia “Santa María Goretti”, barrios de la Comunidad de Fernández Oro (RN).
- Escuela N° 206 “Villa Margarita”, ubicada en una zona barrial rodeada de tomas que alberga a alumnos de familia con escasos recursos. ■



NOVEDADES DESDE HOUSTON



Visita del Secretario de Energía de Argentina



El 17 de septiembre último, en el Hotel DoubleTree Houston Greenway Plaza, se realizó un almuerzo con conferencias al que asistieron el Ing. Javier Iguacel, Secretario de Energía de Argentina; Fernando Oris de Roa, Embajador de Argentina en Washington; Shawn Bennett, Subsecretario Adjunto del Departamento de Energía de los Estados Unidos para Petróleo y Gas Natural y



J. Deaver Alexander, Asesor Principal de Energía, Corporación de Inversión Privada en el Exterior (OPIC).

La presentación estuvo seguida de una sesión de panel donde los oradores respondieron a las preguntas de la audiencia, en general inversores y expertos de la industria. Al día siguiente, se realizaron reuniones individuales.

Luego del almuerzo, los representantes de OPIC ofrecieron un breve taller en el que describieron los instrumentos que pueden ofrecer a los inversionistas en la Argentina. Estos incluyen las instalaciones de deuda senior, seguro de riesgo político y otros.

Tradicional cóctel Anual del IAPG Houston



El 29 de noviembre próximo se realizará el tradicional cóctel anual en Houston, con el fin de celebrar la temporada navideña y el Año Nuevo con los representantes de la industria argentina en Texas.

El evento tendrá lugar en Tango & Malbec para brindar por el comienzo de esta temporada festiva y dar la despedida a 2018 entre amigos.

Para más información: office@iapghouston.org


ÍNDICE DE ANUNCIANTES



3M	67	PAN AMERICAN ENERGY	Retiro de tapa
AESA	21	PECOM SERVICIOS ENERGIA	39
BAKER HUGHES A GE COMPANY	43	PETROCONSULT	77
COMPAÑÍA MEGA	17	SHALE EN ARGENTINA	Retiro de contratapa
ENSI	27	STANTEC ARGENTINA	20
FORO IAPG	98	TACKER SOLUTIONS	45
FUNCIONAL	23	TECPETROL	41
GABINO LOCKWOOD	31	TEXPROIL	Contratapa
GIGA	93	TOTAL	9
HALLIBURTON	13	V Y P	93
HARASIMIUK	47	VALMEC	55
IBC- INTERNATIONAL BONDED COURIERS	97	WINTERSHALL ENERGIA	25
INDURA ARGENTINA	33	YPF	7
INDUSTRIAS QUILMES	16		
IPH	63	Suplemento Estadístico	
MARSHALL MOFFAT	15	HALLIBURTON ARGENTINA	RETIRO DE CONTRATAPA
METALURGICA SIAM	12	INDUSTRIAS EPTA	CONTRATAPA
NOV	71	INGENIERIA SIMA	RETIRO DE TAPA

Fusionamos experiencia,
innovación y tecnología,
**transformando ideas
en resultados**

Ofrecemos soluciones integrales de
completación, basadas en el servicio y en la
innovación, siendo la opción más eficiente
de la industria. Estamos comprometidos con
la Calidad, la Seguridad, el Medio Ambiente
y la Mejora Continua.


www.texproil.com.ar



Texproil

A Sage Rider Company



BALL FRAC VALVE



PLUG AND PERF SYSTEM



MULTI ZONE INJECTOR WELLS



DISSOLVABLE BRIDGE PLUG



COMPOSITE BRIDGE PLUG



SEDE PRINCIPAL - Guillermo Marconi 1800, Parque Industrial, Cipolletti- Río Negro | Tel: +54 299 479-0197/2302 |

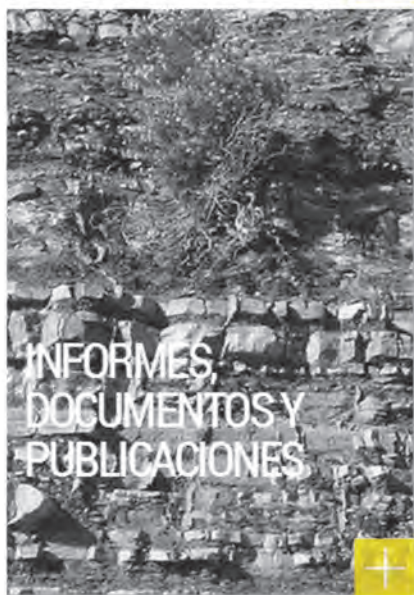
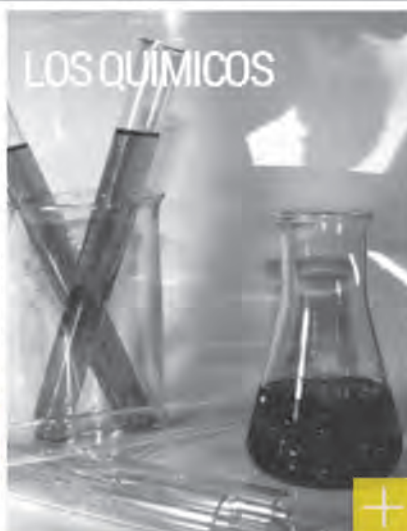
LOCACIÓN DE SERVICIO - Primeros Pobladores 2297 - Neuquén - Argentina | Tel: +54 299 442-9703 |

HOUSTON - SageRider, Incorporated - 12950 South Kirkwood Ste. 160 - | Tel: (877) 219-4730 | www.sageriderinc.com |

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



NOTICIAS

14/01/2014

Vaca Muerta: inician plan de vigilancia ambiental

Tomaron las primeras muestras en cursos de agua. Resultados alentadores.

< >



¿Sabías qué?

Que la formación Vaca Muerta aparece a distintas profundidades e, incluso, en algunas regiones aflora sobre la superficie, pero que por cuestiones físicas sólo pueden explotarse los hidrocarburos que contiene a

< >



www.shaleenargentina.org.ar

Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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