

PETROTECNIA

2 | 22

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6535 - AÑO LXII - 2 | 2022

VIII Argentina Oil & Gas

Jornadas de
Producción
y Desarrollo
de Reservas 2022



Media sponsor de:

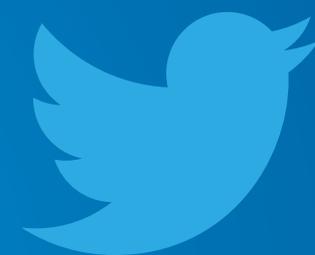


ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

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



facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca



@IAPG_info
@IAPGEduca

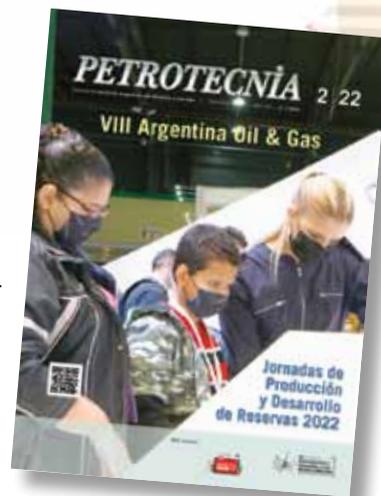


youtube.com/IAPGinfo



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar



Este número de *Petrotecnia* un poco tardío, se debe a que durante este año, que aún no termina, han sucedido muchas cosas. En el nivel mundial, durante este 2022 estamos siendo testigos de una guerra inédita entre Rusia y Ucrania que no solo nos recuerda la fragilidad de la estabilidad mundial que, a veces, damos por definitiva, sino que revela —capa por capa— el mapa de quiénes son los grandes proveedores de energía del mundo y las reglas que gobiernan ese intercambio.

Al cerrar 2021 señalamos lo duro que fueron los dos años de pandemia que dejamos atrás y cómo, a pesar de ello, la industria del petróleo y del gas trabajó para sostener el abastecimiento mundial. Hoy esta situación se extrapola al resto de los países, hoy vemos cómo cada país evalúa las opciones que tiene para abastecerse, desde buscar nuevos proveedores hasta reconsiderar, en algunos casos, fuentes de energía internas que habían descartado.

En esa revisión externa e interna que bulle en todo el globo, lo mejor que nuestro país puede hacer es prepararse para un contexto internacional complejo.

Es lo que hemos tratado en profundidad a lo largo de este 2022, primero en marzo último durante la XIII Argentina Oil & Gas, donde más de 20.000 asistentes se dieron cita para ver los adelantos del sector, el estado de cosas y debatir en profundidad los grandes temas de actualidad que son claves. De ello hablamos en este número.

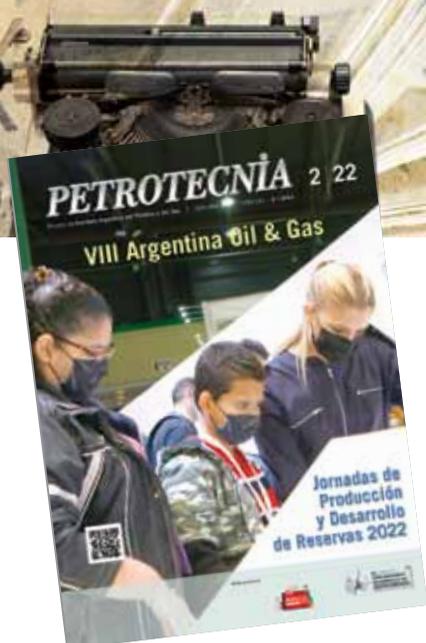
Luego, en agosto, durante la AOG Patagonia, en la ciudad de Neuquén, donde ante la presencia de 13.000 visitantes se desarrollaron días de vertiginosos encuentros entre los trabajadores del sector, los empresarios, los CEO, los representantes de operadoras y de toda la cadena de valor.

Allí, en ese marco, se desarrollaron las primeras Jornadas Integrales de Desarrollo y Producción de Reservorios No Convencionales, bajo el lema “Vaca Muerta, una realidad tangible, un futuro desafiante”, enfocadas en las distintas disciplinas que convergen en el desarrollo y la producción de los reservorios No Convencionales. Nuevamente, se debatieron grandes temas: la seguridad energética, la producción, la construcción de infraestructura y la inserción en el mercado internacional. Se compartieron conocimientos, metodologías, experiencias y trabajos relacionados con la caracterización, el desarrollo, la producción y el transporte de hidrocarburos relacionados con los reservorios tipo *shale oil* y *shale gas*.

Los temas de importancia están sobre la mesa, desde el IAPG generamos todos los medios para construir un tratamiento profundo de cada uno de ellos.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón



Tema de tapa

VIII Argentina Oil & Gas - Jornadas de Producción y Desarrollo de Reservas 2022

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa



08 **Exitosa XIII Argentina Oil & Gas Expo**
En este número destacamos los eventos más significativos de la AOG 2022 así como de las conferencias y las charlas realizadas en el marco de la mayor muestra regional sobre hidrocarburos que realiza el IAPG cada dos años en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Mesas redondas en la XIII Argentina Oil & Gas

12 **Mesa redonda: Mercado del gas natural y gas natural licuado**
Por la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG
Principales ideas de la Mesa II de las Jornadas Estado actual y perspectivas del Gas Natural en la Argentina realizada en marzo en el marco de la AOG 2022.



18 **El gas natural y su rol estratégico en la transición hacia el carbono neutral**

Por la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG

Un repaso por la Mesa III de las Jornadas Estado actual y perspectivas del Gas Natural en la Argentina, realizada en marzo en el marco de la AOG 2022.

22 **Igualdad, diversidad e inclusión en la industria del petróleo y el gas en la Argentina**

Por la Comisión de Diversidad e Inclusión del IAPG

Es común referirse a nuestra industria como de capital intensivo, así como destacar el rol de la tecnología en la concreción de los proyectos. Si bien son factores clave, se vuelven secundarios frente al más importante: el talento de las personas.





30 Los jóvenes profesionales analizaron los desafíos de la industria del Oil & Gas

En el marco de la XIII AOG se llevó a cabo el encuentro de jóvenes profesionales JOG. Se analizó el rol de los jóvenes profesionales y estudiantes de las carreras vinculadas a la industria del petróleo y gas, y se abordaron temas, como *upstream*, *downstream*, inserción laboral, diversidad y transición energética.

Nota técnica

38 Implementación de ventanas operativas de integridad (IOW-API 584) en planta de separación y acondicionamiento de gas

Por Marcos Nicolás Dasso y Candela Rocío Barbisan (GIE Group)

A partir de la implementación de la metodología de inspección basada en riesgo, se establecieron los potenciales mecanismos de daño presentes en una planta de separación primaria y acondicionamiento de gas.

52 Eficiencia en climatización. Sugerencias para optimizar su consumo y medidas de bajo costo

Por Leila Iannelli y Salvador Gil (UNSAM)

En la Argentina, el consumo de energía en edificios (residenciales, comerciales y públicos) es aproximadamente el 31% del total del país. De este consumo, alrededor del 58% se usa para

acondicionamiento de aire, calefacción y refrigeración. En esta nota se discuten algunas medidas de bajo costo para que las familias puedan optimizar el uso de la climatización de sus viviendas y reducir los gastos de este servicio.

60 Microorganismos resistentes al THPS con potencial de actividad corrosiva en la industria petrolera

Por Lina Dominici, Marisa Viera y María Teresa del Panno

La corrosión influenciada microbiológicamente (CIM) es un proceso por el cual los microorganismos pueden iniciar, facilitar o acelerar la corrosión. Distintas sustancias son empleadas en los ambientes industriales para tratar de controlar la presencia de microorganismos en CIM. En la industria petrolera se suele utilizar el sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio (THPS).

Actividades

70 Congresos y jornadas

Los próximos meses, además de las numerosas convocatorias *online* realizadas por las comisiones del IAPG, se suma un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad.

Ofreceremos eventos en ambas modalidades y con idéntica vocación de generar los más completos y calificados seminarios, workshops, jornadas y congresos.

Staff

Director: Ernesto A. López Anadón

Editor general: Martín L. Kaindl

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

Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones:

Mirta Gómez y Romina Schommer

Departamento Comercial: Daniela Calzetti y Graciela Nubile

publicidad@petrotecnia.com.ar

Estadísticas: Roberto López – Mayra Pollano

Comisión de Publicaciones

Presidente: Eduardo Fernández

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

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

Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco

Diseño, diagramación y producción gráfica integral

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

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

Año LXII N° 2 - 2022

ISSN 0031-6598

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

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

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual N° 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Foto de tapa: Gentileza de Diego Tapia



Premio Apta-Rizzuto

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

Comisión Directiva 2021-2023

Cargo

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

Vocal Titular

Revisor de cuentas titular

Revisor de cuentas suplente

Empresa

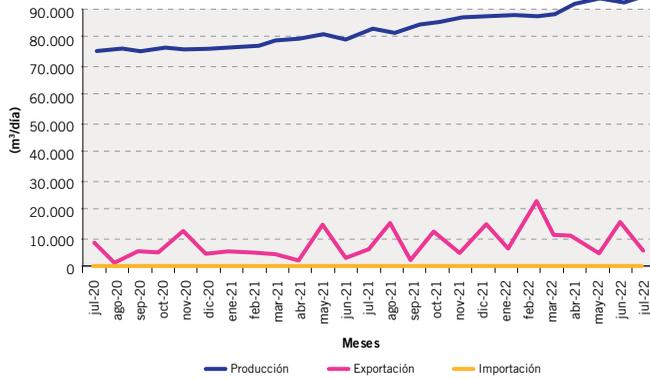
SOCIO PERSONAL
YPF S.A.
SHELL ARGENTINA
RAIZEN
TGS
BAKER HUGES
PECOM SERVICIOS PETROLEROS
TENARIS -SIDERCA
PAN AMERICAN ENERGY
EXXON ARGENTINA
TOTAL AUSTRAL S.A.
CHEVRON
TECPETROL
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)
NATURGY (Gas Natural Fenosa)
PAMPA ENERGÍA
WINTERSHALL
PLUSPETROL
METROGAS
CAMUZZI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

Titular

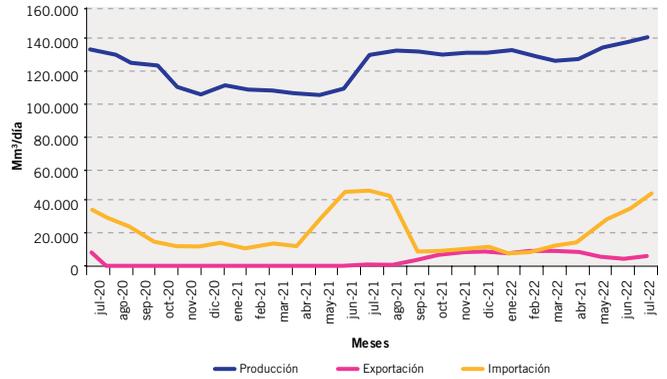
Ernesto López Anadón
Gonzalo Martín López Nardone
Verónica Stanisic
Teofilo Lacroze
Oscar José Sardi
Carlos Alberto Henning
Jorge Javier Gremes Cordero
Diego Ariel Schabes
Rodolfo Eduardo Berisso
Matías Domingo Szapiro
Dra. María Gabriela Roselló Warren
Ricardo Lorenzo Seeber
Pablo Carlos Ledesma
Iván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

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

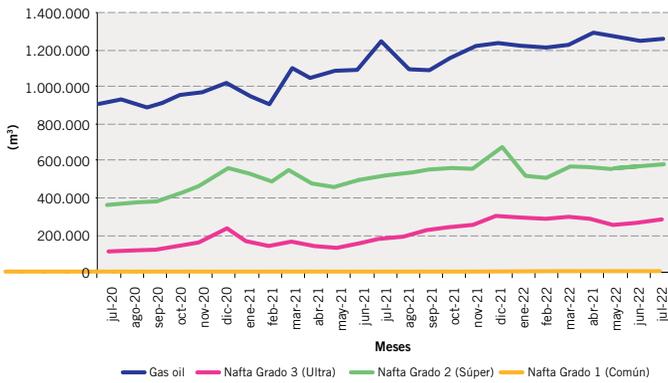
Producción de petróleo versus importación y exportación



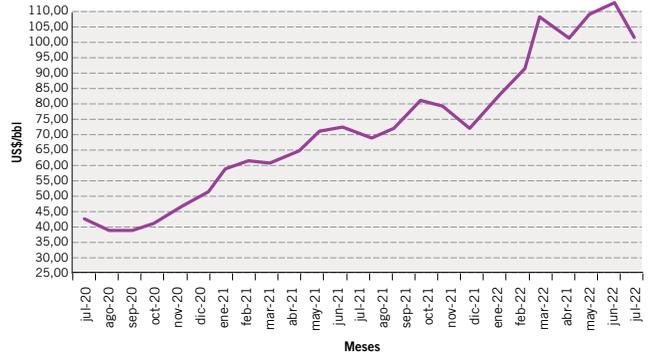
Producción de gas natural versus importación y exportación



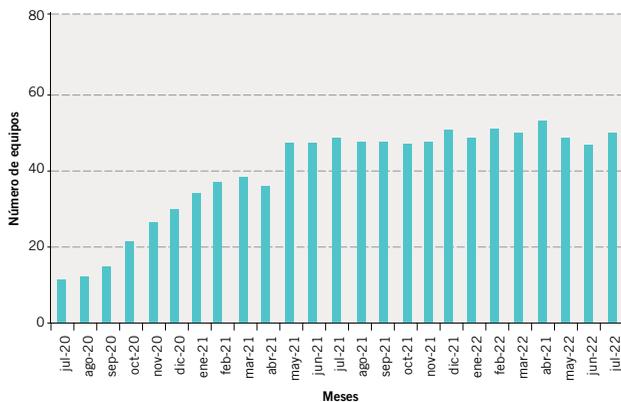
Ventas de los principales productos



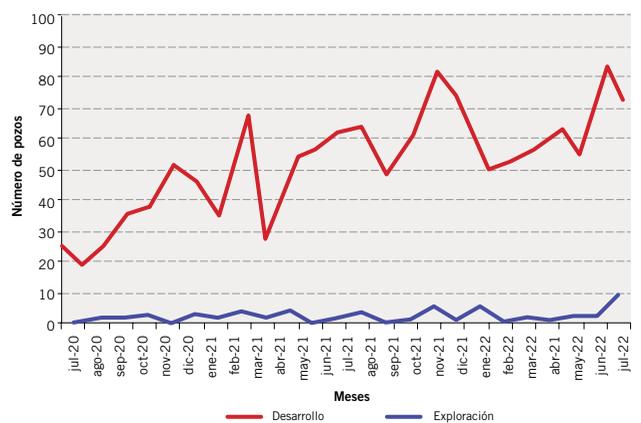
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados



Exitosa XIII Argentina Oil & Gas Expo

En este número destacamos los eventos más significativos de la Expo así como de las conferencias y charlas realizadas en el marco de la mayor muestra regional sobre hidrocarburos que realiza el IAPG cada dos años en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.





Desde hace varias temporadas, en años impares, el IAPG realiza en La Rural, la Argentina Oil & Gas Expo, sin dudas el evento de hidrocarburos más importante de la región. La edición de marzo último fue por demás especial, ya que se trató del verdadero reencuentro de los miembros del sector tras la pandemia, y así lo demostraron con entusiasmo los más de 20.000 visitantes nacionales e internacionales que asistieron.

Esta XIII edición contó con los *stands* de más de 200 empresas expositoras de distintas partes del mundo. Estos cubrieron con *stands* unos 25.000 m² del Predio La Rural.

Unos 18 dirigentes de empresas participaron del Encuentro con los CEO.

Las Jornadas de Producción que describimos en estas páginas incluyeron dos fechas exitosas con 25 oradores de primer nivel, que debatieron acerca de dos temas urgentes en la energía actual del país.



El Ciclo de conferencias AOG presentó siete paneles con ocupación completa de auditorio.

Y en cuanto al capítulo joven, se rompieron los *records* de asistencia: la Jornada JOG (Jóvenes Oil & Gas) convocó a más de 500 asistentes, y constó de 4 módulos con 16 oradores de máximo nivel. Al terminar JOG, el ciclo “La Escuela Técnica visita la AOG” atrajo a 600 alumnos de escuelas técnicas que visitaron la Expo.

Por su parte, las Rondas de Negocios registraron un total de 230 reuniones entre fabricantes y productores argentinos y compradores internacionales provenientes de Bolivia, Colombia, Perú y Brasil.

Los expositores realizaron 50 conferencias técnicas y comerciales con presentaciones de productos.

En el área de cobertura del evento, además de la numerosa prensa, el AOG Channel realizó 40 entrevistas a protagonistas de la industria; y se distribuyeron 18.000 ejemplares del Diario AOG, el cual incluyó 20 páginas con todas las novedades del evento y fue difundido también en versión digital.

A lo largo de dos jornadas académicas realizadas por la Comisión de Producción, se profundizó

en la actualidad del gas y del no convencional. En la primera jornada se trató el “Estado actual y perspectivas del gas natural en la Argentina”, recorriendo el camino del gas, con su rol imprescindible en la Transición Energética, desde el potencial en el reservorio hasta la capacidad de transporte y oportunidades para llegar a los mercados internos y externos. En tanto, durante la segunda jornada se trató el desarrollo de los proyectos no convencionales: “Del piloto a la masificación en el no convencional en la Argentina”, además se analizó en forma completa el camino desde el reservorio, las estrategias de desarrollo de los yacimientos, la eficiencia operativa y los procesos. Entre ellos, las actualizaciones en el no convencional con incrementos de la producción, novedades del petróleo y el gran desafío del gas y su transporte.

A lo largo de la Expo y en diversos momentos se sumó el análisis sobre el *offshore* en el mar Argentino, una nueva promesa que apunta a incrementar la producción y, al mismo tiempo, la transición energética en el camino a energías cada vez más limpias. Mostraremos algunos de los principales extractos de esta muestra.



**Cientos de activos en toda la planta.
Cientos de empleados responsables
de la producción.**

**Cuando un activo crítico comienza a fallar,
su equipo necesita información clave para
tomar la mejor decisión.**

USTED PUEDE HACERLO

Colabore en las decisiones claves en cualquier momento y en cualquier lugar.

Mantener los programas de producción a menudo significa lidiar con lo inesperado – de forma rápida y precisa. Plantweb Optics de Emerson es un software de colaboración que conecta el equipo de producción a través de dispositivos móviles con información que es accionable y específica para cada miembro del equipo.

Para desbloquear comunicación en su planta visite [Emerson.com/CollaborationSoftware](https://www.emerson.com/CollaborationSoftware).

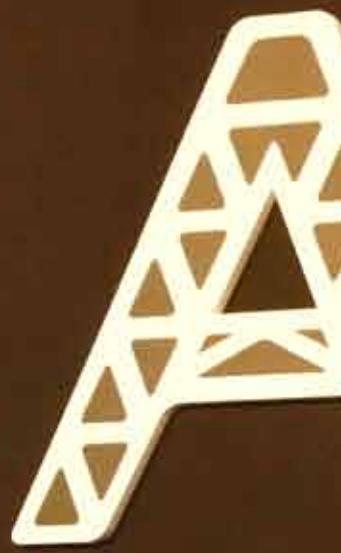


The Emerson logo is a trademark and a service mark of Emerson Electric Co. © 2019 Emerson Electric Co.



CONSIDER IT SOLVED™

Casares
Independiente
as energéticos



Mesa redonda: Mercado del gas natural y gas natural licuado

Por la *Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*

The logo for the XIII Argentina Oil & Gas conference. It features the letters 'AOG' in a large, bold, white sans-serif font. To the left of the 'A' is a stylized white graphic of an oil rig. Below 'AOG' is the text 'XIII ARGENTINA OIL & GAS' in a smaller, white, all-caps sans-serif font. In the top left corner, there is a small circular logo with the letters 'IAPG' inside.

AOG

XIII ARGENTINA OIL & GAS

Principales ideas de la Mesa II de las Jornadas Estado actual y perspectivas del Gas Natural en la Argentina realizada en marzo en el marco de la AOG 2022.



En las Jornadas realizadas por la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas en el marco de la AOG 2022, en marzo último en La Rural, los panelistas Gabriela Aguilar (CEO de Exceletrate) y Carlos Casares (consultor independiente y ex Subsecretario de Hidrocarburos de la Nación) conversaron sobre el mercado del GN y el GNL. La mesa fue moderada por las expertas en gas Claudia Trichilo y María Carmen Tettamanti.

A continuación, se detallan las principales conclusiones de los expertos.

En su presentación, Carlos Casares y Gabriela Aguilar coincidieron en poner de manifiesto la considerable disponibilidad de reservas de gas en cuencas de la Argentina y destacaron las que corresponden a yacimientos no convencionales de la cuenca neuquina.

En estos yacimientos, la formación Vaca Muerta concentra el 73% de las reservas probadas en el país. El desarrollo de estas reservas requiere de la construcción de la infraestructura necesaria que permita ponerlas a disposición de la demanda doméstica y/o para su exportación.

Parte importante de esta infraestructura necesaria es el reciente lanzamiento del gasoducto de transporte Presidente Néstor Kirchner, que permitirá conectar Vaca Muerta con el nodo Buenos Aires/Litoral, donde se localiza el 65% de la demanda y potencia la exportación de gas natural a través de ductos a Uruguay, Brasil y Chile.

El gasoducto consiste en el tendido de 563 km de cañería de 36" de diámetro, entre Tratayén (provincia del Neuquén) y Salliqueló (provincia de Buenos Aires), con una capacidad inicial de transporte de unos 11 MM m³/d, que a futuro —en una segunda fase— se completará con 470 km en 36" hacia San Jerónimo (provin-

cia de Santa Fe), y alcanzará una capacidad de 40 MM m³/d con plantas compresoras (Figura 1).

Según Casares, adicionalmente a este nuevo gasoducto, es necesario la construcción de un sistema de transporte dedicado a la exportación de GNL desde el puerto de Ing. White en Bahía Blanca. La propuesta consiste en la construcción de un gasoducto de 600 km de longitud entre la cuenca neuquina y el puerto de Bahía Blanca con una capacidad de no menos de 20 MM m³/d, que transporte gas natural sin extracción de NGL's (líquidos del gas natural), para su posterior extracción de los C2+, licuefacción y exportación de GNL (Figura 2).

Gabriela Aguilar, en tanto, indicó que la Argentina "no debiera ser el único mercado que capture el volumen creciente de la producción de gas de Vaca Muerta", ya que se trata de la demanda también de la región.

Se abre una oportunidad fantástica de ser los proveedores de gas natural no solo por los gasoductos existentes, sostuvo Aguilar, sino también por la exportación en forma líquida. Los cargamentos de GNL son centrales en el nivel mundial, y hoy no se habla más de "primero lo nuestro", sino de tener una visión que considere el GNL como una herramienta necesaria para dotar a todo el sistema de la flexibilidad que se requiere para lograr un esquema eficiente de abastecimiento de gas en el país.

Por lo tanto, el GNL desempeña un rol fundamental en la transición energética hacia energías renovables, no solo en su uso a gran escala para exportación de GN, sino también en su uso como complemento de la infraestructura de gasoductos troncales de transporte, tanto para alimentar la demanda interna como para abastecer la demanda regional.





Figura 1. Los desafíos del gas de Vaca Muerta. Nuevo sistema de transporte.

La disponibilidad de la infraestructura necesaria para la licuefacción y el almacenaje de gas natural permitirá ubicar los excedentes de producción en períodos en los que la oferta doméstica de gas supera los niveles de la demanda. Adicionalmente se destacan las posibilidades de uso del GNL a menor escala en el país, como combustible para el transporte fluvial y terrestre y el abasteci-

miento de localidades alejadas de los sistemas de transporte de gas natural.

Casares, en tanto, señaló que el gasoducto entre Tratayén y Salliqueló es un primer paso: “No podemos quedarnos ahí”, expresó. “También podemos tener varios proyectos dedicados a exportar, la ley lo permite. Tenemos garantizado el abastecimiento y podemos además





Figura 2. Sistema dedicado a petroquímica y exportación.

tener proyectos dedicados a exportar". Como ejemplo, Casares hizo referencia a las experiencias de otros países en el desarrollo del mercado del GNL: el caso de Emiratos Árabes, Malasia, Indonesia y Australia y ofreció datos concretos respecto a caudales de Importación y Exportación en cada uno de ellos, que dan cuenta de un equilibrio en el abastecimiento de estos países a través del uso

óptimo de los recursos disponibles (Figura 3).

Para cerrar, esta mesa concluye que el escenario de precios que muestra el mundo pospandemia agravado por el conflicto bélico actual, a diferencia de la situación observada en el pasado reciente, permite visualizar un futuro alentador para la exportación a través de gasoductos en la región y vía transoceánica.

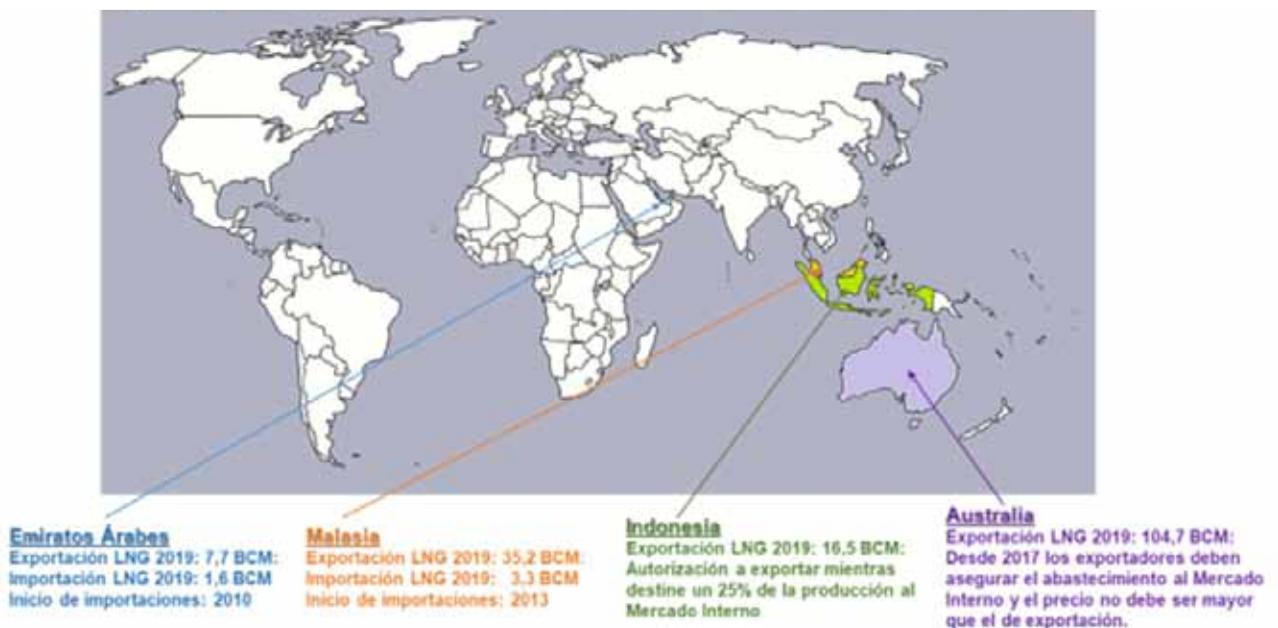


Figura 3. Ejemplo de equilibrio de abastecimiento de GN.



HISTORIA, PRESENTE Y FUTURO

CÓDIGO DE PRODUCTO:
121916131
Borcegui Leñador

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

Seguinos y enterate las últimas novedades:

  pamperousointensivo

www.pampero.com.ar



 **Pampero**

USO INTENSIVO



Un repaso por la Mesa III de las Jornadas Estado actual y perspectivas del Gas Natural en la Argentina realizada en marzo en el marco de la AOG 2022.

El gas natural y su rol estratégico en la transición hacia el carbono neutral

Por la *Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG*



En las Jornadas realizadas por la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas en el marco de la AOG 2022, en marzo último en La Rural, los panelistas José Luis Sureda (ex Secretario de Recursos Hidrocarburos de la Nación) y Ramiro Rodríguez (licenciado por la Universidad Nacional de Córdoba y socio de la Consultora Calden) conversaron sobre el papel del gas como puente hacia el carbono neutral. La mesa fue moderada por Daniel Ragazzini y Fernando Salvetti.

En principio, el Lic. Ramiro Rodríguez refiere que el incremento de la temperatura de la Tierra es provocado por el aumento de la cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI), cuyo 78% corresponde a dióxido de carbono (CO_2), respecto de la concentración de equilibrio. Los GEI forman parte de la atmósfera y la porción distribuida en la estratosfera, filtran parte de la radiación solar que la Tierra absorbe parcialmente, emitiendo el resto nuevamente hacia la atmósfera, en una frecuencia llamada térmica o infrarroja.

Esta radiación es absorbida y remitida por los GEI hacia la Tierra, incrementando su temperatura superficial. El Planeta es humanamente habitable gracias a este proceso, ya que de lo contrario las oscilaciones térmicas entre día y noche serían similares a las de los planetas que carecen de atmósfera, haciendo que la temperatura media de la superficie terrestre fuera de 32°C bajo cero en lugar de los actuales 15°C .

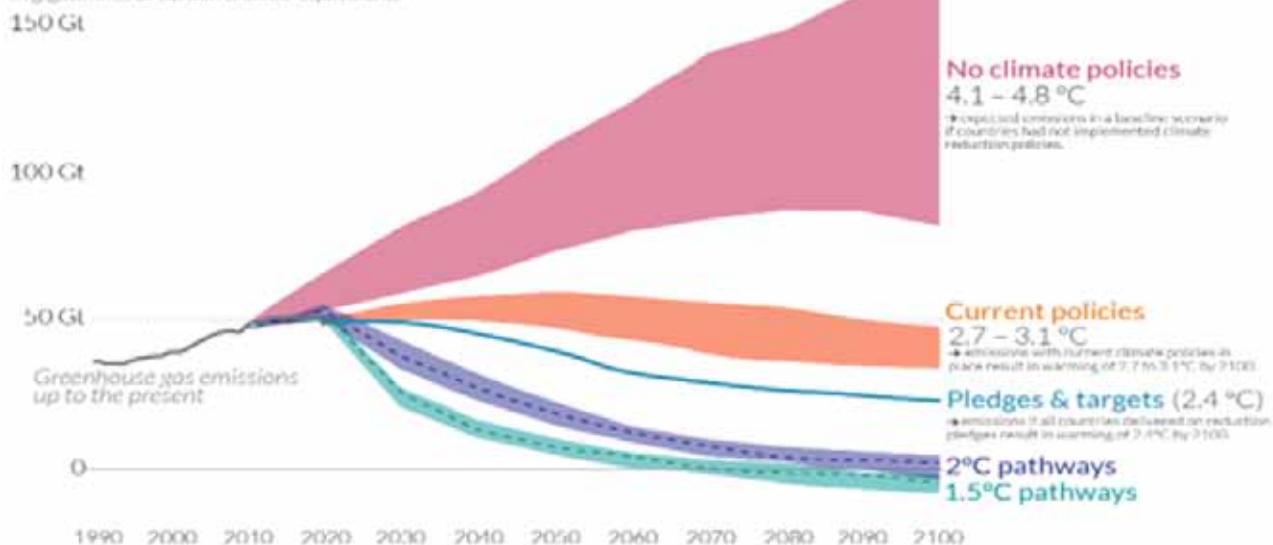
En línea con lo expuesto por el informe del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), el Acuerdo de París (ratificado por Argentina por medio de la Ley 27.270) prescribe mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2°C respecto de los niveles preindustriales (año 1850 aproximadamente), en caso ideal a $1,5^\circ\text{C}$.

Para moderar el cambio climático, la concentración de GEI en la atmósfera debe estabilizarse y sus emisiones deben reducirse a cero neto, esto es, emitir a la atmósfera la misma cantidad de gases que pueden ser absorbi-

Global greenhouse gas emissions and warming scenarios Our World in Data

— Each pathway comes with uncertainty, marked by the shading from low to high emissions under each scenario. Warming refers to the expected global temperature rise by 2100, relative to pre-industrial temperatures.

Annual global greenhouse gas emissions in gigatonnes of carbon dioxide-equivalents



Data source: Climate Action Tracker based on national policies and pledges as of May 2021. OurWorldinData.org - Research and data to make progress against the world's largest problems. Last updated: July 2021. Licensed under CC BY by the authors Hannah Ritchie & Max Roser.

dos por los principales sumideros naturales de carbono: suelo, bosques y océanos, que asimilan el carbono atmosférico y lo transforman en oxígeno. Reducir las emisiones hacia cero neto será uno de los mayores desafíos del mundo en los próximos años.

En la figura se observan futuros escenarios de emisiones de GEI bajo una variedad de supuestos: si no se implementaran políticas climáticas; si continuaran las políticas actuales; si todos los países cumplieran sus

compromisos futuros actuales de reducción de emisiones; y caminos necesarios que sean compatibles con limitar el calentamiento a 1.5 °C o 2 °C de calentamiento este siglo.

Para alcanzar esta meta, en el proceso de descarbonización, las emisiones de CO₂ deben disminuir de manera semejante a lo ocurrido en 2020 en la pandemia por COVID-19, durante 30 años. Esta transformación requerirá inversiones que se estiman en más de 150 billones de dólares en ese período, alrededor de un 5% del PIB mundial. Sin embargo, el costo de la inacción a finales de siglo es aún más incierto y se estima entre el 3% y el 20% del PIB mundial.

La hidrogenación de CO₂ produciendo combustibles líquidos y productos químicos no solo puede realizar la utilización de recursos de carbono, sino también facilitar el almacenamiento y transporte de energía renovable, en proceso sinérgico muy deseable.

De esta manera, el sector O&G tiene la oportunidad y las capacidades necesarias de aprovechar sus activos y conocimientos, al utilizar las competencias de la cadena de suministro, algo esencial para la integración energética y la captura, el almacenamiento y la utilización de carbono.

Por su parte, el ingeniero Jose Luis Sureda, consultor y ex Secretario de Recursos Hidrocarburos de Argentina, manifestó que, con la progresiva recuperación luego de la pandemia se comenzó a incrementar el nivel de consumo energético en todo el mundo y especialmente en Europa.

Específicamente en este continente, coincidentemente con la recuperación, se presentó un invierno más frío de lo habitual que, sumado a bajos stocks de gas natural y condiciones climáticas desfavorables para la generación de energía eléctrica renovable, crearon una crisis con pre-





cios energéticos nunca alcanzados en el pasado. Una de las lecciones aprendidas fue que la generación de Energía Renovable Variable (VRE, por sus siglas en inglés), si no cuenta con fuentes alternativas firmes en casos como estos, afectan seriamente la seguridad energética.

El mundo no admite vivir sin combustibles fósiles, aseveró Sureda. Actualmente, las personas quieren disponer de la energía en la cantidad y en el momento en que la requieran. Para vivir sin combustibles fósiles deberían aceptar una caída en la calidad (estándar) de vida (algo a lo que no están dispuestas).

Con las crisis comentadas se aprendió que no se puede ir tan rápido con la transición energética.

Repentinamente, parece haber cambiado el paradigma, la seguridad de suministro energético pasó a ser

el nuevo objetivo a alcanzar en las economías centrales (antes la transición energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)).

Entre los combustibles fósiles y, teniendo en cuenta la necesidad de lograr una reducción en la emisión de GEI, el gas natural resulta ser ideal, porque es el que menor cantidad de dióxido de carbono emite, y, por lo tanto, se espera que ocupe un lugar preponderante en la matriz energética de la transición.

Debido a su particularidad, en la actualidad y de manera creciente, el gas natural es una importante fuente de energía mundial, llamado a ser el combustible fósil óptimo para una transición energética libre de crisis. La Argentina no es ajena a esta realidad y, sin lugar a dudas, el gas natural es el mejor aliado de este proceso.





Igualdad, diversidad e inclusión en la industria del petróleo y el gas en la Argentina

Por la *Comisión de Diversidad e Inclusión del IAPG*

Es común referirse a nuestra industria como de capital intensivo, así como destacar el rol de la tecnología en la concreción de los proyectos. Si bien son factores clave, se vuelven secundarios frente al más importante: el talento de las personas.

La Comisión de Diversidad e Inclusión, creada recientemente por el IAPG, está realizando gran cantidad de actividades, entre ellas la elaboración de un informe sobre la agenda de género en la industria del petróleo y del gas, algo sin precedentes en nuestro país; además de diversas presentaciones y conferencias, como la que se realizó en el marco de la Argentina Oil&Gas Expo. En esta nota compartimos las principales ideas.

Producir petróleo y gas y transformarlos en productos valiosos para la sociedad en entornos demandantes requiere de una suma de talentos, sobre todo porque la complejidad de los proyectos conduce a la especialización y dispersión de conocimientos y habilidades. La respuesta organizacional inteligente es la formación de equipos de alto desempeño que resulten superiores a la suma de individualidades. Es aquí donde se destaca el valor de la diversidad como base para el desarrollo de organizaciones sustentables.

En los equipos diversos se generan interacciones enriquecidas por el aporte técnico de los especialistas y el contraste, ya sea de género, edad, nacionalidad o experiencia. A su vez, se produce mayor valor en los procesos de innovación y creatividad que aseguran soluciones de calidad, retención de talentos, mejora del clima laboral y que potencian la reputación de las empresas. De estas interacciones resulta también el crecimiento personal de cada uno de los individuos del grupo, porque los valores y creencias de cada uno, sometidos al escrutinio y contraste con los de personas con otro bagaje, abren la oportunidad de revisar, cuestionar, cambiar.

Nuestra industria se desarrolló en el siglo XX con una dinámica paralela a la de otras actividades, una estricta definición de roles que segregaba a funciones periféricas a las mujeres. Esta tácita admisión de que trabajábamos con solo la mitad del recurso del talento disponible se sostenía en el mito de la debilidad física y diversos prejuicios que pronto se fueron derribando. De a poco, las carreras de ingeniería y geología, tradicionalmente masculinizadas, se poblaron de mujeres, que empezaron a verse en las operaciones de campo. Las alumnas de los años setenta fueron las operadoras de *wireline* de los ochenta y creció su presencia en los ambientes más demandantes. En 1998, la elección de De Ann Craig, la primera mujer presidente de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), le dio significado institucional al cambio. En la actualidad, las mujeres se desempeñan en todos los ambientes y disciplinas con probado profesionalismo. Aunque no podemos desconocer que todavía hay un camino por recorrer hasta que las únicas barreras al desarrollo en nuestra industria sean las de la competencia y el compromiso.

El IAPG, alineado con las mejores prácticas de la industria, formó a fines de 2020 una comisión de Diversidad e Inclusión (D&I), con el objetivo de alentar en el sector del oil & gas (O&G) la cultura del respeto a la diversidad y la no discriminación, una acción expresa de la agenda global con la diversidad e inclusión como promotoras de innovación, sustentabilidad y competitividad de la industria.

El foco de la comisión es la diversidad en sentido am-

plio conceptual —con énfasis en la perspectiva de género—, que abarca creencias, discapacidades, edad, estado civil, etnia, nacionalidad, orientación sexual, ideología, formación, procedencia y religión, además de promover políticas y acciones específicas que aseguren los beneficios de una fuerza laboral más equilibrada.

La agenda de género en el sector de oil & gas en la Argentina

La comisión de D&I del IAPG y la consultora Grow-Género y Trabajo elaboraron, en mayo de 2022, un informe del estado de situación de la agenda de género en el sector de O&G en la Argentina, que se constituye como la línea de base para planear acciones a futuro y monitorear su evolución.

En la reciente Argentina Oil & Gas Expo 2022, referentes de esta temática debatieron los resultados de este trabajo. Participaron del panel Javier Tabakman, socio y director regional de Mercer para Latinoamérica; Verónica Baracat, coordinadora del Programa País de ONU Mujeres en Argentina; y Lucas Utrera, director asociado de Sustentabilidad de SMS Latinoamérica. Los panelistas caracterizaron al sector de O&G como un área masculinizada e identificaron barreras para la equidad de género, como la segmentación del mercado de trabajo, el sesgo en las tareas de cuidado y los estereotipos de género. Concluyeron en la necesidad de incorporar la mirada de género en toda la organización para evitar el error de pensar que no hay que trabajar en diversidad.

El análisis de la agenda de género del sector O&G se basa en una encuesta diseñada específicamente que recibió respuestas de 43 empresas y abarcó 63.000 puestos de trabajo. Esta muestra representa el 46% de los empleos directos de la cadena de valor del sector.



El fuerte sesgo de género de la industria se reflejó en los datos de la encuesta sobre dotación: el 18,1% son mujeres, muy por debajo del 33% de participación de mujeres en el sector privado total de la Argentina según datos del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación. Cuando se examinan los subsectores, la mayor representación femenina se da en el área de servicios y actividades de apoyo con un 32%, y se reduce en apenas el 7-9% en los subsectores de perforación, terminación y servicios de pozo y en el de ingeniería, construcción y servicios a la producción.

Estos indicadores se mantienen sin cambios desde hace una década y retrasados respecto de otras regiones. En Europa, la presencia femenina en la fuerza laboral de O&G alcanza un 33% y en América Latina, el 21%. El retraso relativo se agudiza en las posiciones jerárquicas: menos del 5% de los cargos de dirección son ocupados

por mujeres, en parte porque la baja participación de la población femenina en posiciones de base y mandos medios impide alcanzar un mejor balance en los altos cargos. Se pierde así casi el 30% de participación en puestos de dirección (Figuras 1 y 2).

En una industria con un marcado perfil técnico resulta significativo poner el foco en el perfil de las personas que se desempeñan en los roles operativos. Del informe se desprende que cuanto más operativo es el subsector, menor es la presencia de mujeres. En contraste, crece la participación femenina en áreas de soporte transversales a la organización que, sin bien no es el *core* de la industria, representa el 12% del empleo total del sector. En conjunto, apenas un 4,3% de los roles operativos son desempeñados por mujeres. Uno de los principales desafíos del sector, ya que estas áreas representan el 41% del empleo total y son críticas para mejorar las perspectivas de promoción.

El sesgo de género en las actividades centrales del negocio vuelve a hacerse evidente cuando en 13 de las 19 áreas funcionales identificadas (como son la exploración, el desarrollo de reservas o la producción), más del 60% de las personas son de género masculino y solo en 5 de estas áreas aparecen balanceadas en cuanto a género. Las mujeres superan el 40% del personal en solo uno de los 19 sectores funcionales: el área de comunicaciones. Es significativo que en la nómina de las empresas de perforación, terminación y servicio de pozos —actividad que concentra el mayor volumen de inversiones de la industria—, se alcanza apenas un 7% de mujeres en la nómina, en contraste con el 32% en actividades de apoyo (Figura 3).

Un rasgo común en los distintos sectores laborales es la sobrerrepresentación de mujeres en ciertas ramas, una segmentación horizontal de género que deriva en la existencia de puestos asumidos como femeninos —las llamadas “paredes de cristal”—. Mientras que los varones se concentran en trabajos definidos *a priori* como mas-

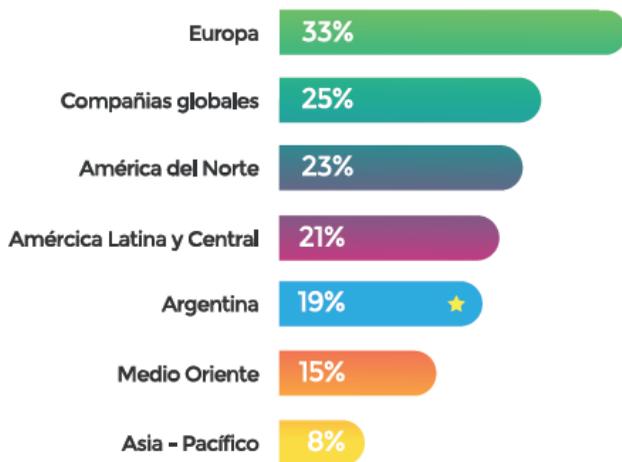


Figura 1. Mujeres en el sector de O&G. Argentina y regiones del mundo. Fuente: Argentina: MTEySS (empleo privado registrado, segundo trimestre, 2019. Regiones: Untapped Reserves 2.0-Driving Gender Balance in Oil and Gas, 2021. World Petroleum Council and Boston Consulting Group.).

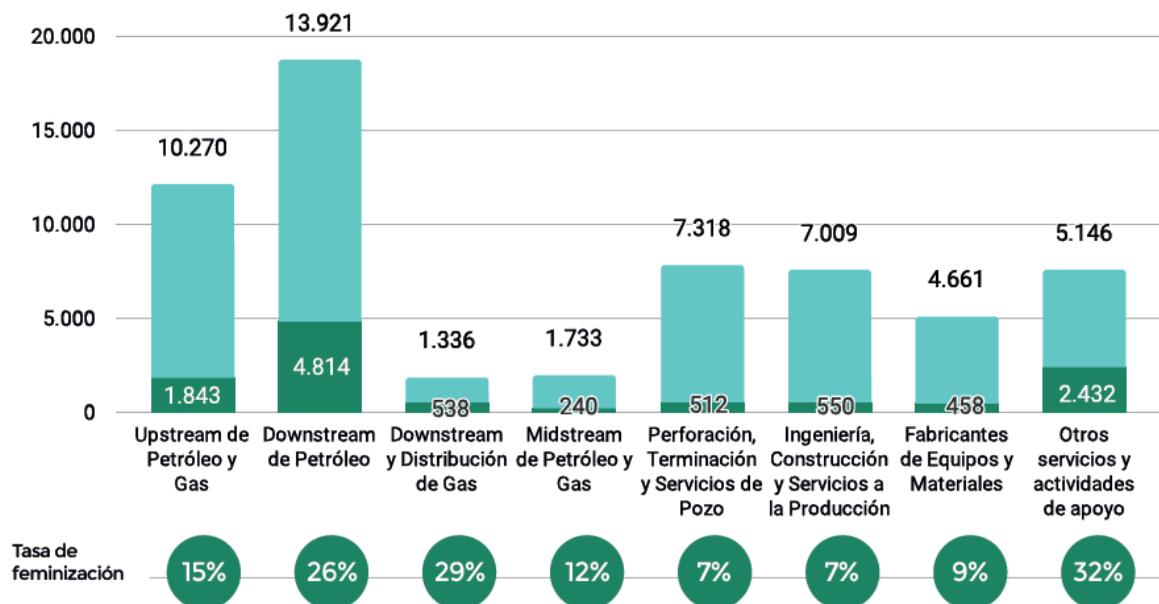


Figura 2. Dotaciones por género (en cantidad de personas) y tasa de feminidad por subsectores de la cadena de valor.

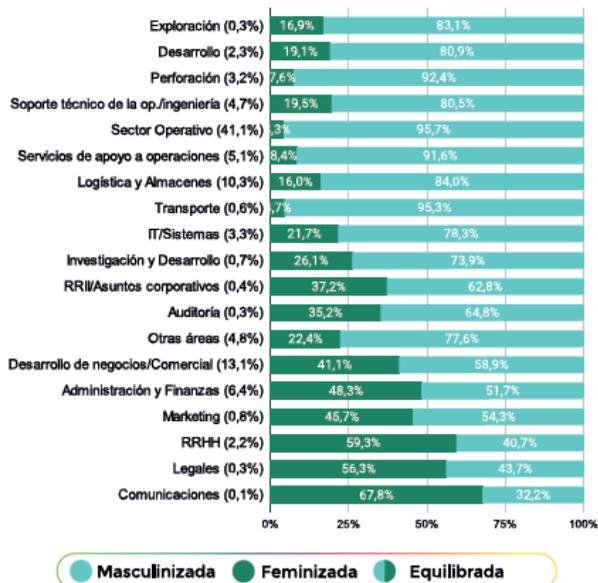


Figura 3. Composición de género de las áreas funcionales en el sector de O&G en la Argentina.

Nota: entre paréntesis se indica el peso del área en el empleo total.

Fuente: Encuesta sobre género IAPG-GROW (2022).

culinos: industria, transporte, construcción, entre otros. Los resultados del relevamiento del sector de O&G muestran que las trabajadoras mujeres se concentran en las áreas de apoyo al negocio, administración y finanzas, y comercial y desarrollo de negocios, dos espacios que explican el 29,7% y el 17,1% de la dotación femenina total, en cambio los varones se concentran principalmente en el sector operativo, que agrupa un 48% de la dotación total de varones (Figura 4).

Educación y capacitación

Las decisiones relativas a educación y capacitación, asociadas a expectativas sobre oportunidades de trabajo y desarrollo profesional, se ven influidas por los estereotipos y los sesgos iniciales.

Para aumentar el equilibrio de género en la industria de O&G, es imprescindible promover una mayor participación de las mujeres en carreras técnicas y acompañarlas, con el fin de evitar su deserción de manera prematura al encontrarse en un espacio de trabajo altamente masculinizado. De esta forma el sector tendría la oportunidad de acceder a una reserva crítica de talento.

Según las estadísticas oficiales, en la Argentina las mujeres representan más del 25% de los estudiantes universitarios en las carreras afines al sector, y casi el 28% de los graduados en ese ámbito, con picos de 42% en geología y más de 54% en geofísica, ingeniería química y ambiental. Esto también se refleja en el ámbito laboral, donde los varones predominan en funciones técnicas y operativas (el 32% de las posiciones en el sector), mientras que las mujeres se desempeñan solo en un 14% de esos roles. En otro orden, las mujeres tienen una mayor presencia en puestos profesionales que requieren niveles terciario, universitario y superior. En este punto, las cifras habilitan una lectura adicional: para las mujeres el acceso a la industria exige requisitos más estrictos que para los varones (Figura 5).

Un indicador significativo es que el 38% de las empresas encuestadas mantiene alianzas con instituciones educativas que ofrecen pasantías o becas a mujeres y

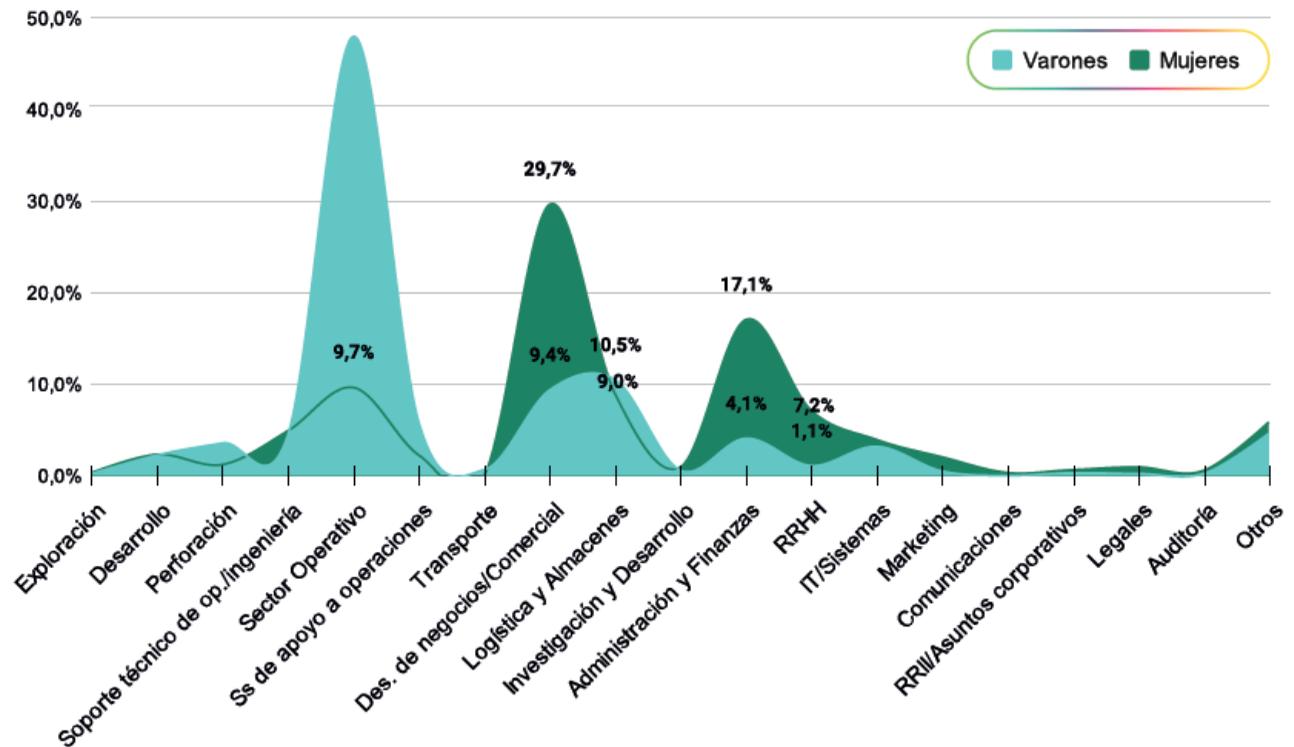


Figura 4. Distribución de varones y mujeres por áreas funcionales en el sector de O&G en la Argentina.

Fuente: Encuesta sobre género IAPG-GROW (2022).

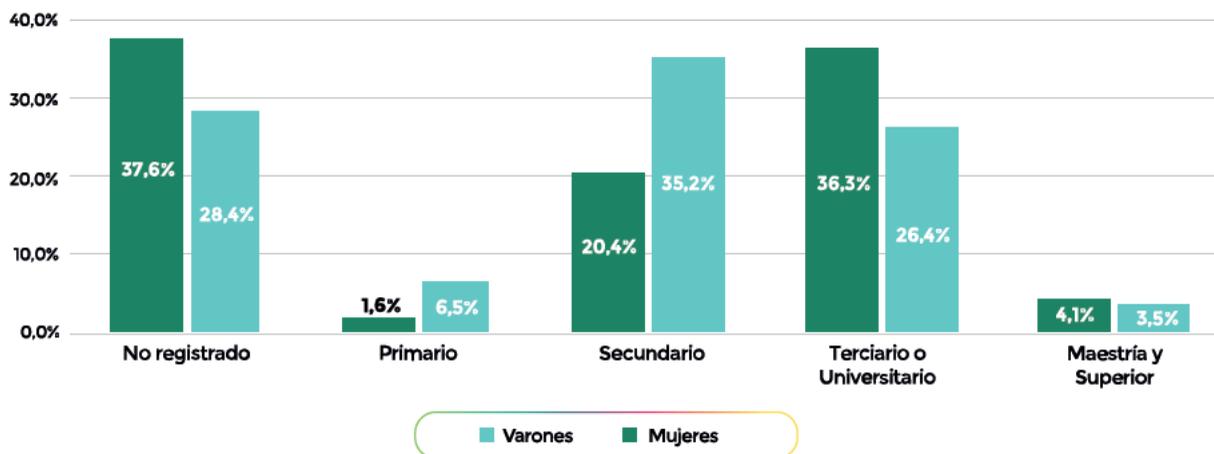


Figura 5. Distribución de la dotación por género y nivel de instrucción en el sector de O&G en la Argentina.

Fuente: Encuesta sobre género IAPG-GROW (2022).

otras identidades, de esta manera promueven la inserción en carreras y sectores masculinizados.

Acciones

- Desarrollar programas específicos que faciliten la inserción de mujeres en áreas masculinizadas o roles no tradicionales, que incluya puestos técnicos y operativos no profesionales.
- Capacitar sistemáticamente en temas de género, diversidad e inclusión a todo el personal, con actividades específicas para niveles de liderazgo y alta gerencia.
- Implementar alianzas y acuerdos con universidades y ofrecer programas específicos para mujeres en puestos de perfil profesional que consideren principalmente las carreras con mejor balance de género.

Políticas corporativas en relación con el género

Las políticas en relación con la agenda de género representan el compromiso de la organización con una cultura más inclusiva, y le dan jerarquía y sostenibilidad a la vez que marginan las prácticas no documentadas.

El compromiso de una organización con una cultura más inclusiva y diversa se formaliza con la conformación de espacios específicos, la documentación de políticas DEI y la elaboración de planes de acción sistematizados que definan y prioricen los objetivos de la agenda laboral inclusiva.

Según el estudio, el 42% de las empresas encuestadas tiene una política escrita sobre género y diversidad, aunque en el 58% de los casos se trata de políticas derivadas de la casa matriz que no fueron adecuadas localmente y, por lo tanto, podrían carecer de criterios normativos internos o dimensiones locales relevantes, como el lenguaje.

En el 33% de las organizaciones existe un comité de diversidad —el 87% fue creado en los últimos cinco años, lo que da cuenta de su reciente institucionalización— y casi el 29% de las empresas ha documentado un plan de acción en relación con esta agenda. El hecho de que una baja proporción de organizaciones hayan defi-

nido objetivos y responsables y asignado un presupuesto específico para su ejecución demostraría que al cambio cultural es incipiente. Es interesante observar que el avance de estos compromisos en las empresas encuestadas se relaciona con una mayor tasa de mujeres en su dotación, lo que muestra cómo las buenas prácticas se realimentan en un círculo virtuoso (Figura 6).

Las políticas de cuidado —esenciales para el bienestar integral de las personas— son una responsabilidad compartida por el Estado, las familias, la sociedad civil y el sector privado. Las empresas pueden contribuir hacia formas más equitativas del cuidado, con la implementación de políticas de corresponsabilidad y conciliación familiar y laboral dirigidas a su personal, que resultan indispensables en la Argentina, donde las leyes de empleo relacionadas con este tema todavía están demoradas e incluso refuerzan la representación social que asigna a las mujeres el rol preponderante en estas tareas y, con frecuencia, afectan sus trayectorias laborales. Por ejemplo, la diferencia entre licencia por nacimiento ofrecidas a varones y mujeres, como otras medidas que buscan la equidad, cuando la empresa se compromete con iniciativas dirigidas a la conciliación de la vida familiar y laboral genera un impacto positivo en relación con el bienestar del personal.

Según el relevamiento, los beneficios aplicados en este aspecto están orientados en mayor medida hacia las

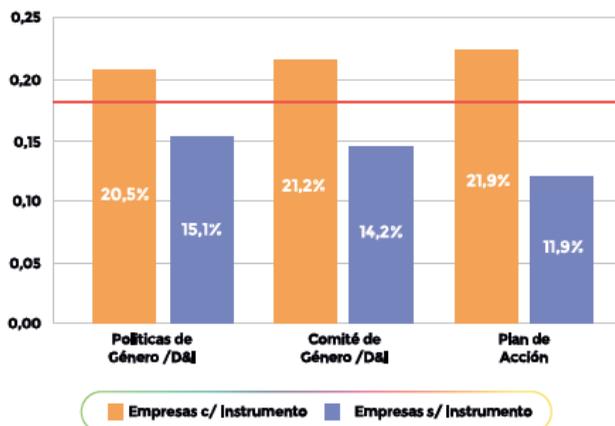


Figura 6. Tasa de feminidad según el avance de los compromisos institucionalizados en materia de D&I.

Fuente: Encuesta sobre género IAPG-GROW (2022).

mujeres, replicando el sesgo maternalista de los cuidados de la legislación argentina, aunque se destaca el avance en relación con las licencias adicionales que el 66% de las organizaciones ofrecen a los padres, con plazos de 2 a 30 días por encima de los fijados por ley.

Los sesgos también se manifiestan en los procesos de reclutamiento y selección de personal y en el análisis de los desempeños ante oportunidades de promoción y desarrollo profesional, donde se observan oportunidades de mejora en la construcción de espacios de trabajo más inclusivos.

Al consultar a las empresas del sector sobre estas cuestiones, un 76% recurre a fuentes de reclutamiento diversas, aspecto fundamental para atraer perfiles más heterogéneos. El 67% solo solicita requisitos y competencias estrictamente necesarias para el puesto, lo que alienta, dada su propensión a presentarse solo si cumplen con el total de los requisitos, a que más mujeres y otras diversidades se postulen.

Existe también espacio para mejorar: solo una de cada cuatro organizaciones cuenta con una guía para las entrevistas laborales con precisiones sobre temas que pueden o no ser indagados, como consultas específicas sobre la vida personal o familiar, muchas veces dirigidas exclusivamente a las mujeres, dada la generalizada preocupación en este caso sobre la conciliación entre la vida personal y profesional.

Acciones

- Revisar los procesos de selección por medio del desarrollo de guías de entrevistas, la ampliación de las fuentes de reclutamiento y la capacitación del personal involucrado, con el fin de evitar sesgos inconscientes.
- Acompañar el desarrollo de carrera de todo el personal (varones, mujeres y otras identidades), en las distintas etapas ampliando los beneficios en materia de cuidados con políticas que se focalicen en la corresponsabilidad y la equidad con esquemas de trabajo flexible, *home office*, retorno gradual y reconocimiento de gastos de guardería para madres y padres.

En cuanto a los procesos de evaluación del desempeño, el 73% de las empresas relevadas cuenta con metodologías estandarizadas y asociadas al salario, un criterio consensuado, transparente y objetivo que promueve que las trayectorias laborales de mujeres y varones sean más equitativas a largo plazo. En el 67% de las empresas, las metas y objetivos se modifican en los casos de licencia gozada, con lo que se reduce el impacto negativo del uso de las licencias, como las de maternidad (el *maternity tax*).

La equidad de género incluye también la garantía de un sistema de compensación igualitario. En esta dimensión, pueden destacarse los siguientes logros en las organizaciones relevadas: el 53% de las empresas cuenta con un compromiso escrito que garantiza igualdad salarial entre géneros por igual trabajo; el 62% realiza mediciones salariales periódicas por género y nivel jerárquico; y el 58% tiene procedimientos internos para la corrección de las desigualdades salariales de género detectadas.

Acciones

- Comprometer a la institución con la agenda de género a través de políticas específicas, con responsa-

bles y planes de acción con metas explícitas para remover obstáculos a la inclusión y participación plena de las mujeres en cada una de las empresas del sector.

- Aplicar metodologías normalizadas de alcance general para la evaluación del personal de la organización con énfasis en la inclusión de indicadores de D&I en la evaluación de líderes.
- Verificar la adaptación de metas en las evaluaciones en los casos de licencia por maternidad, paternidad, adopción y otros.

Incorporar la diversidad

Mantener la agenda de género, diversidad e inclusión requiere una actualización de los procesos formativos sostenida en el tiempo y acciones de capacitación sobre orientación e integración de los ingresantes; además de respeto por la diversidad y los grupos minoritarios, así como identificación y corrección de sesgos en el ámbito personal y profesional.

Cuando se consulta sobre acciones realizadas y sostenidas por las empresas relevadas en los últimos dos años, casi un 60% cita que brindó capacitaciones en temas de diversidad, tanto obligatorias como optativas, aunque las orientadas a niveles de liderazgo solo se ofrecieron en el 9% de las organizaciones, un llamado de atención si se considera que una de cada tres empresas incluye diversidad e inclusión entre los indicadores con que evalúan a sus líderes.

Una organización inclusiva debe asegurar un ámbito laboral libre de violencia y acoso, según la Ley 26.485 (2009) que establece protocolos para enfrentar la violencia de género en el lugar de trabajo, por ejemplo, con procedimientos internos de denuncia eficaces y accesibles y el derecho a prestaciones para las víctimas de violencia doméstica.

La Argentina ha ratificado el Convenio 190 de la OIT,





borales equitativas es una infraestructura adecuada. Tanto en lo referente a las instalaciones como a otros elementos que ayudan a que entornos laborales más inclusivos: herramientas, indumentaria y elementos de seguridad proporcionados acordes a la contextura física de cada género. Este es un ámbito que requiere de mejoras para potenciar otros esfuerzos realizados, tanto en las oficinas administrativas o corporativas como en las bases de operaciones. Es de destacar que un 47% de las empresas dispone de salas de lactancia y el 38% de heladeras de uso exclusivo para la conservación de leche materna, con correlación positiva entre la proporción de mujeres en la nómina y la adecuación de las instalaciones. En la Figura 7 se visualiza la situación en las bases de operaciones.

Si bien la encuesta se centró en género, se buscó indagar con otra dimensión de la diversidad: la discapacidad. Sobre este punto, el 44% de las organizaciones informó que cuenta con adaptaciones en infraestructura para personas con discapacidad en las oficinas administrativas; y el 27%, en las bases de operaciones. Las adecuaciones más nombradas fueron baños adaptados, accesibilidad a los edificios (rampas y puertas amplias), movilidad interna (rampas, ascensores con prioridad y señalética), mobiliario (escritorios adaptados) y adecuaciones tecnológicas para personas con discapacidad auditiva o visual.

el primer instrumento normativo global enfocado en la eliminación de la violencia y el acoso en el mundo del trabajo. Luego de la sanción de la Ley 27.401 de Responsabilidad Penal Empresaria (2017), muchas empresas incorporaron programas de integridad o *compliance* que contemplan estos aspectos. Un 62% de las empresas encuestadas tienen políticas contra la violencia y el acoso laboral. El 40% tiene protocolos específicos, que se adecuan a los criterios definidos por el Convenio 190 en uno de cada siete casos. El 31% de las empresas cuenta con equipos especializados para atender casos de acoso. En relación con situaciones de violencia doméstica, menos del 7% de las empresas disponen de protocolos específicos y solo el 13% brinda acompañamiento a las víctimas.

Otro aspecto relevante en el acceso a condiciones la-

Acciones

- Profundizar el desarrollo de políticas contra la violencia y el acoso laboral con protocolos de actuación específicos, licencias para los casos relacionados y capacitación en prevención y sensibilización. Incluir protocolos de actuación para atender los casos de violencia doméstica, que incluyan licencias y acompañamiento para las víctimas.
- Revisar todos los aspectos vinculados con la infraestructura inclusiva, como la instalación de salas de lactancia y heladeras de uso exclusivo, en oficinas administrativas. En las locaciones operativas, verificar la disponibilidad de uniformes y equipamiento de seguridad adaptados a la contextura física de las mujeres, y la instalación de baños, vestuarios y dormitorios diferenciados por género.

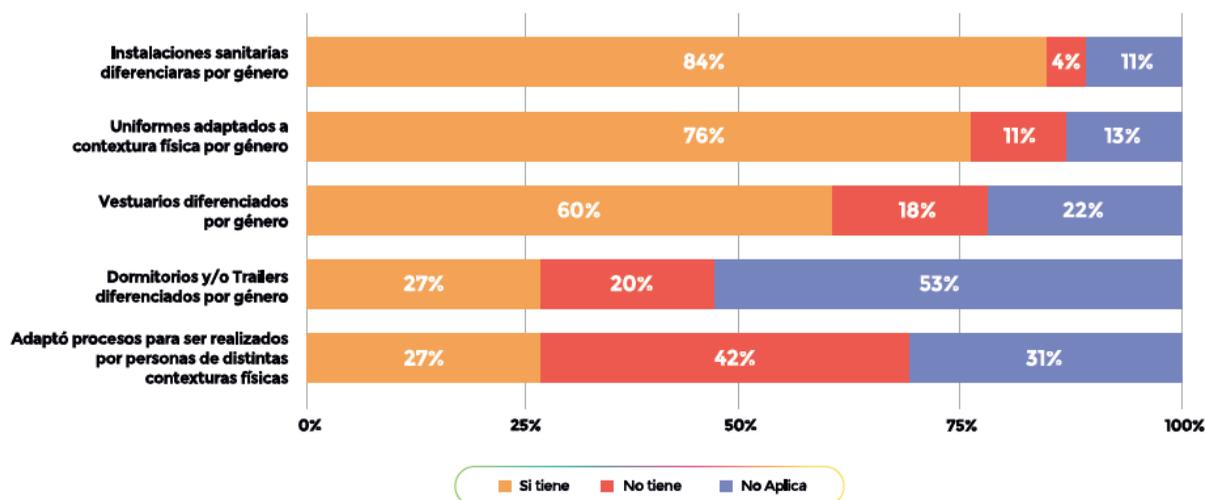


Figura 7. Infraestructura e instalaciones base/locación de operaciones. Fuente: Encuesta sobre género IAPG-GROW (2022).

Comunicación y otras dimensiones de la inclusión

El lenguaje es un vehículo para construir realidades, las palabras pueden convocar o excluir a grupos determinados y habilitar u obstaculizar su participación en los distintos espacios sociales.

La emisión de mensajes que reproducen discriminación hacia las mujeres, que naturalizan los roles de género o justifican la subordinación y la violencia ejercida contra ellas en la sociedad, son formas de violencia simbólica. Una omisión o ejercicio no asertivo en la comunicación produce efectos negativos en la dinámica laboral, excluye e incluso invisibiliza a personas que no se sienten convocadas ni representadas.

La comunicación inclusiva hace que todos se sientan interpelados e incluidos por el mensaje interno y que las manifestaciones externas (publicidad, comunicación interna, eventos institucionales) no reproduzcan estereotipos o roles tradicionales de género, y aseguran una comunicación libre de sesgos y con representaciones balanceadas. La implementación de estrategias de uso del lenguaje con un enfoque de género e inclusión en cada módulo de la comunicación institucional resulta un aspecto poco explorado en el sector, ya que apenas el 9% de las organizaciones declara contar con una guía de comunicación inclusiva.

Finalmente, de la encuesta surge que además de la cuestión de género, la dimensión de la inclusión de personas con discapacidad es la más abordada, con un 53% de las empresas relevadas que trabajan en ello, le sigue la temática generacional, que se trabaja en el 44% de las organizaciones. La inclusión de personas migrantes, del colectivo LGBTQ+ y de otros contextos socioeconómicos se contempla en una de cada cinco empresas, mientras que solo el 11% incorpora la temática de etnias.

Acciones

- Desarrollar programas específicos que faciliten la inserción de mujeres en áreas masculinizadas o roles no tradicionales, que incluyan puestos técnicos y operativos no profesionales.
- Fortalecer el desarrollo profesional de las mujeres con programas de formación ejecutiva específicos o que aseguren una cuota de género en los programas que se implementen.

Promover un cambio cultural sostenido

El relevamiento del estado de la agenda de género en el sector de O&G muestra un proceso en desarrollo inspirado por la toma de conciencia global acerca del necesario viraje hacia formas de organización sociales más equitativas y, a la vez, mucho más productivas. También evidencia el compromiso de las empresas participantes, que han incorporado los temas de diversidad e inclusión en la agenda corporativa.

Para la comisión de Diversidad e Inclusión del IAPG esta primera encuesta sobre género del sector en la Argentina significa una herramienta que permite identi-

car oportunidades y ayudar al impulso del imprescindible cambio cultural, que comienza con su difusión en la industria y la promoción de acciones que aceleren la implementación.

Construir y consolidar culturas organizacionales más inclusivas, equitativas y balanceadas es un desafío que conlleva tiempo. Desde la comisión acompañaremos la evolución de estas y otras dimensiones relevantes de la agenda de diversidad a través de la actualización periódica de la encuesta, la difusión de mejores prácticas locales y globales y el permanente esfuerzo de concientización y capacitación.

En el camino, el mayor soporte será el compromiso activo de todo el sector, el principal beneficiario en contar con organizaciones más equitativas y balanceadas. En este sentido, no se trata solamente de equidad social, sino de un abordaje desde el punto de vista de la ganancia en diversidad, que alimenta tanto los procesos de innovación como de creatividad, que a su vez redundará en un mayor beneficio económico.

Referencias

- Encuesta sobre Género IAPG-GROW. 2022.
- Diversity wins: How inclusion matters.* McKinsey & Company. Mayo 2020.
- Why Diversity Matters.* McKinsey & Company. Enero 2015.
- Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial (OEDE) del MTEySS. 2T, 2019.
- Anuario de la Secretaría de Políticas Universitarias (SPU). 2019.
- Directiva del Parlamento Europeo sobre Transparencia Salarial.
- Untapped Reserves 2.0-Driving Gender Balance in Oil and Gas,* World Petroleum Council y Boston Consulting Group. 2021.
- Recomendación 191 de la OIT.
- Convenio 190 de la OIT.





Los jóvenes profesionales analizaron los desafíos de la industria del Oil & Gas

La jornada inaugural de la mayor feria energética del país tuvo como plato fuerte la 5ª edición de Jóvenes Oil & Gas (JOG), un evento planificado, organizado y realizado por nuevos integrantes de la industria del petróleo y del gas. Se trató de una jornada dedicada a las generaciones de profesionales que se inician en la industria, a los estudiantes avanzados y a recién graduados. El objetivo fue tratar los temas de interés en el ámbito

profesional, como la sustentabilidad, el desarrollo de carrera, la innovación y la tecnología.

Natalia Irazuzta, ingeniera química, que trabaja como *Product Application Specialist* en la compañía Suez, y presidenta de la Seccional Comahue del IAPG, indicó que “la temática de este año es súper interesante porque abordamos las bases de la industria en lo que es el *upstream, midstream* y *downstream*. Pero también abarca-

A AOG

ARGENTINIAN OIL & GAS

En el marco de la XIII AOG se llevó a cabo el encuentro de jóvenes profesionales JOG. En diferentes paneles, se analizaron el rol de los jóvenes profesionales y estudiantes de las carreras vinculadas a la industria del petróleo y gas, y varios temas, como *upstream*, *downstream*, inserción laboral, diversidad y transición energética.



mos todo lo que es transición, es decir, lo que se conoce como la transición energética y la transición desde la diversidad y las modalidades de trabajo. Creemos que quedaron bien planteados los ejes de la transición y de las bases de la industria”.

Por su parte, Daniel Mocayar García, presidente de la Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG y gestor de Relaciones OEM en YPF señaló que “lo más importante de todo fue el retorno a la presencialidad, tener nuevamente la oportunidad de congregar a los jóvenes después de estos años de pandemia, de estar encerrados, de estar sin relacionarnos. Fue importante esto y afirmar que la industria de petróleo y gas sigue funcionando y continuamos trabajando”.

Panel *Upstream*

Vaca Muerta, campos maduros y offshore

Alejandro López Angriman (PAE), Ernesto Fonseca (SHELL Argentina), Néstor Bollatti (YPF) y Daniel Valencio (TECPETROL) analizaron el desarrollo de los no convencionales, la producción en campos maduros, el futuro del *offshore* y la transición energética.

La XIII Exposición Argentina Oil & Gas comenzó con un interesante debate sobre los desafíos de la producción no convencional, los campos maduros, el *offshore* y la transición energética en el panel de *Upstream* de la



Jornada de Jóvenes Profesionales. Participaron Alejandro López Angriman, VP de Desarrollo de Reservas de Pan American Energy (PAE); Ernesto Fonseca, gerente de Equipo Técnico de Shell Argentina; Néstor Bollatti, gerente de Exploración *Offshore* de YPF; y Daniel Valencio, director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol. El discurso de bienvenida lo dio Ernesto López Anadón, presidente del Instituto Argentino de Oil & Gas (IAPG), quien indicó que “es evidente que tenemos que continuar el camino de la reducción de emisiones. La industria de oil & gas es muy dinámica, cambiante, innovadora e introduce mucha tecnología. El *shale* rompe las fronteras”.

Oportunidades de la transición energética

Alejandro López Angriman (PAE) señaló que “tenemos que ir migrando y cambiando. En los desarrollos maduros y los no convencionales los mejores desarrollos, con mejor tecnología, tendrán el mejor negocio y el que va a atraer las inversiones”.

“Tanto las herramientas *data science* como el *machine learning* tienen más impacto en los no convencionales que en los convencionales, básicamente porque en el primer caso sabíamos menos”, sostuvo el directivo de PAE. Y añadió que “prueba de esto, podemos decir que todas las fracturas que se diseñan en Vaca Muerta se hacen sobre la base de datos. De todos modos, también se utiliza en yacimientos maduros, como Cerro Dragón, que actualmente está produciendo 100.000 barriles diarios de petróleo equivalente”. Además, el ejecutivo señaló que “los proyectos en campos maduros son rentables y tienen una misma tasa interna para aplicar una mejora en la distribución de la recuperación secundaria que para iniciar algún proyecto nuevo”.

Por su parte, Ernesto Fonseca (Shell) disertó sobre las oportunidades de la transición energética: “Es una gran oportunidad para Vaca Muerta. Ya superamos la meta de 200.000 barriles por día y para seguir creciendo se necesita expansión en la capacidad de evacuación. Queremos exportar más crudo. El petróleo no tendrá un rol predominante en el largo plazo de la transición energética, por eso hay que desarrollarlo ahora”.

En cuanto a la ventana del gas, subrayó que “está vista como el producto de la transición entre el crudo y las

energías renovables. Y la producción de petróleo genera divisas que pueden ser utilizadas para las inversiones que se necesitan para desarrollar las energías renovables, por este motivo Vaca Muerta también es relevante para las renovables”.

El *offshore* argentino

Néstor Bollatti (YPF) indicó que “en un país *onshore* y con *shale*, el futuro podría ser para la producción de hidrocarburos *offshore*. Estamos cerca de lograrlo”. Y agrega: “lo que más contento me pone es que lo que nosotros visualizamos en 2014 en el *offshore* argentino también lo hicieron otras empresas. Nos sorprendió la primera ronda de licitación y nos dimos cuenta de que no éramos los únicos que estábamos viendo el potencial del Mar Argentino”.

“El potencial del *offshore* —explicó Bollatti— tiene que ver con la superficie, donde la Argentina tiene 1.200.000 km² de plataforma. El área prospectable es de alrededor de 590.000 km², es decir, cinco veces más que la cuenca neuquina”. En segundo lugar, señaló que “estamos en una zona inmadura” a nivel exploratorio. “En los últimos 20 años en el país se perforaron ocho pozos, de los cuales siete fueron continuidad de yacimientos en tierra: cuatro en el Golfo San Jorge y la Cuenca Austral. Y solo uno fue exploratorio de alto riesgo, que fue el pozo Malvinas X 1, donde YPF perforó con PAE y Petrobras”, agregó.



Bollatti, además, indicó que “antes se pensaba que a nivel cuencas en el Mar Argentino, la potencial roca madre no era lo suficientemente importante. En Costa de Marfil, fundamentalmente en el yacimiento Jubilee, se abrió la posibilidad para el Atlántico Sur. Hace unos meses Total y Shell hicieron dos grandes descubrimientos que nos alientan a seguir buscando. Es un sueño y es posible”.

Los no convencionales y el GNL

Daniel Valencio (Tecpetrol) comentó que “una vez asegurado el autoabastecimiento, tenemos que monetizar lo antes posible a Vaca Muerta” y añadió: “creemos que es imprescindible que la Argentina avance con una mesa de discusión sobre un proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) y monetizar el gas que tenemos como reserva”. En el caso del crudo, “la Argentina debería consolidarse como un país exportador neto en el nivel mundial, porque tiene las reservas para hacerlo. Sin hacer tantos números, tenemos más de 15.000 millones de barriles recuperables”, sostuvo.

Por último, Valencio aseguró que esto es un desafío financiero y político para el país y que se requiere “una baja en el costo de capital para el desarrollo de estos proyectos, la libre disponibilidad de divisas, estabilidad tributaria y políticas energéticas acordadas para mediano y largo plazo”.

Panel *Midstream y Downstream*

Límites en la capacidad de transporte y transformaciones del *downstream*

Los panelistas conversaron sobre la necesidad de incrementar la capacidad de transporte de gas y petróleo y sobre los desafíos que enfrenta el segmento de refinación y comercialización frente al crudo liviano de vaca muerta y la importación.

La necesidad de incrementar la capacidad de transporte de gas y crudo y los desafíos que enfrenta el segmento de refinación y comercialización frente al crudo liviano de Vaca Muerta y la importación fueron los temas centrales del Panel *Midstream y Downstream* en la XIII Exposición Argentina Oil & Gas.

En el panel expusieron Diego Freire, gerente de Negocios de Líquidos de Transportadora Gas del Sur (TGS), que habló sobre los desafíos que tiene el transporte de gas natural en el país; Victoria David, jefa de Operaciones de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural de YPF, que puso el foco en la importancia del almacenamiento del gas subterráneo para el abastecimiento del pico invernal de la demanda; Adrián Mérida, gerente de Operaciones de Oleoductos del Valle (Oldelval), que profundizó sobre el sistema de oleoductos en la Argentina; y Pamela Vacca, directora de Logística, Distribución y Trading de Raizen, que analizó la actualidad y las transformaciones del negocio del *downstream*.

Transporte

Diago Freire (TGS) destacó que “está claro el potencial que tiene Vaca Muerta. Pero estamos con dificultades para abastecer con la producción local a la demanda del país, debido a restricciones que existen hoy en el transporte de gas”. Subrayó la respuesta del gobierno con el lanzamiento el año pasado del programa Transpor.Ar Producción Nacional, que “tiene como objetivo central la construcción del nuevo Gasoducto Néstor Kirchner, que va a estar emplazado en el corazón de Vaca Muerta en Neuquén hasta la provincia de Buenos Aires y que contará con obras complementarias”.

“Esto va a ampliar la capacidad de transporte de Vaca Muerta y va a permitir poner en valor la producción incremental de gas. Esto se va a transformar en ahorro de divisas porque vamos a poder reducir importaciones de gas desde Bolivia y de GNL”, indicó.

Además, resaltó que va a poder ampliar la capacidad de transporte en una primera etapa en 22 millones de metros cúbicos diarios (MMm³/d) y, en una segunda etapa, la capacidad va a poder escalar hasta los 39 MMm³/d, lo que “significa que se estaría incorporando un 50% la capacidad que hoy tenemos”. El ejecutivo de TGS marcó que con esta obra “se combina una necesidad de acondicionamiento del gas para el sistema de transporte y mejorar la calidad, con una oportunidad para el procesamiento, que es no solo quitar la gasolina para que el gas esté en condiciones de ingresar al sistema, sino separar el metano y otros componentes que contiene el gas natural”.



Almacenamiento

Victoria David (YPF) explicó cómo funciona el almacenamiento subterráneo de gas, “que permite acumular (el fluido) en la época del año cuando la demanda es menor y, luego, estando acumulado en el subsuelo puede ser producido en el invierno, cuando se da el pico de la demanda en el país”. Y agregó que “el almacenamiento subterráneo de gas se realiza en reservorios a través de pozos inyectores. Esto permite mantener el gas el tiempo que se necesite, pero asegurando la estanqueidad dentro del reservorio”. Es decir, “la producción puede ser independizada de la demanda hasta cuando se produce el pico en los meses de frío, porque el reservorio es gestionado como un yacimiento convencional”.



Oleoductos

Adrián Mérida (Oldelval) describió el sistema de oleoductos que opera Oldelval, “que tiene 30 clientes que inyectan productos de distintos yacimientos con diferentes calidades de crudo. Lo que hacemos es un *blending*, una mezcla, para transportarla hacia las refinerías o hacia otros ductos o los puntos donde el petróleo se va hacia el exterior”.

“Nosotros hacemos un procesamiento del transporte, no del crudo, para que fluya más rápido. Cuando apareció el petróleo no convencional nos hizo modificar todo nuestro proceso. Hoy tenemos un conocimiento y aprendizaje de los distintos productos. Estamos conociendo qué es lo que se está produciendo con las perforaciones, no solamente en el *upstream* sino en el *midstream* y aprendiendo que en una misma formación aparecen distintos tipos de crudo”, explicó.

Cambios en el negocio del *downstream*

Pamela Vacca (Raizen) afirmó que “hoy las refinerías están encontrando un crudo de Vaca Muerta que es distinto porque es más liviano, y esto generó desafíos. Este va a ser nuestro motor y es fundamental que nos adecuemos a este petróleo más liviano”.

“Nuestro plan de inversiones tuvo que ver con aumentar nuestra capacidad de procesamiento, aunque no se sabe si esto va a reemplazar las importaciones, porque estas dependen de la demanda. Actualmente estamos viendo volúmenes de consumo en nuestra pobla-

ción que están por arriba en dos dígitos de los niveles de prepandemia. El aumento del consumo de los distintos combustibles es muy importante”.

Vacca explicó que “para suplir el aumento de la demanda, la Argentina está importando más combustible, sobre todo diésel. Estamos trabajando para utilizar de la mejor manera nuestra refinería y poder procesar la mayor cantidad de crudo posible para tratar de evitar las importaciones”. De todos modos, señaló que “para no importar más todavía falta mucho camino por recorrer”.

Por último, la ejecutiva de Raizen contó que “hay tres pilares para pensar el negocio de las estaciones de servicio: el primero y principal, el cliente. El segundo es la movilidad, es decir, cómo se va a comportar este cliente en su experiencia en una estación de servicio. Y el tercero es el comercio, porque este negocio se va transformando con los años”.

Panel Diversidad e inserción laboral

Los desafíos de encontrar talento en la pandemia

La pandemia alteró los procesos de búsqueda y contratación de jóvenes en la industria. Ejecutivas de YPF, AES y GEOPARK analizaron los cambios en los procesos, la competencia por el “talento globalizado” y la integración de la diversidad en el sector.

Como parte de las mesas dedicadas a jóvenes profe-

sionales, que se llevaron a cabo durante el primer día de la XII Argentina Oil & Gas, se realizó el panel de Diversidad e inserción laboral. Las panelistas abordaron los cambios que la pandemia trajo en la forma de inserción de los y las jóvenes profesionales en la industria y sobre la integración de la diversidad en el sector. Paola Argento, Líder de Diversidad de YPF, reflexionó sobre el desafío de integrar la diversidad en las empresas; Paula Aljure, Talent Acquisition Manager de AES, explicó los cambios en los modelos de evaluación y contratación acontecidos durante la pandemia; y Carla Alaimo, gerente de Desarrollo y Bienestar de GeoPark, puntualizó sobre los desafíos de la globalización del talento.

Para Argento, integrar la diversidad en las empresas representa beneficios para estas y sus trabajadores. “Integrar la diversidad nos permite, por un lado, entender mejor al mercado que nos rodea, poder ofrecer productos y servicios que sean más representativos para la persona, y por otro, es también una posibilidad de innovar, de integrar más puntos de vista”, dijo Argento.

La barrera cultural es una de las mayores a la hora de fomentar la integración, pero según Argento las empresas y trabajadores deben animarse a superarla y ver la diversidad como una posibilidad de crecimiento. “Nuestro desafío más grande es integrar la diversidad como un valor. No como algo que te amenaza, sino que, al contrario, es algo que suma a una constancia y a una perspectiva más amplia”, aseguró la ejecutiva.

El otro gran tema que abordó el panel fueron los cambios que la pandemia provocó en las formas de contratación y de trabajo y las dificultades para encontrar



talento. Aljure contó la experiencia en AES con la digitalización de los procesos de evaluación e inserción de jóvenes en la empresa. “En los primeros meses de pandemia, el desafío fue reorganizarnos y pensar qué íbamos a hacer, ya que nuestro proceso no tendrá ninguna instancia presencial, habría que digitalizarlo todo”, recordó.

Empujada por el contexto, AES desarrolló un software que permitió evaluar a miles de talentos distribuidos en distintos países de la región. “Lo que nos ayudó fue a poder captar a más personas, fueron más o menos 10.000 personas y antes era imposible ver todos esos CV. Este software nos ayudó a entrevistar más gente y poder ver todo ese talento en todos esos países”, aseguró Aljure.

La dificultad que existe para hallar jóvenes talentos en un mercado globalizado y competitivo generó coincidencias entre las panelistas. Para Alaimo, la globaliza-





ción del talento es una realidad que la pandemia aceleró. “Los talentos ya no son nuestros, la localía ya no es un requisito”, puntualizó. “La pandemia me parece que realmente aceleró procesos que ya se venían dando. Estamos viendo la globalización del talento”, sintetizó.

Si bien la pandemia complejizó e incluso dificultó la búsqueda y la contratación de talentos también generó la necesidad de adaptación, al traer algunos beneficios. “La pandemia nos trajo muchos cambios y dificultades en la búsqueda de talentos, pero ventajas en los procesos de búsqueda, en la mejora de la calidad de esos procesos”, marcó la mánager de AES.

Alaimo coincidió en que los cambios están y hay que entender cómo aprovecharlos. “La tecnología vino para quedarse, para aprovechar mejor nuestros procesos, pero también requiere del papel de las organizaciones, de su capacidad de adaptarse para aprovechar esa tecnología”, dijo la gerenta de GeoPark.

Mirando hacia el futuro, Argento y Alaimo puntualizaron sobre las prácticas de conciliación. La líder de Diversidad de YPF señaló que el desafío es capitalizar los aprendizajes que se van dando y ejemplificó con las discusiones sobre cuidados. “Ya empezamos a hablar de licencia de cuidados, no de licencias de maternidad o de paternidad. Cuidados para cuidadores o cuidadoras gestantes o no gestantes. En YPF decidimos imponer esas licencias por sobre lo que da la ley”, dijo Argento. Para Alaimo, las personas tienen necesidades distintas y se necesitan medidas de conciliación que tengan en cuenta la diversidad de personas con las que se trabaja.

Encuesta sobre jóvenes profesionales

La comisión de Jóvenes Oil & Gas presentó los resultados de una encuesta a jóvenes que trabajan en empresas del sector. El 60% de los 500 encuestados tienen entre 28 y 35 años. La mayoría son de nacionalidad argentina, pero también se destacan los trabajadores de Colombia y Venezuela. Casi el 60% se identifican con el género masculino y un poco más del 40% con el femenino.

Por otro lado, la mitad de los encuestados completó alguna carrera universitaria, y un 15% cuenta con alguna maestría o doctorado ya finalizado. El 30% tiene el secundario completo y el 49% de los encuestados está estudiando alguna carrera relacionada con ingeniería.

En el Bloque 4 se profundizará sobre “Transiciones energéticas” y en el panel estarán Marcos Pourteau (Energy Advisor), que hablará sobre Transición Energética y Oportunidades en Argentina; Elena Morettini (Globant), sobre COP26 y Reducción de Emisiones a Nivel Global; Bertrand Szymkowski (TotalEnergies) hablará sobre Eficiencia Energética en Operaciones *offshore*; y Marcelo Asis (Shell Argentina) disertará sobre Gestión de emisiones y energía en no convencional.



Panel Transición energética

La estrategia de las empresas para reducir las emisiones de carbono

Marcelo Asis de Shell Argentina, Bertrand Szymkowski de Total Energies y el consultor independiente Marcos Pourteau aportaron sus miradas sobre qué se puede hacer para avanzar con la transición energética en el país.

La industria de los hidrocarburos en la Argentina está trabajando para reducir sus emisiones de dióxido de carbono. El tema fue parte de un panel sobre transiciones energéticas en la Jornada de Jóvenes Profesionales de la XIII Exposición Argentina Oil & Gas. Marcelo Asis de Shell Argentina, Bertrand Szymkowski de Total Energies y el asesor energético Marcos Pourteau aportaron sus miradas sobre la agenda de transición en el país y el mundo.

El potencial del país en materia de transición energética fue ampliamente destacado. Pourteau, exsubsecretario de Recursos Hidrocarburíferos y de Exploración y Producción de la nación, señaló que ese potencial descansa en las tecnologías ya probadas, como la eficiencia energética, las renovables y los biocombustibles, pero también hay potencial en las menos maduras, como el hidrógeno o la captura de carbono. “En renovables el país tiene enorme potencial, tanto en recursos eólicos como solares”, remarcó. También destacó que sigue habiendo mucho espacio para el gas natural.

La industria de los hidrocarburos también tiene mucho que aportar en la reducción de las emisiones. Marcelo Asis, gerente de Seguridad y Sustentabilidad de Shell, señaló que es clave para las empresas del sector conocer su impacto ambiental real. “El primer paso es definir dónde estamos. Se trata de cuantificar las emisiones totales y qué tipo de emisiones tenemos. Algunas son más fáciles de reducir que otras”, dijo.

Como otras compañías, Shell estableció un objetivo de emisiones cero para el 2050. También fijó un objetivo de reducir a la mitad sus emisiones para el 2030. “Son ambiciones que las compañías tienen y son importantes para marcar un rumbo. Al definir un objetivo tenemos que ver que sea factible. Que se pueda cumplir en ese lugar y tiempo”, destaca Asis. En ese sentido, plantea que las empresas necesitan contar con metas intermedias e indicadores de desempeño.

Bertrand Szymkowski, Field Operation manager de Total Energies, coincidió en la importancia de establecer metas para avanzar en acciones concretas. Destacó las iniciativas que Total Energies viene desplegando en la Argentina. “Lo importante es adoptar los proyectos que uno considera factibles y económicos. Por ejemplo, en Tierra del Fuego, hicimos un estudio de ingeniería básica de energía eólica *offshore*. Realmente estamos pensando en entrar en una planta híbrida, que sería una de las primeras en el mundo”, sostuvo Szymkowski. También destacó la iniciativa en Neuquén para reemplazar los equipos generadores de electricidad con gas natural por sistemas con paneles solares.

Las empresas tienen claro que la agenda de transición energética llegó para quedarse en la Argentina y en el mundo. Desde el punto de vista de la política nacional,



Pourteau analiza que esa agenda perdió impulso en los últimos años a raíz de la crisis económica. Pero también advirtió que una tendencia similar se está dando en el mundo, a raíz de la crisis de los precios de la energía, que comenzó el año pasado y que terminó por estallar con la guerra en Ucrania. “Hay una divergencia entre la ambición de un lado ambiental y las realidades del sector energético. En Argentina la ambición de avanzar en la transición es nula, dada las realidades del país”, evaluó.

La transición en Argentina plantea la discusión sobre qué hacer con la producción actual y futura de hidrocarburos. Para Szymkowski, se puede compatibilizar el objetivo asumido por Argentina en la COP 26 de reducir a cero las emisiones para el 2050 con la producción de hidrocarburos en el país. “La pregunta no es menos energía, sino que es más energía con menos emisiones. Desde esa mirada, esto permite Vaca Muerta, permite el *offshore*, y más”, enfatizó el especialista en eficiencia energética en operaciones *offshore* de Total Energies.

Con respecto a las emisiones en la industria, Asis destacó que en Shell han visto el mayor beneficio de reducción de emisiones en la parte de generación eléctrica. “Tenemos muchos equipos que funcionan con energía eléctrica. El gran paso es hacer que esa energía sea renovable”, dijo Asis. También remarcó el compromiso de Shell de reducir o evitar la quema de gas en sus operaciones.

Mirando hacia el futuro, los panelistas evaluaron qué se puede hacer para acelerar la transición energética. Como mensaje a los asistentes al panel, Pourteau dijo que “participar es el primer punto, trabajar en los sectores de energías renovables, de transición energética, en compañías y proyectos para reducir las emisiones”. Agregó que el gobierno está obligado a definir un Plan Nacional de Mitigación y adaptación al cambio climático. Para Asis, una de las claves es revisar el sistema eléctrico para aumentar la participación de las renovables. “Es fundamental que le demos al consumidor de energía la opción de elegir su energía”, puntualizó.



A partir de la implementación de la metodología de inspección basada en riesgo, se establecieron los potenciales mecanismos de daño presentes en una planta de separación primaria y acondicionamiento de gas.

Por *Marcos Nicolás Dasso y Candela Rocío Barbisan* (GIE Group)

Implementación de ventanas operativas de integridad (IOW-API 584) en planta de separación y acondicionamiento de gas

Este trabajo fue seleccionado del *4º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas* realizado por el IAPG en 2021.



En la industria, garantizar la aptitud de los equipos para operar forma parte de un proceso que exigió a los profesionales el desarrollo de herramientas y metodologías que aumenten la disponibilidad, la confiabilidad y la mantenibilidad. La gestión del mantenimiento requiere nuevas metodologías que permitan adelantarse a la falla. Estas herramientas, en ocasiones, son instrumentos que permiten medir determinadas variables, que dan una idea de la salud del activo de forma continua o con frecuencias determinadas. Esto suena familiar en determinados ámbitos, como en equipos dinámicos, pero no tanto en equipos estáticos. El *American Petroleum Institute* (API) plantea una metodología con el objetivo de establecer varia-

bles de seguimiento, que mantienen acotadas las tasas de deterioro por mecanismos de daño que se suponen potencialmente activos en el proceso.

La metodología denominada Ventanas Operativas de Integridad (IOW, por sus siglas en inglés) requiere, al menos, de una etapa previa, en la que se analizan los mecanismos de daño, con el fin de orientar los esfuerzos de monitoreo hacia donde sean más eficaces.

La planta donde se propone la implementación de esta novedosa metodología se ubica en la zona de Cipolletti, provincia de Río Negro, Argentina. Está compuesta por dos baterías, una planta de tratamiento de gas y una planta de tratamiento de crudo y de agua.

El objetivo principal del proceso es tratar y acondicionar el gas que recibe la producción de los pozos de dos formaciones. La producción es recibida en las dos baterías (Batería 1 y Batería 2), donde se realiza una separación primaria del gas y el petróleo, y un control de la producción. La planta cuenta con tres sistemas de presión diferenciados en tres corrientes ultra baja presión, baja presión y alta presión.

Las corrientes de gas a baja presión son comprimidas de unos 1,5 kg/cm² (147.099,8 Pa) a unos 60 kg/cm² (5.883.990 Pa) por unidades motocompresoras, luego junto con el gas de alta presión, son acondicionadas en una planta de turboexpansión y torres contactoras. Mediante este proceso se logran dos

cosas, por un lado, un punto de rocío a $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($269,15\text{ K}$) a $55\text{ kg/cm}^2\text{g}$ (550 Pa); por el otro, que el contenido de agua no supere los 65 mg/Sm^3 ($6,5 \times 10^{-5}\text{ kg/Sm}^3$) de gas requerido para su venta. De la planta turboexpandar también se obtiene LPG, que se trata en una planta de fraccionamiento, donde se recupera propano y butano para su venta. El petróleo separado es tratado y acondicionado para su venta en las plantas de tratamiento de crudo y agua.

Según recomienda la API, un set de documentos para la gestión de integridad de instalaciones debe estar formado por herramientas como RBI (*Risk Based Inspection*), IOW (*Integrity Operative Windows*) y MOC (*Management of Change*), y la gestión documental que conlleva. De allí surge la iniciativa de complementar herramientas ya utilizadas para gestionar la integridad mecánica de equipos y tuberías en esta instalación (RBI, lazos de corrosión y grupos de tuberías, entre otros) con una metodología innovadora para el *upstream* como lo es IOW. Según la API RP 584 (*Integrity Operative Windows*), la técnica consiste en el “establecimiento de límites a variables del proceso que pueden afectar la integridad del equipo si la operación se desvía del límite establecido por un predeterminado período de tiempo” (Figura 1).

Se entiende que, con la gestión y la ejecución de IOW se obtienen beneficios en distintos aspectos; por ejemplo, se mejora notablemente la comunicación entre las diversas áreas, se optimizan costos, se reduce el riesgo a la pérdida de contención de fluido y se vuelven dinámicos los modelos de daño.

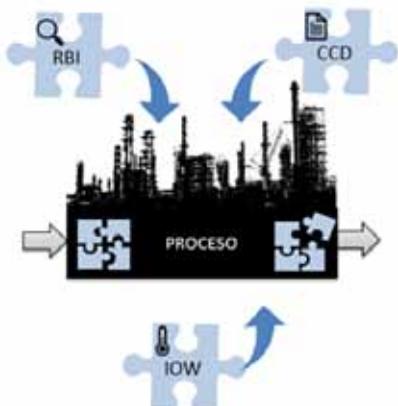


Figura 1. Set de gestión de integridad.

Un factor clave para incrementar la efectividad en la prevención de eventos de pérdida de contención de fluidos es la participación de distintas áreas, como Producción, Operaciones, Integridad, Mantenimiento, Confiabilidad y Costos, entre otras. Es decir, se mejora la comunicación entre áreas puesto que, los canales de comunicación deben estar ubicados en el lugar indicado entre los distintos equipos de trabajo, mientras que las acciones y los planes de comunicación deben estar documentados o sistematizados en un *software*, de manera de responder a la notificación o alerta ante un desvío en tiempo y forma.

Como toda tecnología, en un principio tiene un costo económico a la hora de su implementación. Pero a diferencia de otros tipos de controles de variables, en algunos casos no es necesario contar con un seguimiento continuo, es decir que el control se puede hacer con frecuencias determinadas. Como contrapartida, los beneficios que da tienen un impacto importante sobre el OPEX (*Operational Expenditures*).

El monitoreo y el control de variables tienen impacto en diversos aspectos:

- Optimización de la dosificación de químicos al contar con un seguimiento de las variables que gobiernan los mecanismos de daño, es posible regular la inyección de determinados químicos que ayudan a su control.
- Orientación de los esfuerzos de inspección mediante el aumento de la información disponible del historial operativo. Con el conocimiento de cómo se comportó el proceso desde la última

inspección es posible regular la efectividad de las inspecciones programadas. Por ejemplo, se registraron eventos de vibraciones, por lo tanto, se orienta la atención en elementos esbeltos cercanos a la fuente de pulsaciones.

- Anticipo a la falla, que reduce el *downtime* por eventos inesperados y permite programar inspecciones o acciones de mantenimiento preventiva reduciendo costos al preplanificar.
- Aumento de la pericia de los operadores planta, dado que implica un aumento en el conocimiento de otros aspectos de la operación, que permite ganar conocimiento sobre la salud del activo y como estos pueden intervenir en ella.
- Simplicidad a la hora de manipular información, debido a la disminución su volumen, lo que permite enfocar los datos en la recolección de las variables más críticas para la integridad. Esto se traduce en una importante disminución de costos y horas hombre empleadas.
- Se crea un modelo de daño dinámico, donde se validan los supuestos asumidos durante la etapa de implementación y se retroalimentan constantemente los análisis de riesgo.

La toma de datos, la recopilación de información y su visualización deben ser ágiles y fáciles de comprender para todas las áreas de la organización. Por ello, con el objetivo de entender la ubicación del valor de la variable, se diseñan tableros típicos y amigables (Figura 2).

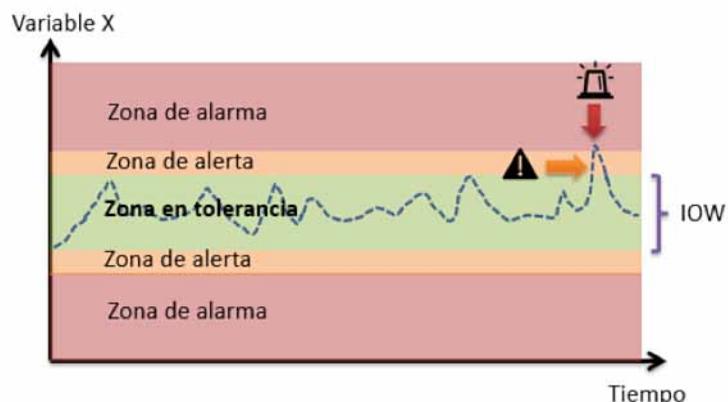


Figura 2. Tablero para IOW.

Desarrollo

En 2018 se implementó la metodología RBI en todas las instalaciones mencionadas. A partir de la ejecución de los planes de inspección basados en riesgo, surgió la necesidad de complementar la iniciativa con una herramienta capaz de prevenir determinados mecanismos de daños que afectan la integridad mecánica al involucrar las distintas áreas de la empresa, y que además sea capaz de retroalimentarse continuamente y de utilidad para la recopilación de datos y la posterior reevaluación del riesgo.

El proceso de implementación se alineó con la práctica recomendada API RP 584 (*Integrity Operative Windows*) primera edición, cuyo objetivo es brindar lineamientos en el establecimiento de controles sobre variables operativas o medibles en el proceso, con el fin de minimizar los procesos de degradación de equipos y tuberías. Este proceso consta de cuatro etapas fundamentales:

1. Análisis de mecanismos de daño potenciales y activos.
2. Análisis y definición de variables y sus respectivos límites.
3. Definición de alarmas, alertas y notificaciones.
4. Plan de acción en caso de desvío.

Análisis de mecanismos de daño potenciales y activos

Resultó un gran avance la implementación de metodología de inspección basada en riesgo realizada en 2018. Esta etapa se agilizó por el análisis preexistente y el estudio de mecanismos de daño apoyado en lo recomendado por API 571 (*Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*) y ASME PCC 3 (*Inspection Planning Using Risk-Based Methods*). Luego, mediante la información recopilada durante las inspecciones, se logró tener mayor certeza de los mecanismos de daño activos y potenciales que afectan los equipos y las tuberías, sugiriendo la implementación de Ventanas Operativas de Integridad enfocada en aquellos mecanismos de deterioro que mayor relevancia tienen en esta práctica en especial.

Asimismo, este análisis se basó en datos recolectados en campo y

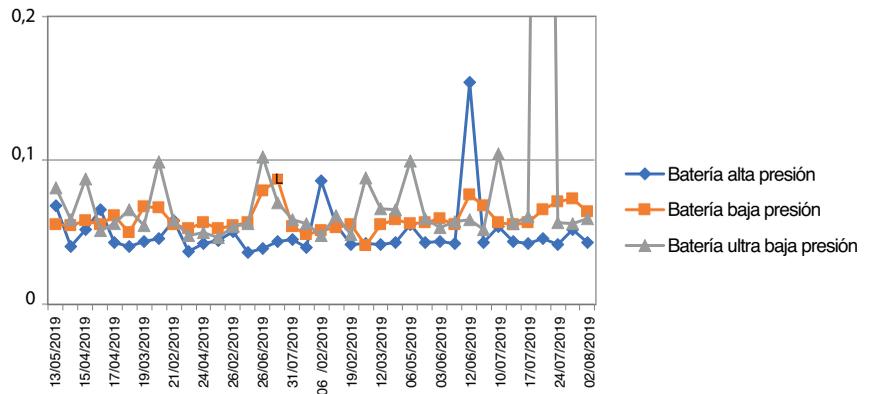


Figura 3. Contenido de CO₂ en gas de batería.

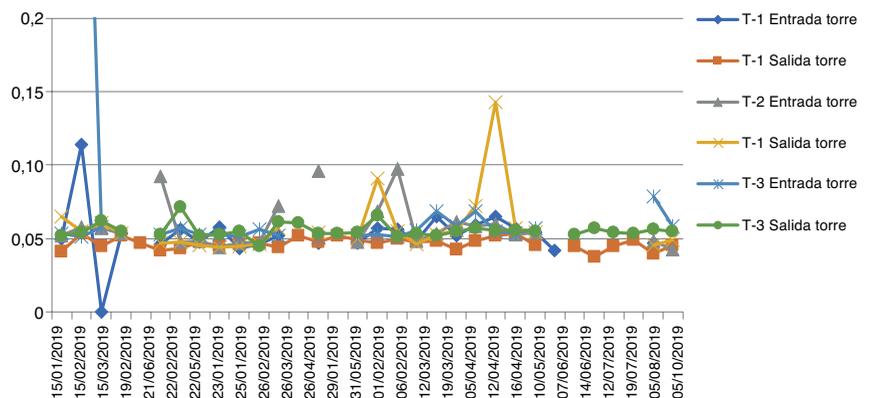


Figura 4. Contenido de CO₂ en gas de PTG.

en completos análisis fisicoquímicos completos proporcionados por el cliente. Resultó fundamental la instancia de entrevistas con personal de la empresa, quienes brindaron un panorama de la situación actual y, según su criterio, los principales mecanismos de daño activos en la instalación.

En base al análisis de mecanismos de daño realizado durante el RBI y la información registrada, se evaluaron los mecanismos de daño activos y aquellos susceptibles de ocurrir ante las distintas condiciones de operación (normales, futuras, *up-set*, *start-up*, *shutdown*, etcétera).

Como primera medida, se relevaron las condiciones de operación actuales, tanto presión y temperatura como las composiciones del fluido.

• Condiciones de operación

La máxima presión de operación es de 70 kg/cm² (6.864.655 Pa) registrada en los separadores de control de alta presión y temperaturas de trabajo que van desde -103 °C (170 K) hasta 288 °C (561 K).

• Composición del fluido

Se conoce la composición del crudo y del gas de proceso. El análisis se centra en el gas, que es el producto principal.

Al evaluar las cromatografías, es relevante el contenido de tres gases. El contenido de O₂, ya que es el gas disuelto que mayor corrosión provoca. Según los datos analizados, el contenido de O₂ es aproximadamente nulo. También, se analizó la concentración de CO₂ y se visualizó que el contenido es menor al 1%, con lo cual se descartan posibles mecanismos de daño por corrosión "dulce". En las figuras 3 y 4 se muestra el contenido de CO₂ para batería y PTG, respectivamente.

Dado que el corte de agua, según lo informado, se consideró bajo, se descartó la corrosión amarga por H₂S.

• Inyección de químicos

Se tiene constancia de la inyección de los siguientes químicos:

- PTC: desemulsionante, floculante, bactericida, inhibidor de parafinas.

- PTA: inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones, secuestrante de oxígeno, bactericida.
- PTG: secuestrante de sulfhídrico, inhibidor de hidratos.
- Batería: desemulsionante.

• Datos de referencia del hot oil

Se buscaron las hojas de seguridad del hot oil utilizado en Hornos. Los valores considerados como referencia para el análisis se observan en la tabla 1.

Parámetro	Indicación
Producto	Therminol 55
Maximum bulk temperature	290 °C (563 K)
Extended maximum use temperature	315 °C (588 K)
Maximum film temperature	335 °C (608 K)
Normal boiling point	351 °C (624 K)

Tabla 1. Parámetros del hot oil "Therminol 55".

• Materiales

En la tabla 2 se detallan los materiales de equipos y grupos de tuberías utilizados.

Con la información detallada anteriormente como referencia de las corrientes de proceso, los diagramas de flujo, P&ID y los materiales se establecieron las bases para validar los mecanismos de daño que habían sido propuestos en el RBI 2018.

Inicialmente, los mecanismos de daño fueron definidos durante el estudio de RBI. Además se revisaron teniendo en cuenta la información que se incorporó en la ejecución de inspecciones orientadas por la meto-

dología. Para esta revisión se evaluaron los siguientes parámetros:

- Presión de operación
- Temperatura de operación
- Fluido procesado (composición)
- Material de equipos y tuberías
- Flujo de operación
- Presencia de agua (composición y propiedades fisicoquímicas)
- Aditivos químicos e inhibidores de corrosión
- Tipo de flujo (continuo o intermitente)
- Presencia de bacterias
- Niveles de vibración
- Temperatura de piel de tubo en hornos
- Total Acid Number (TAN)
- Resultados de inspecciones realizadas

Se determinaron los siguientes mecanismos de daños activos y/o potenciales en planta:

- Corrosión inducida por microorganismos (MIC)
- Fatiga inducida por vibración
- Corrosión por degradación de hot oil
- Creep
- Corrosión por diferencial de concentración
- Fragilización inducida por metal líquido
- Corrosión por degradación de TEG (ácidos orgánicos)
- Corrosión externa localizada (interfaz suelo/aire)
- Corrosión bajo aislación (CUI)

En términos del proyecto de definición de ventanas operativas de

integridad, se dejaron de lado mecanismos de deterioro del tipo externo, debido a que no se requiere atención sobre ello, ya que las instalaciones se encuentran en una región árida y sin historial de problemas externos.

Se estudió cada uno de forma individual y detallada, puesto que en API RP 584 (*Integrity Operative Windows*) no se mencionan parámetros sugeridos para el monitoreo, como ventanas operativas de integridad en instalaciones de separación primaria y acondicionamiento de gas.

En conjunto con el cliente, se decidió centrar el proyecto sobre los primeros cinco mecanismos de degradación, de forma de comenzar con la implementación de aquellos que resultaban más críticos actualmente. A continuación, se presenta un breve resumen de los mecanismos de degradación contemplados, con el fin de entender su comportamiento para evaluar los distintos límites.

1. Corrosión inducida por microorganismos (MIC)

Forma de corrosión causada por organismos vivos, como bacterias, algas u hongos. Con frecuencia se la asocia a la presencia de tubérculos o lodos de sustancias orgánicas. El desarrollo del mecanismo se produce de la siguiente manera:

- a) La bacteria ingresa al sistema, se fija a los componentes metálicos y comienza a colonizar y reproducirse.
- b) Colonias aerobias metabolizan nutrientes del agua y de la superficie metálica, y excretan una película de polímero que forma un "tubérculo".
- c) Los tubérculos y las películas de polímero crean microambientes en la superficie (bajo los tubérculos). Estos tienen una cavidad abierta al fluido interior con un pH de 3 a 4.
- d) Se crea una celda de aireación diferencial.
- e) En el área bajo el depósito (bajo el tubérculo), bacterias anaeróbicas metabolizan material de la superficie metálica y excretan ácidos que reducen el pH a intervalos de 2 a 4. Este ambiente ataca los componentes metálicos.
- f) El proceso puede continuar inde-

Materiales	Grado	Tipo de material
SA-283	C	Acero al carbono
SA-53	B	Acero al carbono
SA-515	70	Acero al carbono
SA-105	-	Acero al carbono
SA-106	B	Acero al carbono
SA-516	70	Acero al carbono
AI-5083	-	Aleación: Al-Cr-Cu-Mg-Mn
AI-3003	-	Aleación: Al-Si-Fe-Cu-Mn-Zn-Ti
-	-	Acero inoxidable

Tabla 2. Listado de materiales presentes.

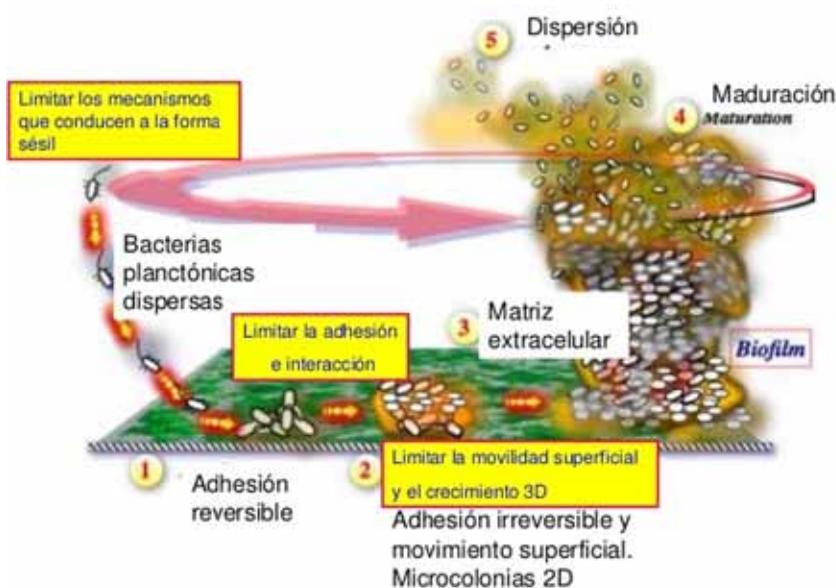


Figura 5. Etapas del mecanismo de MIC.

finalmente hasta que las bacterias aeróbicas y anaeróbicas sean destruidas (Figura 5).

Definición de variables y respectivos límites

Un conteo elevado de bacterias no siempre indica que el MIC ocu-

rrirá, así como un conteo bajo de bacterias no descuenta que el proceso de MIC ocurrió anteriormente y puede volver a ocurrir. De acuerdo con NACE publication N° 21.413 (*Prediction of Internal Corrosion in Oilfield Systems from System Conditions*), el factor clave para este mecanismo es

la presencia de biofilm o actividad de bacterias sulfato reductoras, que encuentren un hábitat adecuado donde progresar. Para abordar este parámetro crítico, las empresas de proveedores de químicos tienen la tarea de mantener el siguiente KPI, incluso bajo flujos completamente turbulentos, mediante un control biocida apropiado:

- Bacterias planctónicas < 1 a 10 colonias/ml
- Colonias sésiles < 1 a 10 colonias/cm²

De acuerdo con Leon, Cardenas, Araujo y Carruyo (2003) en *Evaluation of biocides used for control of SRB presents in a oilfield water plant*: "En sistemas donde circula este agua, la cantidad de bacterias sulfato reductoras debe ser igual o menor a 100 BSR/ml para evitar el taponamiento de los yacimientos y prevenir la corrosión en líneas y equipos, y así asegurar la calidad del agua de inyección, y garantizar la factibilidad del proceso de recuperación secundaria del petróleo sin afectar los yacimientos respectivos".

Los límites preferenciales para estas variables se observan en las tablas 3 y 4.

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite superior IOW			Criterio
			Informativo	Estándar	Crítico	
PTA	-LCPTA-PW-001	Colonias de bacterias APB (NMP/ml)	10	100	1000	Estudios de corrosión en campo, <i>papers</i> (1) y NACE 0194-2004 (2)
	-LCPTA-PW-002					
	-LC-PTA-PW-003					
	-LC-PTA-PW-004					
	-LC-PTA-PW-004	Colonias de bacterias SRB (NMP/ml)	10	100	1000	Estudios de corrosión en campo, <i>papers</i> (1) y NACE 0194-2004 (2)
	-LC-PTA-HD-001					

Tabla 3. IOW para corrosión inducida por microorganismos.

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite		Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
			Inferior	Superior				
-LCPTA-PW-001	Colonias de bacterias APB y SRB (NMP/ml)	Informativo	-	10	Emitir notificación sobre presencia de colonias de bacterias	Semestral	Ingeniero de integridad en campo	Operador
-LCPTA-PW-002		Estándar	-	100				
-LC-PTA-PW-003		Crítico	-	1000				
-LC-PTA-PW-004					Emitir alarma y evaluar. Realizar paro para el lavado del equipo por presencia de bacterias			
-LC-PTA-HD-001	Ratio de biocida (gpm)	Por implementar			Informar sobre el tiempo que se mantuvo esa condición	Semestral	Ingeniero de integridad en campo	Operador
	Corriente de drenaje (mA)	Por implementar				Semestral	Ingeniero de integridad en campo	Operador

Tabla 4. Definición de acciones e intervalos de medición para corrosión inducida por microorganismos.

Puntos de muestreo

Según la experiencia en la industria, entre las unidades más afectadas se encuentran intercambiadores, fondo de tanques de agua, tuberías con fluido estancado o bajo flujo.

En el caso de este mecanismo de daño, NACE TM 0194 - 2014 (*Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems*), por un lado, indica la forma correcta en que se debe proceder para analizar la IOW sugerida y, por otro lado, se sugieren los puntos de muestreo:

- Para bacterias planctónicas, en algunos casos (como fondos de tanque o cuando se toma muestra en contenedores de agua abiertos a la atmósfera) se requiere un aparato de muestreo especial, como una bomba de muestreo, trampa de muestreo o línea de bombeo.
- Para bacterias sésiles, se puede realizar a partir de un componente removible, "cupones" (sección de tuberías, barras, etcétera). Los cupones deben ser del mismo material de la tubería o tanque, deben estar aislados eléctricamente para prevenir efectos galvánicos.
- Se deben realizar múltiples muestreos o lograr cubrir un área extensa.
- Los restos de limpieza pueden ser usados para análisis de biofilm, las pruebas en esta muestra deben realizarse inmediatamente.
- Cuando las estimaciones de gran

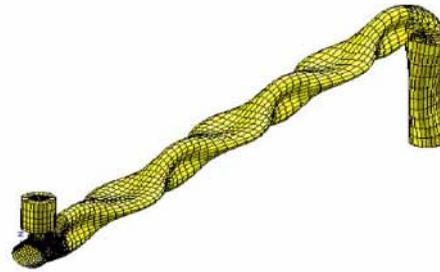


Figura 7. Desarrollo de la propagación de las ondas vibratorias en un tramo de tubería.

precisión son necesarias, se puede usar la técnica del número más probable (NMP). Sin embargo, no es práctico realizarla en campo como una actividad de rutina.

Asimismo, para tuberías extensas se deben incorporar puntos de muestreo (en hora 6) de las tuberías colectoras y dejar fluir el líquido aproximadamente durante un minuto, luego se toma la muestra. También, se pueden identificar componentes removibles (monitores, válvulas, rociadores, etc.) donde se puede tomar muestra de los líquidos y los lodos internos.

2. Fatiga inducida por vibración

La fatiga mecánica causada por vibraciones es uno de los mecanismos más comunes en la industria, generalmente provocado por la excitación proveniente de un equipo dinámico vinculado o cercano. Este mecanismo afecta tanto al equipo

que las genera como a las tuberías y demás componentes circundantes. Al momento de evaluar este mecanismo, son factores importantes la frecuencia de vibración y la resistencia del material a la fatiga.

La frecuencia natural es aquella que tiene una tendencia o facilidad para vibrar. Todo sistema posee una o varias frecuencias naturales (depende de la distribución de masa y la rigidez) de forma que al ser excitadas se producirá un aumento importante de vibración.

La vibración y la excitación de la tubería se debe a un fenómeno ondulatorio con una amplitud y una frecuencia de onda, por lo que se tiene una energía asociada a las partículas que se desplazan longitudinalmente con el movimiento ondular que comprimen y tensionan la tubería originando esfuerzos, que si se mantienen permanentes fatigarán al componente hasta la falla.

A su vez, flujos irregulares generan variación de presión interna que al ser permanente puede conllevar a la fatiga mecánica, además temperaturas de trabajo bajas fragilizan el material y pueden fatigar con más facilidad. A esto puede sumarse una pobre o excesiva distribución de soportes que origina vibraciones con energía suficiente para fatigar mecánicamente las tuberías.

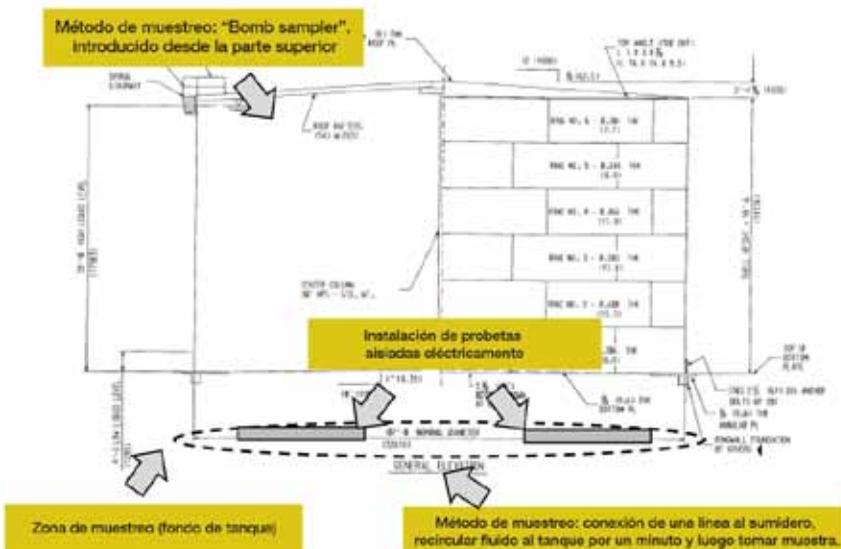


Figura 6. Puntos de muestreo para MIC.

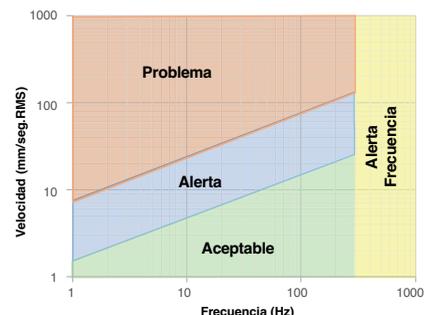


Figura 8. Velocidad de vibración en función de frecuencia.

Definición de variables y respectivos límites

Las tuberías asociadas a equipos reciprocantes y de desplazamiento positivo, así como los asociados a compresores son los más afectados. En la figura 8, tomada de la guía *Guidelines for the avoidance of the vibration induced fatigue failure in process pipe work*, se indica la relación entre la frecuencia y la velocidad de vibración para determinar en qué condición se encuentra el sistema de tubería.

Donde:

f es la frecuencia de vibración medida en Hz

$$\text{Concern vibration} \geq 10^{\frac{(\log(f)+0.48017)}{2.127612}}$$

$$\text{Problem vibration} \geq 10^{\frac{(\log(f)+1.871083)}{2.084547}}$$

En las tablas 5 y 6 se resumen los distintos límites de variables para este mecanismo.

3. Corrosión por la degradación de hot oil

Los fluidos de servicio de transferencia de calor se utilizan en un amplio espectro de sistemas de proceso. Estos proveen una forma de transmisión de energía a diversas unidades de la planta y tienen poca pérdida por vaporización a temperaturas elevadas. La experiencia demuestra el valor de la limpieza y el monitoreo del sistema de fluido térmico para prevenir corrosión y fallas de componentes. Estas fallas se deben principalmente a tres situaciones:

- Ingreso de contaminantes: al inicio de la operación por una falta de limpieza preoperacional, se pueden presentar escoria de soldadura, restos de recubrimiento, ingreso de humedad, entre otros componentes orgánicos e inorgánicos. O bien, por malas prácticas operativas, cuando se realiza pruebas de presión con agua y no se hace el correcto drenado.

- Craqueo térmico: las altas temperaturas producen el craqueo térmico, fenómeno por el cual las grandes moléculas de aceite se descomponen en coque sólido (90-95% de carbono) y en pequeñas moléculas de bajo punto de ebullición. Algunas de estas moléculas, que son reactivas, se combinan y producen moléculas aún más grandes que las del líquido original. Esta temperatura máxima se encuentra especificada en la hoja de datos del fluido, para los sistemas de hot oil se trabaja con el producto Therminol 55. El fenómeno ocurre principalmente en las zonas de calentamiento (tubos de horno). La descomposición del producto puede adherirse a la superficie de los tubos del horno y formar una capa. A medida que las capas se acumulan, el flujo y la transferencia de calor disminuyen. En última instancia, los trozos de carbón se desprenden y luego

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite inferior IOW		Límite superior IOW		Criterio
			Crítico	Informativo	Estándar	Crítico	
PTA/PTG	-LCPTA-HD-001	Velocidad de vibración (mm/s)	Puede ser monitoreada o puede ser obtenida a partir de la gráfica				Papers 3 / 4
	-LCPTG-G-001						
	-LC-PT-G-002						
	-LC-PT-G-003	Frecuencia (Hz)*	100	150	225	300	Papers 3 / 4
	-LC-PT-G-008						
	-LC-PT-G-009						

Tabla 5. IOW para fatiga inducida por vibración.

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite		Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
			Inferior	Superior				
-LCPTA-HD-001	Velocidad de vibración (mm/s)	Puede ser monitoreada o puede ser obtenida a partir de la gráfica			Informar sobre la condición y medir frecuencia para evaluar zona en que se encuentra	Semanal	Ingeniero de Confiabilidad en campo	Operador
-LCPTG-G-001								
-LCPTG-G-002								
-LCPTG-G-003	Frecuencia (Hz)	Crítico	<100	-	Emitir alarma. Realizar la consulta y evaluación de un especialista y realizar el paro del equipo	Semanal	Ingeniero de Confiabilidad en campo	Operador
-LCPTG-G-008			-	150				
-LCPTG-G-009		Estándar	-	225	Evaluar paro del equipo si se encuentra en zona crítica. Verificar: $0,8Fn < f < 1,2Fn$			
			Crítico	-				

Tabla 6. Definición de acciones e intervalos de medición para fatiga inducida por vibración.

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite superior IOW			Criterio
			Informativo	Estándar	Crítico	
PTG	-LCPTG-HO-001	Temperatura de pie de tubo de horno (°F)	550 ¹	600 ²	635 ³	Hoja de datos y especificación del producto (5), <i>paper</i> (6) (7)
	-LCPTG-HO-002					
	-LCPTG-HO-003	Análisis de TAN (mg KOH/g)	1,5	2,25	3	Hoja de datos y especificaciones del producto (5), <i>paper</i> (6) (7)
	-LCPTG-HO-004	Contenido de agua (ppm)	175	262	350	
			(0,175 kg/m ³)	(0,262 kg/m ³)	(0,35 kg/m ³)	Hoja de datos y especificaciones del producto (5), <i>paper</i> (6) (7)

Tabla 7. IOW para corrosión por degradación de *hot oil*.

¹ 290 °C (563 K) = *Maximum bulk temperature*, ² 315 °C (588 K) = *Extended maximum use temperature*, ³ 635 °C (908 K) = *Maximum film temperature*

son transportados a través del sistema y se depositan en áreas de baja velocidad o flujo estanco.

- Oxidación: todos los fluidos orgánicos de transferencia de calor reaccionan con el aire para formar ácidos orgánicos. La tasa de oxidación es baja en condiciones ambientales, pero aumenta rápidamente con la temperatura. Estos ácidos son susceptibles de sufrir polimerización por radicales libres, lo que aumenta la viscosidad del fluido y podría provocar depósitos. Por ello, resulta importante cuantificar el número de ácido total (TAN) como medida de la concentración de ácido orgánico en el fluido.

Los tubos de hornos o calentadores, los tanques de expansión y drenaje se consideran equipamiento crítico. Los lazos analizados contienen los equipos de colección y restitución de *hot oil* en el sistema y los hornos de aceite.

Definición de variables y respectivos límites

Para elaborar las IOW del sistema de *hot oil* el parámetro es la temperatura máxima de operación del fluido, que al ser sobrepasada genera un craqueo térmico del fluido, que propicia su oxidación.

La corrosión debida a la degradación del *hot oil* es localizada, afectada por incrustación de producto degradado, incremento de la acidez y exceso de contenido de agua. Los contaminantes pueden catalizar la degradación del fluido y también dar lugar a graves problemas operativos y de equipo. En general, un nivel de 350 ppm (0,35 kg/m³) causará problemas operativos suficientes para requerir un sistema de ebullición. Por ello, *Process Heating Industrial Thermal Fluid Heating* indica que las condiciones clave para que se inicie la degradación del *hot oil* son las siguientes:

- El craqueo térmico por elevada temperatura.

- La presencia de contaminantes, como el agua, que en concentraciones superiores a 350 ppm (0,35kg/m³) puede causar problemas.
- La oxidación del fluido térmico, que se puede verificar con la medición del TAN, que indica presencia de ácidos orgánicos. En general, el nuevo fluido tiene un TAN de 0,01 (mg KOH/g). Se recomienda el reemplazo completo de líquidos con un TAN de 3,0 (mg KOH/g).

Sobre la base de lo estudiado, en la tabla 7, se definieron posibles límites para cada uno de los factores más críticos.

En cuanto al Therminol 55, el fabricante recomienda rangos de trabajo de hasta 600 °F (588,7 K) con una temperatura máxima de 675 °F (630,4 K). La degradación térmica del fluido de transferencia de calor se duplicará por cada aumento de

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite Superior	Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
LCPTG-HO-001	Temperatura de pie de tubo de horno (°F)	Informativo	550 (560,9 K)	Emitir notificaciones sobre posible degradación de <i>hot oil</i>	Diario	Ingeniero de integridad en campo	Operador
		Estándar	600 (588,7 K)	Emitir alerta. Evaluar la disminución de temperatura de los hornos por posible degradación del <i>hot oil</i> o			
		Crítico	635 (608,2 K)	realizar el reemplazo del fluido a corto plazo			
LCPTG-HO-002	Análisis TAN (mg/l)	Informativo	1,5 (0,0015 kg/m ³)	Emitir notificación sobre posible degradación del <i>hot oil</i>	Diario	Ingeniero de integridad en campo	Operador
Estándar		2,25 (0,225 kg/m ³)	Emitir alerta y evaluar reemplazo del <i>hot oil</i> a corto plazo				
Crítico		3 (0,003 kg/m ³)	Emitir alarma y reemplazar <i>hot oil</i> por encontrarse degradado				
LCPTG-HO-003	Contenido de agua (ppm)	Informativo	175 (0,175 kg/m ³)	Emitir notificaciones sobre posible contaminación de <i>hot oil</i>	Semanal	Ingeniero de integridad en campo	Operador
Estándar		262 (0,2626 kg/m ³)	Emitir alerta sobre posible contaminación de <i>hot oil</i>				
Crítico		300 (0,300 kg/m ³)	Emitir alarma sobre posible contaminación de <i>hot oil</i>				

Tabla 8. Definición de acciones e intervalos de medición para corrosión por degradación de *hot oil*.

18 °F (10 K) a 20 °F (11 K) en la *bulk temperature*. Esto podría ocasionar que la vida útil del fluido de transferencia de calor se redujera a la mitad al operar a casi 20 °F (11 K) por encima de la temperatura máxima. Al bajar la temperatura, grados similares reducirían la tasa de degradación del fluido a la mitad. Por lo tanto, pequeños cambios en la temperatura pueden tener un gran impacto en la vida del fluido de transferencia de calor a temperaturas elevadas. Es importante ver por qué es necesario determinar con precisión el límite de estabilidad térmica para un fluido, así como operar a la *bulk temperature* apropiada del fluido de transferencia de calor. Además, la temperatura de la película (*film temperature*) es un aspecto importante de la tasa de degradación térmica del fluido de transferencia de calor. La temperatura máxima de la película es la más alta que experimenta un fluido en el sistema, normalmente, se encuentra adyacente a la pared del tubo en la superficie de calentamiento, y generalmente promedia los 50 °F (10 °C) más alta que la *bulk temperature*.

Puntos de muestreo

- Mediciones de temperatura en piel de tubo de horno.
- Mediciones de contenido de agua realizadas por el método Karl Fisher Water. La toma de muestras debe ser realizada cerca de la succión de bomba de circulación (no se toma muestra del tanque de expansión o drenaje). Se debe realizar una gráfica de tendencia de los resultados obtenidos.
- El mismo punto de muestreo puede ser utilizado para obtener la muestra para el análisis TAN. Evaluar la condición periódica del fluido ayuda a identificar cuando se necesita mantenimiento o reemplazo en el sistema.
- Las partículas retenidas en los filtros deberían ser analizadas para determinar los compuestos generados.

4. Creep

A elevadas temperaturas los componentes metálicos pueden deformarse lenta y continuamente sometidos a cargas por debajo de la tensión de fluencia. Esta deformación

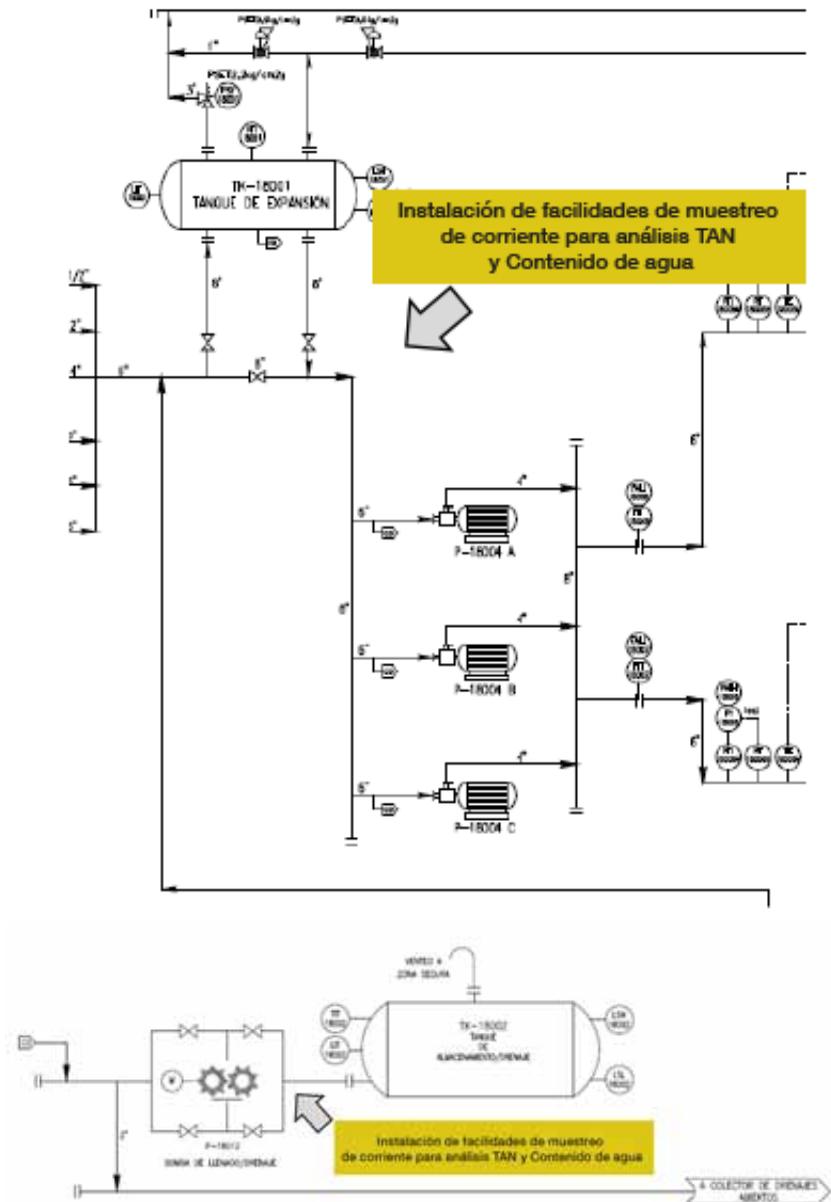


Figura 9. Puntos de muestreo de corrosión por degradación de *hot oil*.

de componentes sometidos a cargas, dependiente del tiempo es conocida como *creep*. Esta deformación conduce a daño que puede eventualmente culminar en ruptura.

El proceso de *creep* se desarrolla en tres etapas:

1. La primera etapa es de transición. La resistencia al *creep* del material se incrementa debido a la deformación del material. Predomina a temperaturas bajas.
2. En la segunda etapa, la tasa de deformación es casi constante. Los equipos deben ser monitoreados a intervalos predefinidos.
3. En la tercera etapa se observa un incremento rápido en la tasa de deformación hasta la rotura.

En el caso de este mecanismo de daño, en *ASM Metal Hand book* (vol. 13) se indica que los equipos de acero, que operan a condiciones de temperatura elevada por períodos prolongados, resultan afectados por los incrementos de temperatura y disminuye la resistencia mecánica. En la práctica, las fallas de estos se dan por *creep* (elongación) o rotura por tensión.

Definición de variables y respectivos límites

Se debe analizar las excursiones por períodos prolongados (mayor a 600 segundos) sobre la temperatura límite para evaluar el efecto acumulado del daño por *creep*.

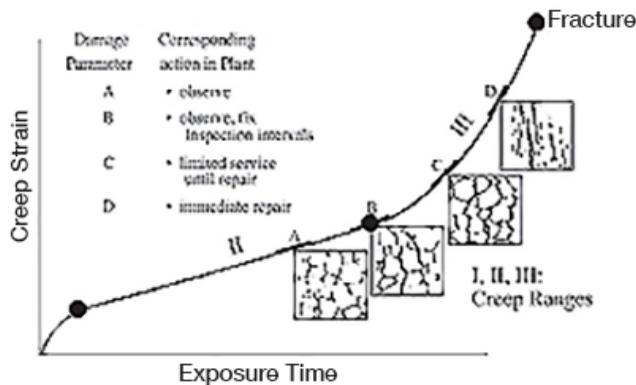


Figura 10. Etapas del mecanismo de creep.

Por otro lado, las presiones de operación menores a 150 psig (1.034.214 Pa) no generan esfuerzos considerables sobre los tubos por debajo de la escala en las curvas de tensión para ASTM A106 Gr B. Entonces, los factores principales son los siguientes:

- Material y cargas aplicadas.
- La temperatura límite para los tubos de horno y calentadores depende del material, según la tabla 4.3 *–Threshold Temperatures for Creep* (Reference 1) en Sección 4.2.8, API 571 (*Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*). Para nuestro caso, la temperatura límite es de 650 °F (616,5 K), estos componentes se encuentran sometidos a temperaturas elevadas (>500 °F o 533 K), son de material SA 106 Gr B (UTS <

414MPa o 4,13x10⁸ Pa). Fig. E2 Stress Curves for ASTM A106 grado B.

- El incremento de tensión, debido a la pérdida de espesor producida por la corrosión, reducirá el tiempo de falla.

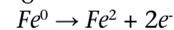
Los límites recomendados para la temperatura de piel de tubo de los tubos de hornos se detallan en las tablas 9 y 10.

5. Corrosión por diferencial de concentración

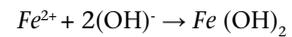
Es un proceso corrosivo que se presenta de forma generalizada o localizada en aceros al carbono y otros metales causada por sales disueltas, gases, compuestos orgánicos o actividad microbológica. Este mecanismo de daño se encuentra en equipos que procesan agua contraincendios

y agua de producción. Se desarrolla de la siguiente manera:

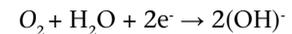
- La corrosión ocurre en la parte anódica donde el hierro se disuelve de manera rápida de acuerdo con la siguiente oxidación:



- Esta reacción es acompañada por la formación del hidróxido, al hidrolizar el catión Fe²⁺:

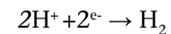


- El hidróxido ferroso se combina con oxígeno y agua para producir hidróxido férrico, que se convierte en herrumbre cuando se deshidrata a Fe₂O₃.
- La reacción catódica (reducción) primaria es



- La producción de iones oxhidrilos crea un alto pH localizado en el cátodo, aproximadamente 1-2 unidades de pH por encima del pH del resto del agua. La reacción de reducción de oxígeno controla la velocidad de corrosión en los sistemas de enfriamiento; la tasa de difusión de oxígeno suele ser el factor limitante.

- En la reducción, entra en competencia otra reacción catódica importante:



A pH neutro o superior, la concentración de iones H⁺ es demasiado baja para que esta reacción contribuya significativamente a la velocidad

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite superior IOW			Criterio
			Informativo	Estándar	Crítico	
PTG	-LCPTG-HO-002 -LCPTG-GL-002	Temperatura de piel de tubo de horno (°F)	317 (431,5 K)	476 (519,8 K)	635 ¹ (608,15 K)	API 571 y hoja de especificaciones de "Thermonol 55"

Tabla 9. IOW para creep.

¹Si bien API 571 (Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry) establece como límite crítico 650 °F (616 K) para susceptibilidad a creep de aceros al carbono con UTS ≤ 60 ksi o 4,13x10⁸ Pa, la temperatura de piel de tubo crítica para el craqueo térmico del hot oil es 635 °F (608,15 K).

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite inferior	Límite Superior	Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
		Informativo	-	317 (431,5 k)	Emitir notificación sobre susceptibilidad a creep si se aumenta la temperatura			
LCPTG-HO-002	Temperatura de piel de tubo de horno (°F)	Estándar	-	476 (519,8 K)	Emitir alerta. Temperatura al 75% de la máxima para susceptibilidad a creep	Diario	Ingeniero de integridad en campo	Operador
LCPTG-GL-002		Crítico	-	635 (608,2 K)	Emitir alarma. Evaluar posibilidad de disminuir la temperatura por inicio de degradación del material de los tubos de hornos			

Tabla 10. Definición de acciones e intervalos de medición para Creep.

de corrosión global. Sin embargo, a medida que el pH disminuye, esta reacción se vuelve más importante hasta que, a un pH de aproximadamente 4, se convierte en la reacción catódica predominante.

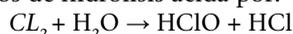
Definición de variables y respectivos límites

Los factores críticos son los siguientes:

Sólidos totales. Los depósitos de sólidos crean zonas discontinuas donde pueden generarse diferencial de potenciales que generan posteriormente la corrosión. Cuanto mayor es el nivel de sólidos disueltos, generalmente un indicador de cloruros, mayor es la velocidad de corrosión. Los niveles de hierro superiores a 5 ppm en el agua de recirculación podrían ser una indicación de que los dispersantes aplicados y los agentes floculantes son insuficientes para mantener la formación de depósitos a un nivel aceptable. Se pueden requerir otros medios de control de depósitos.

API 581 (*Risk-Based Inspection Methodology*) define dos rangos de corrosividad en base al contenido de TDS: el primero se ubica 50-400 ppm (0,05-0,4 kg/m³) y el segundo de 401-1000 ppm (0,401-1 kg/m³). Teniendo en cuenta que, según *Evaluating a glycol neutralizer and corrosion inhibitor efficiency for carbon steel in a glycol system*, se considera un agua ligeramente corrosiva a partir de 500 ppm (0,5 kg/m³).

Contenido de cloruros. Tiene poco efecto sobre el acero al carbono si el pH se mantiene por encima de 7 para suprimir la formación de productos de hidrólisis ácida por:



Según API 581 (*Risk-Based Inspection Methodology*), la corrosión del acero aumenta con el contenido de cloruro del agua y alcanza un máximo de aproximadamente 6000 ppm (6 kg/m³). Por encima de ese nivel, el efecto del cloruro se compensa con la disminución de la solubilidad del oxígeno disuelto, aunque los valores típicos de agua de inyección en la industria poseen niveles de aproximadamente 1000 ppm (1 kg/m³) de cloruros.

pH. El efecto del pH de una agua aireada pura o blanda sobre la corrosión del hierro a temperatura am-

biente se muestra en la figura 11, en un rango de 4 a 10 la velocidad se hace constante, por debajo de 4 crece severamente.

Según API 581 (*Risk-Based Inspection Methodology*), en aguas dulces, la corrosión del acero se rige por el oxígeno disuelto en un amplio rango de pH (4,5 a 9,5) a temperaturas relativamente bajas. Por debajo de pH 4,5, la corrosión es controlada por la evolución de hidrógeno y crece abruptamente, mientras que por encima de pH 9,5, una película insoluble de hidróxido férrico suprime la corrosión. En soluciones donde las concentraciones iónicas son altas sin una caída correspondiente en el pH, la corrosión con desprendimiento de hidrógeno puede ocurrir en el rango de pH 5,0 a 5,5. En el rango de pH intermedio de 4,5 a 9,5, un depósito de óxido ferroso protege la superficie y mantiene el pH de la superficie de acero aproximadamente a pH 9,5. La velocidad de corrosión permanece casi constante y se determina por difusión uniforme de disuelto oxígeno a través del depósito. En la superficie metálica debajo del depósito, el oxígeno se reduce catódicamente. La reducción del oxígeno disuelto produce una condición superficial ligeramente alcalina, que precipita el carbonato de calcio (CaCO₃). Estos precipitados a su vez inhiben la reducción catódica y la corrosión.

Cabe recordar que es recomendable mantener el pH por encima de 7 para suprimir la formación de productos de hidrólisis ácida (HCl).

Es por ello que se recomienda mantener el pH del agua entre 6,5 y 9,5.

La corrosión causada por agua de proceso, drenajes, agua contra incendios, entre otros, se produce por los contenidos de sales, metales y el nivel de pH. Existe un método para estimar la corrosividad del agua analizada. El índice de estabilidad de Ryznar fue desarrollado en base a los parámetros fisicoquímicos del agua a diferentes niveles de saturación. Los valores límite indicados a continuación son referenciales y pueden variar si se realiza un estudio de corrosión que analice el agua de proceso, drenajes y contraincendios en planta. Estos límites se validaron con valores típicos de la industria.

Las variables TDS, Cl- y Fe se midieron indirectamente a través de la velocidad de corrosión con probetas adecuadas para ese fin, por facilidades en la implementación, para ello se tuvo en cuenta la recomendación de NACE Stándar RP 0775 (*Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfields Operations*) sobre evaluar los límites.

Implementación de IOW

Una vez definidos los mecanismos y los parámetros que se utilizarán para evaluar si se encuentran en valores acotados dentro de los límites definidos como tolerables, el siguiente paso es la implementación de las tecnologías y las actividades necesarias para la medición de esos parámetros (Figura 12).

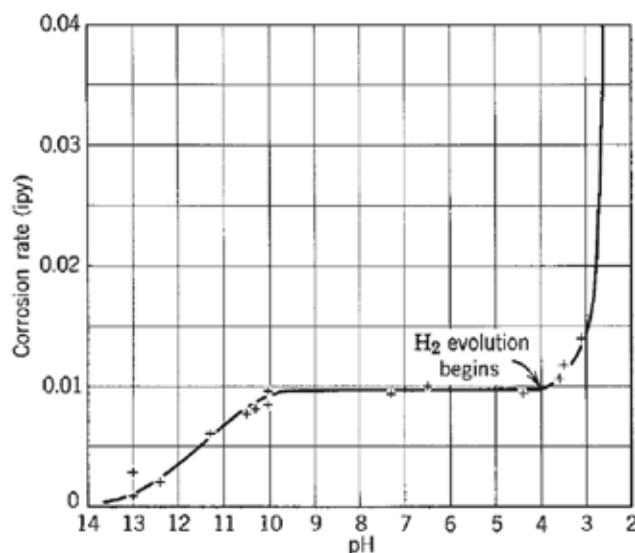


Figura 11. Velocidad de corrosión en función del pH.

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite inferior IOW		Límite superior IOW		Criterio
			Crítico	Informativo	Estándar	Crítico	
	LCPTA-PW-001						
	LCPTA-PW-002	pH del H ₂ O	6	8	9	9,5	API 581
PTG	LCPTA-PW-003	TDS (mg/l)	-	50 (0,05 kg/m ³)	400 (0,4 kg/m ³)	1000 (1 kg/m ³)	API 581
	LCPTA-PW-004	Cl ⁻ (mg/l)	-	500 (0,5 kg/m ³)	600 (0,6 kg/m ³)	1000 (1 kg/m ³)	API 581, valor típico de la industria (8)
	LCPTA-HD-001	Fe (mg/l)	-	2,5 (0,0025 kg/m ³)	3,75 (0,00375 kg/m ³)	5 (0,005 kg/m ³)	API 581

Tabla 11. IOW para corrosión por diferencial de concentración.

Actualmente el proyecto se encuentra en la etapa de implementación, es decir, de instalación de herramientas necesarias para el monitoreo de las variables seleccionadas, desarrollo de cadenas y redes de comunicación de información y procedimientos de acción.

Asimismo, se prevé la utilización de tableros para la rápida visualización tanto de la situación actual como de las condiciones pasadas. Para ello, a modo de ejemplo, se muestra una pantalla del tablero típico diseñado para la visualización de la variable monitoreada, en este caso la temperatura de piel de tubo de horno (°F), con los tres límites de la ventana operativa de integridad. En la figura 13 se muestra un tablero dinámico, donde pueden filtrarse

distintos factores de manera de analizar, por ejemplo, horas en servicio en salida de cada uno de los rangos, cantidad de mediciones fuera del límite seleccionado y operarios que dieron de alta el dato, entre otros.

Conclusiones

La herramienta ventanas operativas de integridad es una poderosa aliada del mantenimiento de los activos. Como cualquier herramienta tiene aspectos beneficiosos y otros que implican mayor esfuerzo en el día a día de la gestión de integridad.

Entre los aspectos beneficiosos se destacan:

- Anticiparse a posibles aumentos en el deterioro por mecanismos de daño.

- Dosificación de químicos orientado a variables fuera de control.
- Enfoque de esfuerzos de inspección sobre morfologías específicas.
- Seguimiento con mayor frecuencia de las variables que se entienden como conductoras de los mecanismos de daño que más afectan la instalación en cuestión.
- Aumento de la comunicación entre áreas (Mantenimiento / Operaciones / Procesos).
- Una fuente de retroalimentación para la actualización de estudios de riesgo.

Respecto de la implementación se destacan los siguientes puntos:

- El desarrollo requiere pericia en mecanismos de daño y contar con el apoyo de personal de planta con gran conocimiento del proceso y su historial a lo largo del ciclo de vida.
- Una implementación exitosa requiere el apoyo de las gerencias y un convencimiento del camino por transitar, ya que este tipo de implementaciones consumen tiempo debido a la necesidad de instrumentar y medir.
- Contar con la metodología de inspección basada en riesgo implementada allana el camino para la selección de las variables, dado que esta implica un análisis

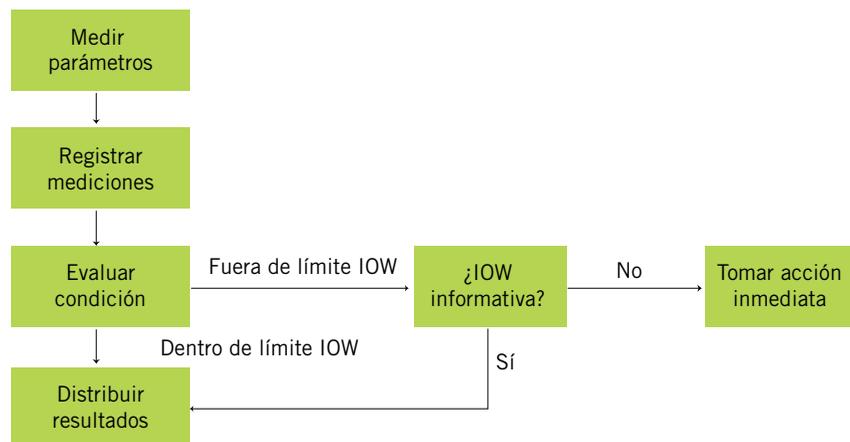


Figura 12. Diagrama de implementación de IOW.

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite		Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
			inferior	Superior				
LCPTA-PW-001	pH del H ₂ O	Crítico	6	-	Emitir alarma. Registrar condición crítica de corrosividad del agua y aumentar el pH	Semanal	Ingeniero de integridad en campo	Operador
		Informativo	-	8	Emitir alerta y registrar condición crítica de corrosividad del agua y disminuir el pH			
		Estándar	-	9				
LCPTA-PW-003		Crítico	-	9,5				
LCPTA-PW-004	Velocidad de corrosión	Informativo	-	0,025	Emitir notificación, alerta o alarma		Ingeniero de integridad en campo	
LCPTA-HD-001	(mm/y) (como medida indirecta de: TDS, Cloruros y Hierro)	Estándar	-	0,25	Informar y registrar condición para evaluación de corrosividad del agua	Mensual	Ingeniero de integridad en campo	Operador
		Crítico	-	>0,25				

Tabla 12. Definición de acciones e intervalos de medición para corrosión por diferencial de concentración.

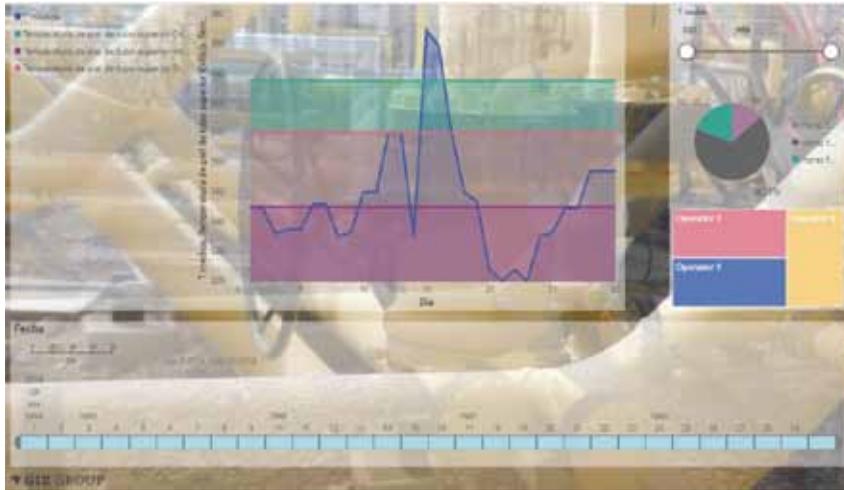


Figura 13. Tablero dinámico para IOW.

de los mecanismos de daño potenciales.

- Contar con un historial de inspección y mantenimiento aporta a un mayor conocimiento de los mecanismos que efectivamente se encuentran activos.

En este caso, la fase de estudio, definición de variables y límites fue alcanzada con éxito y se lograron los objetivos establecidos en el proyecto:

- Identificación de mecanismos de daño activos y potenciales en las plantas estudiadas.
- Identificación de variables críticas por monitorear y variables por controlar.
- Establecimiento de las ventanas de operativas de integridad junto con límites informativos, estándares y críticos.
- Incremento de la comunicación entre las diversas áreas de la organización: durante la etapa de análisis de mecanismos de daño y el establecimiento de límites para cada variable en juego fue necesario la cooperación de Producción, Integridad y Mantenimiento. Los valores óptimos para cada uno de los límites se resolvieron en conjunto.

A futuro, los pasos para la instalación son los siguientes:

- Verificar la efectividad de las variables definidas, evaluar necesidad de modificaciones en base a los resultados de inspección.
- Verificar tendencias en las variables en el nivel macro (épocas del año, fuentes del producto por procesar, dosificaciones efectuadas).
- Retroalimentar el RBI actualmen-

te implementado con la información generada.

En síntesis, con estas actividades, en la instalación se espera lograr:

- La reducción de la probabilidad de falla: el hecho de monitorear las variables más críticas permite tener un mejor control sobre los mecanismos de degradación, se pueden prevenir accidentes así como disminuir la incertidumbre sobre el grado de deterioro de los distintos componentes, previniendo las fechas de fallas.
- La disminución de costos: en todos los casos se consensuaron los criterios más adecuados, de forma de establecer límites que resulten razonablemente prácticos. Asimismo, el monitoreo de variables críticas incrementó la confiabilidad y redujo la probabilidad de pérdida de contención de fluido, que redujo los costos asociados a las pérdidas y la reparación de fallas.
- La dinamicidad del modelo de riesgo: en un plazo de dos meses se prevé actualizar el análisis de riesgo, de forma de validar los supuestos tomados durante la implementación de la metodología de inspección basada en riesgo para retroalimentarlo con los datos necesarios.

Bibliografía

- API 571: *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.
- API RP 581 2016: *Risk based Inspection Methodology*.
- Arada, M., Otaibi, B., Refai, F., Haggag, S. y Ray, A. 2013. *NACE Paper 2227: Corrosion Management of Refinery Pro-*

cess Units by Using Integrity Operating Window (IOW), NACE International, Orlando, Florida.

- Castellanos, E., I. Díaz Tang. 2015. *Evaluating a glycol neutralizer and corrosion inhibitor efficiency for carbon steel in a glycol system*, Pluspetrol Corporation en conjunto con Universidad Pontificia Católica del Perú, Lima.
- Comité ISO. 2014. *Norma ISO 10816-2014: Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts*, ISO, Suiza.
- Comité NACE International. 2004. *NACE TM0194-94: Field monitoring of bacterial growth in oil field systems*, NACE International, Houston.
- Comité NACE International. 2005. *NACE Standard RP 0775: Preparation, Installation, Analysis and interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*, NACE International, Houston.
- Comité NACE International. 2017. *NACE Publication 21413: Prediction of Internal Corrosion in Oilfield Systems from System Conditions*, NACE International, Houston.
- Eastman. 2013. *Technical Data Sheet Therminol 55 Heat Transfer*.
- Energy Institute. 2008. *Guidelines for the avoidance of the vibration induced fatigue failure in process pipe work*, 2nd ed., Energy Institute, London.
- FORO DE AUTORES VARIOS, *Cloride Content*, Recuperado de <https://www.engtips.com/viewthread.cfm?qid=123929>
- <http://www.powermaster.com.mx/www/informacion/aceite.html>
- Koradbadi, H. y Dinon, M. *Manage TEG liquid in corrosion in sales gas pipelines*, Recuperado de <http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/manage-teg-liquid-and-corrosion-in-sales-gas-pipelines.aspx>
- León, O. R., Cárdenas, C., Araujo, I. y Carrullo, J. 2003. *Evaluation of biocides used for control of SRB presents in a oilfield water plant*, Universidad de Zulia, Maracaibo.
- MultiTherm Technical Page, *Fluid Analysis of Heat Transfer Fluids in Hot Oil Units*, Recuperado de <https://www.multitherm.com/fluid-analysis.html>
- Smar, J., Roberts, R. 2006. *NACE Paper 06442: Possible Glycol Corrosion in nominally dry Gas Pipelines*, NACE International, Houston.
- Suárez Baldo, R. y Salinas, D. 2009. *Impacto del mercurio transportado por el Gas Natural sobre Aleaciones de aluminio y aceros*, Universidad Nacional de Sur, Bahía Blanca.

En la Argentina, el consumo de energía en edificios (residenciales, comerciales y públicos) es aproximadamente el 31% del total del país. De este consumo, alrededor del 58% se usa para acondicionamiento de aire, calefacción y refrigeración. Por lo tanto, alrededor del 18% del consumo energético total del país, se emplea en acondicionamiento térmico de interiores. En esta nota se discuten algunas medidas de bajo costo para que las familias puedan optimizar el uso de la climatización de sus viviendas y reducir los gastos de este servicio.

Confort térmico

Las condiciones de confort térmico dependen de la temperatura y la humedad relativa ambiente. El contenido de la humedad en la atmósfera se mide por la cantidad de vapor de agua presente en ella. La humedad relativa (HR) (1) es la relación entre la cantidad de vapor de agua presente en la atmósfera y la máxima cantidad de vapor que la atmósfera puede contener. Por lo tanto, una HR=100% indica que la atmósfera tiene la máxima cantidad de vapor que a esa temperatura puede contener.

Junto con la temperatura del aire, la humedad relativa desempeña un papel crucial en el confort térmico de las personas y los animales. Según las pautas internacionales, como las elaboradas por la *The American Society of Refrigerating Engineers* (ASHRAE) (2), el rango recomendado de humedad relativa en interiores en edificios

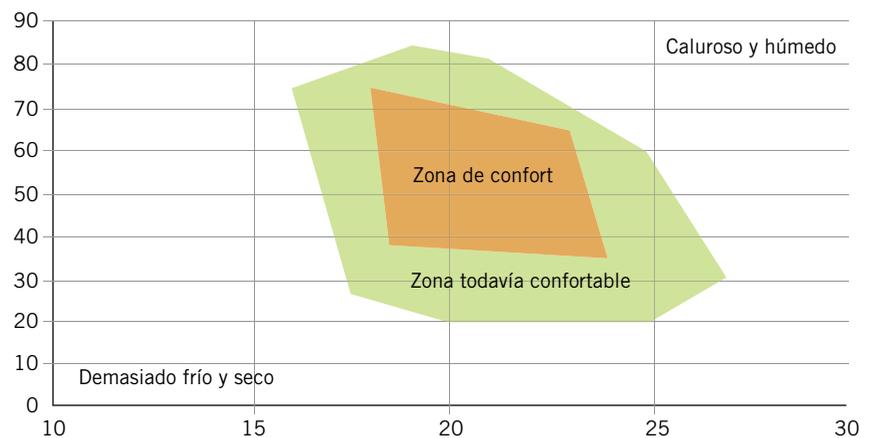


Figura 1. Zonas de confort térmico. El rectángulo de aristas naranjas es la zona de confort para la mayoría de las personas. Pero el polígono de bordes verdes es, asimismo, una zona de confort razonablemente aceptable por muchas personas⁴.

y viviendas es entre el 30 y el 70% (Figura 1).

En la zona de HR entre el 30% y el 70%, la temperatura de confort para la mayoría de las personas se halla entre un 18 °C y 25 °C. Es decir, el área del rectángulo limitado por las

líneas bordó que se observan en la figura 1. En verano, la mayoría de las personas estarán confortables a una temperatura de unos 24 °C a 26 °C con ropa liviana. En invierno, quizás una temperatura de 18 °C a 21 °C, con un suéter o pulóver, casi todas

Eficiencia en climatización.

Sugerencias para optimizar su consumo y medidas de bajo costo

Por *Leila Iannelli y Salvador Gil (UNSAM)*

las personas se sentirán cómodas. La razón de esta diferencia de temperatura para verano e invierno deviene de varios factores: 1) La vestimenta que usamos en cada estación del año; 2) la disminución y los cambios bruscos de temperatura; 3) el ahorro en el uso de la energía, y su consecuente disminución de los costos de funcionamiento; 4) mitigación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

- 1) La vestimenta que usamos en invierno y verano varía considerablemente. En invierno usamos más abrigos que en verano. Así, con suficiente ropa, en invierno necesitamos de una temperatura más baja en los interiores de viviendas y edificios. En verano sucede lo opuesto.
- 2) Es conveniente por razones de salubridad y confort, minimizar los cambios bruscos de temperatura al entrar y salir de las viviendas o edificios.
- 3) Un cambio de un grado en la temperatura de los termostatos en invierno y verano tiene un efecto muy significativo en el consumo de energía. Elevar 2 °C la temperatura del termostato en invierno, por ejemplo de 20 °C a 22 °C, genera un 30% más de consumo de energía, lo

mismo ocurre para la temperatura de verano. Claramente, una disminución del consumo, implica una consecuente reducción de su costo. La reducción del costo monetario puede ser proporcionalmente mayor que el ahorro de energía, ya que, al reducir el consumo, se pasa a categorías de usuarios¹ con menores tarifas de energía.

- 4) Mitigación de las emisiones de GEI, dado que los combustibles usados en calefacción, gas natural, Gas Licuado de Petróleo (GLP), gasoil, etcétera, son derivados de combustibles fósiles y su quema implica la emisión de dióxido de carbono (CO₂). Igualmente, más del 60% de la electricidad que se usa en la Argentina proviene de la quema de gas y

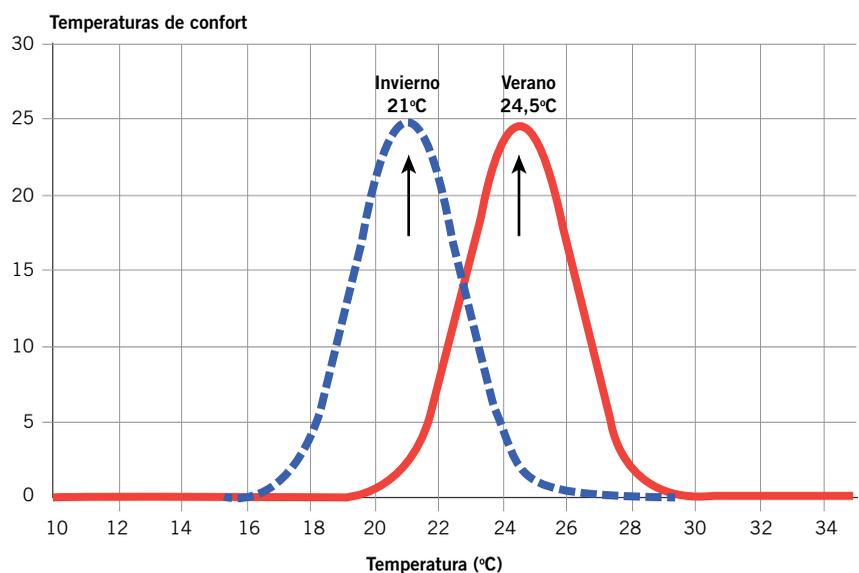


Figura 2. Porcentaje de personas en situación de confort en invierno y en verano, indicado con curvas azul y roja, respectivamente. Estas curvas indican que distintas personas tienen diferente comportamiento ante la temperatura, pero en general, en invierno, con una temperatura ambiente de 21 °C se puede satisfacer a la mayoría de las personas. De igual modo en verano, la temperatura óptima es de 24,5 °C. El área de estas curvas es el 100%.

otros combustibles fósiles, por lo tanto, reducir nuestro consumo de energía implica una reducción importante de nuestras emisiones de GEL.

Lógicamente, hay variaciones en estas condiciones de confort según las personas, como se muestra en la figura 2, pero una regla simple y práctica consiste en fijar los termostatos en 20 °C en invierno y 24 °C en verano.

Se puede reducir considerablemente el consumo de calefacción en invierno y la refrigeración en verano. En invierno, cerrando bien las ventanas, postigos o persianas como las cortinas si las hubiese, usando una buena frazada y ropa de dormir adecuada, aprovechando la inercia térmica de los edificios, se puede tener confort térmico con la calefacción apagada. En este sentido, es importante reducir las infiltraciones o chifletes de aire de las aberturas.

En verano, un buen ventilador de techo o un climatizador evaporativo², que consumen mucho menos energía que un acondicionador de aire, pueden ser opciones adecuadas en la mayoría de las ciudades de la Argentina, en particular en el NOA y la zona andina.

Consumo de energía para calefacción

En la figura 3 se muestra la distribución del consumo de la energía

en la Argentina en el año 2019 y la distribución de energía en el sector residencial. Este sector fue responsable del 24% de la energía consumida en el país. El consumo asociado a calefacción y refrigeración (3), en conjunto llamado *acondicionamiento térmico de interiores*, representa el 40% del consumo doméstico (36% calefacción y 4% aire acondicionado).

Si se incluye el consumo de edificios comerciales y públicos, suponiendo que un 50% de la energía utilizada en este sector se usa en el acondicionamiento térmico de los edificios, su contribución es un 4% adicional. De manera análoga, se estima que casi un 4% de la energía usada en el sector industrial, se destina al acondicionamiento térmico de esos edificios. De modo que el consumo de energía en acondicionamiento térmico de edificios (residenciales, comerciales, públicos e industriales) es del orden del 18% del consumo energético total del país.

Acondicionamiento térmico de viviendas

El acondicionamiento térmico de interiores, es decir, refrigeración y calefacción, es un servicio doméstico que tiene cierta complejidad, que lo diferencia de otros servicios energéticos residenciales. Por ejemplo, en el caso de la preservación de alimentos, el consumo asociado a este servicio depende en gran medi-

da del tipo de heladera o refrigerador del que se disponga. Este problema de eficientizar el consumo, se puede abordar de manera eficaz con el reemplazo del equipo y con pautas de uso adecuadas. Lo mismo ocurre con los servicios de agua caliente sanitaria o iluminación.

En el caso de acondicionamiento térmico, los consumos no solo dependen del equipo, sino también del tamaño, el lugar geográfico donde se encuentra, el tipo de envolvente (paredes, techos, ventanas, puertas, etc.), el diseño de la vivienda, su orientación, su entorno o ubicación; todas partes estructurales de una vivienda; y, finalmente, de los equipos de calefacción y refrigeración.

Ahora bien, cuando la vivienda ya está construida, es poco lo que se puede hacer para mejorar el entorno o el diseño, menos aún se puede hacer con la geografía. En cuanto a la parte envolvente, se pueden mejorar sus características (aislación térmica), pero su costo es elevado y requiere de un trabajo que puede llevar varias semanas. Lo mismo ocurre con un cambio de los sistemas de calefacción o refrigeración. La instalación de piso radiante o radiadores de agua caliente resulta una intervención muy significativa y costosa. Desde luego que mejorar todas estas características en una vivienda nueva es muy diferente.

En otro orden, hay muchas mejoras que se pueden lograr racionalizando y administrando los consumos adecuadamente, que además

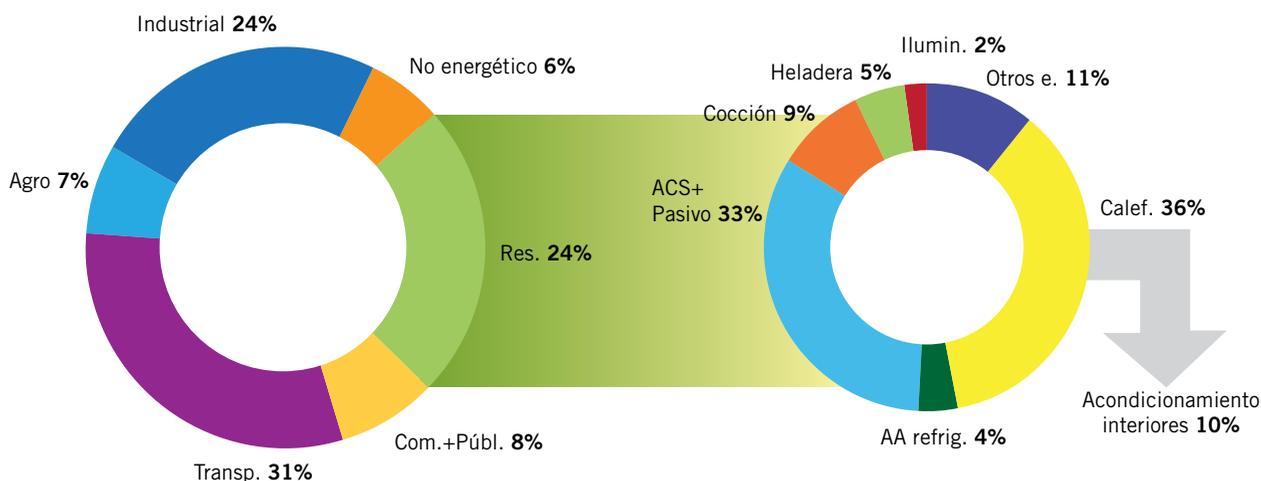


Figura 3. Izquierda: usos de la energía en la Argentina en 2019. Aquí "Transp." se refiere al consumo de transporte, "Res." es el consumo residencial, "Com+Públ." es el consumo comercial y de edificios públicos, "Agro" se corresponde con el uso agropecuario y "No energético" es el uso de combustibles como materia prima de manufacturas. Derecha: distribución del consumo del sector doméstico en la Argentina. Por lo que la fracción de consumo total nacional, el acondicionamiento térmico de viviendas es el 10% del total de la energía usada en la Argentina.

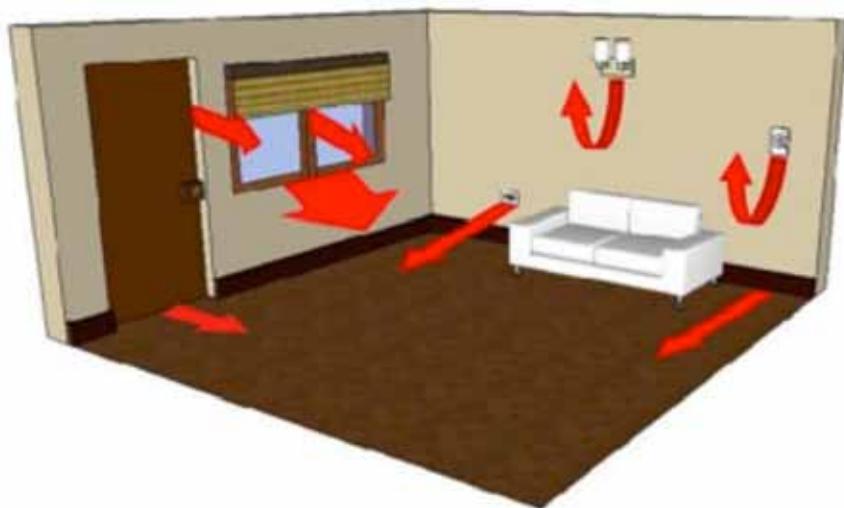


Figura 4. Esquema de infiltraciones de aire por puerta, ventana, luces, enchufe y zócalo³.

de reducir los gastos en energía y las emisiones de dióxido de carbono, mejoran considerablemente el confort de las familias, y las inversiones son moderadas.

En base a esta discusión, parece conveniente dividir las acciones de racionalización y eficiencia del acondicionamiento térmico de viviendas en dos tipos:

1. Medidas de racionalización de bajo costo.
2. Medidas de eficientización de alto impacto y costo intermedio.

En este artículo nos enfocaremos en las medidas de racionalización de bajo costo, y en un próximo artículo discutiremos las medidas de alto impacto y costo intermedio. También se puede consultar otras referencias al respecto (4).

La experiencia con auditorias de viviendas en la Argentina y en otros lugares (5) muestra que es posible realizar reducciones importantes en consumo de energía si se mejoran las condiciones de confort de sus habitantes, con medidas de racionalización y eficiencia de bajo costo.

Estas medidas pueden aportar ahorros de energía en calefacción y refrigeración, que típicamente pueden ir del 30% al 60% del consumo en estos usos. Las siguientes sugerencias seguramente ayudarán a ahorrar energía, dinero y mantener un ambiente confortable durante el invierno. Algunos consejos se pueden utilizar a diario, otras son acciones sencillas y económicas. Para ello es primordial comenzar con *el uso racional*, sin esta base puede carecer de importancia las modificaciones que se realicen y ser mínimos los ahorros de energía.

- Evitar las infiltraciones de aire alrededor de puertas, ventanas, taparollo, luces empotradas y a lo largo del zócalo o el borde del piso (Figura 4).
- Colocar burletes en puertas y ventanas de manera de reducir las infiltraciones de aire, o cambiar los burletes que estén gastados (Figura 5).
- Aprovechar el sol, para ello abrir las cortinas de las ventanas que den al norte durante el día permitir que el sol caliente el inte-

rior en invierno. En verano es conveniente hacer lo opuesto.

- Usar cortinas o persianas. En invierno, cerrar cortinas, persianas o postigos de madera o plástico en ventanas y balcón durante la noche, amortigua el efecto de las temperaturas bajas del exterior (Figura 6). Asimismo, se deben cerrar las puertas.
- Preparar la vivienda para la estación de año, por ejemplo, antes del invierno o el inicio del verano, revisar la hermeticidad de los cierres de puertas y ventanas, renovar los burletes y las ventanas que no se usen mucho, se puede colocar laminar de polietileno que actúa como vidrio doble (en inglés esta adecuación la llama *winterizing*) (6).

Mediante las cámaras termográficas infrarrojas (IR), actualmente algunos smartphones vienen con una cámara térmica IR ya incorporada, se pueden realizar evaluaciones rápidas de las zonas donde hay pérdidas de calor. En la figura 6 se observan imágenes termográficas de una misma ventana tomadas en invierno con la habitación calefaccionada. Con la cámara térmica, además, se puede medir la temperatura superficial, las partes más frías están de color azul/violeta, y las más cálidas en la gama del rojo. En la imagen de la izquierda se puede observar que la temperatura de la pared es aproximadamente 18 °C, en la imagen del medio, la temperatura del vidrio es de 2,9 °C (con la persiana de madera que da al exterior levantada), y a la derecha se observa la misma ventana, con la persiana cerrada (baja), la temperatura del vidrio tiene la temperatura del ambiente, aproximadamente 18 °C, es decir, la temperatura del vidrio aumenta 15 °C con solo bajar



Figura 5. Ejemplo de diferentes tipos de burlete, izquierda en ventana y derecha en puertas.



Figura 6. Fotos termográficas de una ventana. Izquierda: medición de la temperatura de la pared (18,3 °C). Medio: temperatura de la superficie del vidrio (2,9 °C). Derecha: temperatura del vidrio una vez que se cierra la persiana de madera (18,7 °C).

la persiana de madera. Esta comparación muestra la importancia del uso de cortinas y persianas de madera o de plástico para disminuir la transmitancia térmica⁴ de los vidrios. Lamentablemente, en muchas construcciones de la última década en la Argentina, dejaron de usarse las cortinas. Quizás una señal distorsiva de los subsidios a la energía.

- No sobrecalefaccionar o refrigerar la vivienda, calefaccionar a una temperatura ambiente de 18 °C o a lo sumo 20 °C en invierno y refrigerar alrededor de 24 °C en verano (no menos). Usar termostato o un termómetro para controlar la temperatura de la vivienda. En lo posible evitar saltos térmicos entre el interior y exterior mayores a 10 °C, ya grandes saltos térmicos general shock térmicos que causan múltiples problemas en las personas, en particular, en aquellas con dificultades respiratorias.
- Calefaccionar un par de horas el dormitorio antes de ir a dormir y apagar durante la noche. Es ineficiente y costoso calentar la casa durante la noche, además es peligroso, debido al riesgo de incendios. A la mañana, también calefaccionar solo un par de horas.
- Calefaccionar/refrigerar solo los ambientes donde haya personas, no toda la vivienda.
- Utilizar ropa adecuada, es decir, usar suéter o pulóver y medias de lana en invierno y ropa liviana en verano.
- Utilizar una o más frazadas de polar o similar bien ajustadas al colchón (costados y en la zona de los pies). También se pueden sumar

frazada eléctrica o manta gruesa de duvet o fibras sintéticas.

- Usar pijamas y sábanas abrigadas, por ejemplo pijama de franela y sábanas de franela en invierno.
- Aprovechar el calor que genera el cuerpo. Un ser humano genera una potencia de aproximadamente 100 W. Acurrucarse con su pareja, perro o gato es una buena estrategia.
- No abrir ventanas para bajar la temperatura interior en invierno. Si fuese necesario, algunas ventanas que no se abren frecuentemente en invierno, se pueden sellar con una folia de polietileno transparente y cinta de carpintero. De este modo, se logra el mismo efecto de una ventana de doble vidrio, pero a un costo muy bajo (7).
- Apagar el piloto del calefactor a gas cuando no se use.
- Utilizar artefactos de clase de eficiencia energética A o superior.
- Invertir ventilador. En invierno, invertir la dirección de giro del

ventilador para que funcione en sentido contrario (o simplemente encenderlo a mínimo), para que fuerce el aire caliente que se encuentra cerca del techo hacia abajo, donde están las personas. Es frecuente que los edificios y vivienda tengan un gradiente térmico muy importante, empleando casi toda la energía para calefaccionar los techos, mientras las zonas bajas están frías.

- Si compra un nuevo aire acondicionado frío/calor para calefaccionar o refrigerar, adquiera uno de eficiencia clase A, o mejor, en lo posible con *inverter*. Consumen hasta un 45% menos que una de igual clase de eficiencia, pero sin *inverter*.

Regulación de termostatos

Un modo simple de lograr importantes ahorros tanto en gas como en electricidad, en calefacción y re-

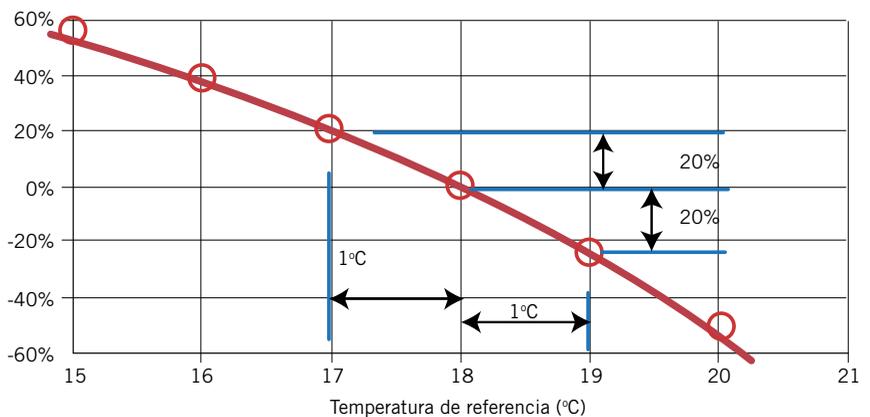


Figura 7. Representación de los potenciales ahorros en consumo de energía para calefacción, por variación de 1 °C en la temperatura de referencia o del termostato. Para la Ciudad de Buenos Aires, disminuir la temperatura en 1 °C generaría un ahorro del 20% (8).



frigeración (7), consiste en fijar adecuadamente las temperaturas del termostato de los equipos. Varios estudios indican que bajar en un 1 °C el termostato en invierno, puede generar ahorros entre un 10% y un 20% del consumo de calefacción, dependiendo de la zona del país (Figuras 7 y 8). De igual forma, aumentar en 1 °C el termostato en los acondicionadores de aire, puede generar un ahorro de energía superior al 20%. En la zona central de la Argentina, donde se concentra alrededor del 90% de la población, estos ahorros son del 20% en invierno y del 25% en verano. Dado que el consumo de energía primaria usada en calefacción y refrigeración de edificios en el país es del 18% del total, una simple medida consistente en variar 1 °C las temperaturas de los equipos, aportaría entre un 3% y un 4% de ahorro del consumo total.

Además, este ahorro se lograría en los picos de consumo, contribuyendo a mitigar los cortes de suministro. Solo en el caso de la calefacción a gas, en los días de mayor frío, cuando el consumo por calefacción alcanza unos 50 millones de m³/día, se podrían esperar ahorros del orden de los cinco millones de m³/día, es decir que este ahorro ocurriría durante los picos de consumo. Desde luego, este ahorro se produciría en

los días de mayor frío, es decir, que afecta el consumo pico. Se muestra así la importancia de impulsar un programa orientado a monitorear y regular cuidadosamente la temperatura a las que se fijan los termostatos, en invierno y en verano, como así también la importancia de establecer normativas que estimulen el uso racional y eficiente de la energía incremento del 1 °C de la temperatura de referencia para distintas ciudades de Argentina y de otros países.

Como se observa, a medida que las temperaturas son más rigurosas, el ahorro por incremento de 1 °C en el termostato disminuye, pero sigue siendo considerable, del orden del 10%.

Para el caso de la calefacción, es recomendable el uso de termostatos de los sistemas de acondicionamiento térmico de ambientes, tanto eléctricos como de gas, como un método eficaz de reducción del consumo de energía utilizado en calefacción y re-

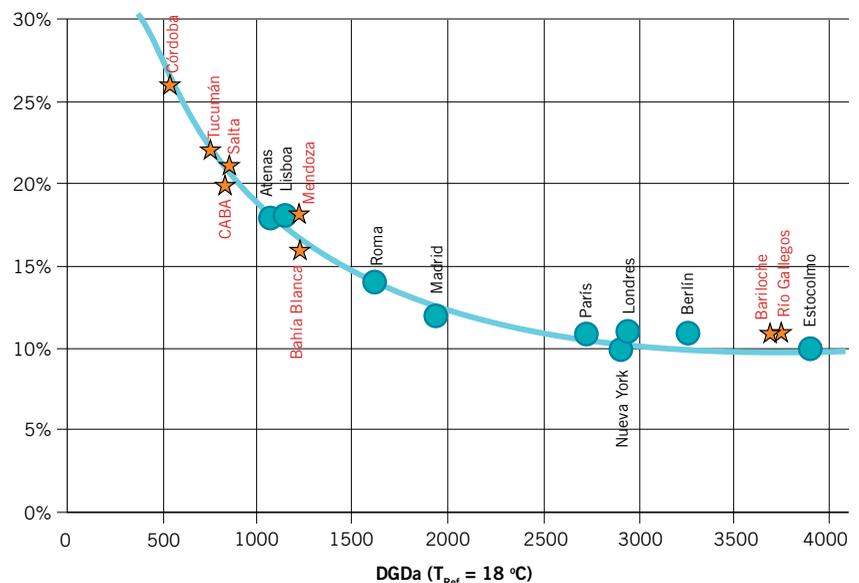


Figura 8. Representación de los ahorros en calefacción, por disminución de 1 °C para distintas ciudades de la Argentina y del mundo. Para este análisis se usó una temperatura de referencia de 18 °C. DGDa significa déficit grado día anual¹⁵.

frigeración (9). Desde luego, los usuarios también pueden lograrlo usando un simple termómetro de pared, que son de bajo costo. En concordancia con el DOE (U.S. Department of Energy), se debería recomendar el uso del termostato en invierno a 20 °C, mientras los ocupantes estén despiertos, y reducir esta temperatura a 18 °C cuando duermen. Los porcentajes de ahorro son mayores para los edificios en climas templados, como los de la región centro-norte de la Argentina.

Aunque los termostatos se pueden ajustar manualmente, aquellos que son programables permiten volver a las temperaturas de confort antes de despertar o regresar a casa. En esa línea, en muchos edificios de la Argentina con calefacción central, muchas veces se deja la calefacción encendida en todo el edificio, calefaccionando unidades sin moradores (ya sea porque las unidades están sin ocupación, o porque sus moradores no se encuentran). Esto constituye un uso no racional de los recursos que además tiene un alto costo para sus habitantes. Dado que los sistemas actuales de calefacción central permiten un ajuste individual de la calefacción, generando ahorro a sus moradores, se hace necesaria una regulación especial al respecto, que haga mandatorio su uso en edificios nuevos. De hecho, la directiva de eficiencia energética de 2012 (Directiva 2012/27/UE) establece un conjunto de medidas vinculantes para lograr que Unión Europea (UE) alcance sus objetivos de eficiencia energética para 2020, entre las cuales se encuentra la obligatoriedad de que los edificios de departamentos cuenten con sistemas que contabilicen sus consumos individuales de calefacción, con el fin de reducir las emisiones GEI y ahorro energético en los hogares. Estos sistemas permiten a los usuarios obtener información objetiva sobre la energía consumida y valorar sus ahorros.

Costo de calefaccionar una vivienda

Existen diversos modos de calefaccionar una vivienda, cada uno con sus ventajas y desventajas, por eso con el fin de poder comparar la conveniencia entre ellos, es necesario te-

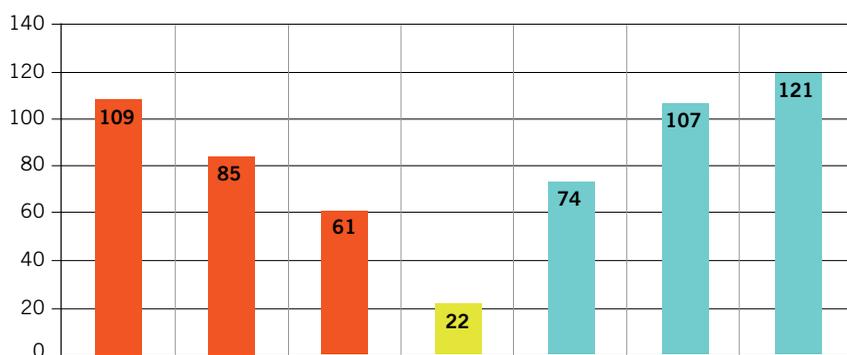


Figura 9. Variación de los costos de MWh con impuestos y cargos en el sector residencial de los distintos combustibles e insumos en tres zonas de la Argentina. Los números ubicados arriba de las barras indican la relación de cada insumo, relativo al gas natural (GN) por red.

ner en cuenta el costo inicial de cada sistema, su consumo y, por supuesto, el costo de la energía. Dado la volatilidad de los precios en pesos, realizaremos estas estimaciones de dólares.

Si bien el gas se comercializa en metros cúbicos, el gas en garrafas en kilogramos, etcétera, vamos a reducir los costos de estos insumos en unidades más convenientes: kilo watt-hora (kWh) o mega watt-hora (MWh). El costo del MWh de los principales insumos energéticos usados en la calefacción en la Argentina se muestran en la figura 9, tomando como base los costos de gas, electricidad, etcétera, vigentes a noviembre de 2021. Con estos costos de la energía y suponiendo un consumo en calefacción para una vivienda tipo de unos 75 m² de superficie, en la zona central de la Argentina, más específicamente tomando de ejemplo, el Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), con un consumo de calefacción de unos 650 m³ (GN) »7 MWh/año, que equivale a un usuario medio actual, se calcula el costo de la calefacción a quince años, incluyendo el costo de los equipos y del combustible. Dado que el costo de los equipos se realiza al inicio de la instalación, y el combustible se lo paga diferido a lo largo de 15 años, es necesario reducir el costo de los combustibles a valores presentes, para ello se toma una tasa de descuento en dólares del 7% anual. Los resultados para un usuario de la región del AMBA, se muestran en la figura 10 y en la figura 11 se muestran los mismos resultados para un clima más frío como el de Mar del Plata, suponiendo una vivienda de similares características. Sin embargo, es preciso tener en cuenta que el rendimiento de las bombas de calor

(es decir acondicionadores de aire frío/calor) en climas fríos disminuye (10), cosa que no sucede con las calderas.

Como se observa en la figura 10, los modos más económicos de calefaccionar una vivienda en la región del AMBA son las estufas de tiro balanceado a gas natural, los equipos de aire acondicionado (frío-calor) o bombas de calor (A en el etiquetado de eficiencia o mejor A con *inverter*). A medida que los inviernos son más rigurosos, las bombas de calor con *inverter* (etiqueta A) se vuelven más convenientes. Lo mismo sucede con las calderas a gas natural con radiadores de agua, a medida que el clima es más frío se vuelven más competitivas (Figura 11).

Lo barato sale caro

Si bien las estufas eléctricas a resistencia son las más económicas de adquirir (ver barras rojas en las figuras 10 y 12), a la larga, cuando se computa el costo de la energía, son las más caras de mantener. Además de ser riesgosas, muchas veces no tienen ningún sello de calidad o seguridad. Debido a que causan muchos accidentes (incendios y cortocircuitos en las instalaciones internas) es conveniente evitarlas. Otro ejemplo que no es costoso de adquirir son las estufas con gas envasado (GLP), pero dado al alto costo del combustible, tampoco son convenientes.

Finalmente, queremos destacar la importancia de hacer un uso racional de los recursos, tomar todas las acciones de bajo costo que se pueden implementar y recordar que *la energía más barata y la que menos contamina es la que nunca se usa.*

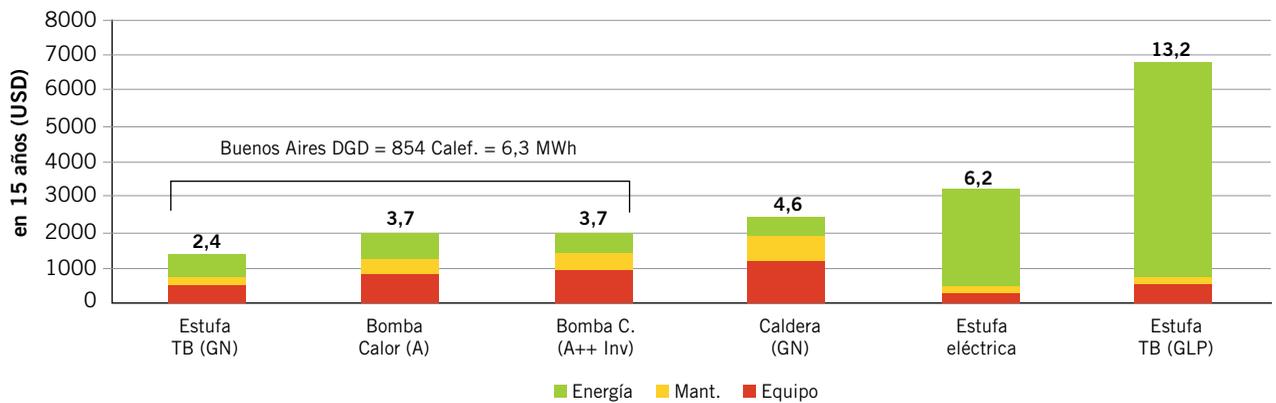


Figura 10. Variación de los costos de calefactar de una vivienda convencional ubicada en AMBA, del tipo prevalente actualmente en la Argentina, para quince años, se incluye el costo de los equipos (barras rojas), el costo de la energía (barras verdes) y mantenimiento (barras amarillas). Los costos de la energía fueron reducidos a valores presentes con una tasa de descuento del 7%.

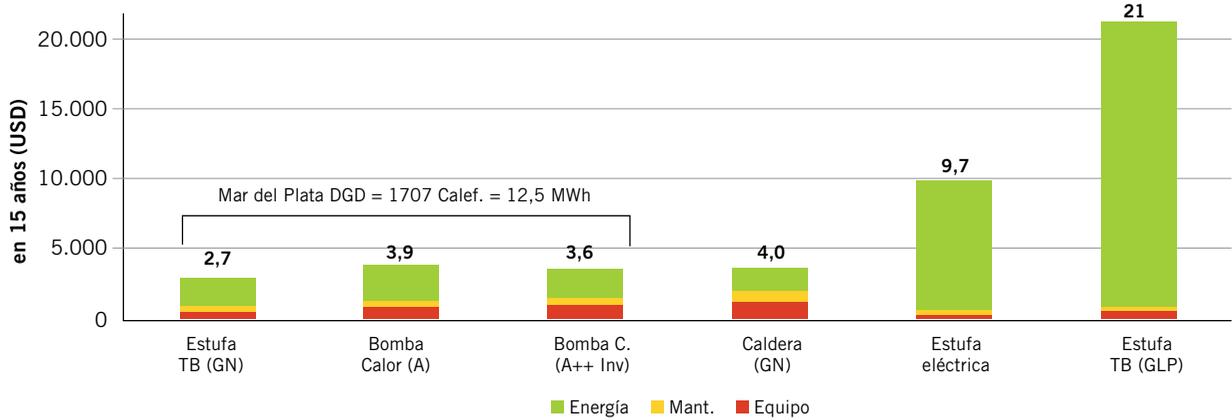


Figura 11. Variación de los costos de calefactar una vivienda convencional ubicada en Mar del Plata, del tipo prevalente actualmente en Argentina, para quince años, se incluye el costo de los equipos (barras rojas), el costo de la energía (barras verdes) y mantenimiento (barras amarillas). Los costos de la energía fueron reducidos a valores presentes con una tasa de descuento del 7%.

Notas

- 1 Un usuario se refiere a una vivienda conectada a la red. Es decir, un usuario corresponde a un medidor.
- 2 Los climatizadores evaporativos son dispositivos que enfrían la temperatura del aire a través de un ventilador que pasa por un radiador húmedo. Al evaporarse el agua del radiador, el agua toma calor del aire y lo enfría. Estas máquinas bajan algunos grados la temperatura del aire. En climas secos, estos equipos funcionan muy bien. Hay dispositivos portátiles y grandes equipos aptos para aplicaciones industriales.
- 3 Sergio Antonio Navarrete Boutaud Concepción-Chile, Infiltraciones de aire en la vivienda. Tesis para optar al grado de magister en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Mecánica, 2016.
- 4 La transmitancia térmica (U) representa la cantidad de calor que atraviesa una ventana por tiempo, por área y por diferencia de temperatura.
- 5 Unidad para medir el nivel del rigor

invernal en una zona, que relaciona la temperatura media exterior durante la época fría del año con una cierta temperatura de confort para calefacción en interiores.

Bibliografía

- 1 Wikipedia. 2019. Humedad relativa. https://es.wikipedia.org/wiki/Humedad_relativa.
- 2 ASHRAE (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers). 2019. <https://www.ashrae.org/about>.
- 3 Zavalía Lagos, R. Iannelli L. y Gil S. (2020). Consumos claves, ¿cuáles son los principales consumos domésticos en Argentina?, *Instituto Argentino de la Energía (IAE)*, nov. 2020.
- 4 Gil S. (2021). Sector residencial: acondicionamiento térmico de viviendas- Eficiencia Energética en Argentina. Trabajo de Fundación Bariloche dentro del Consorcio liderado por GFA Consulting Group para el proyecto de Cooperación de la Unión Europea.

- 5 Prieto R., Gil S. (2014). Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración. http://www.petrotecnica.com.ar/6-2014/pdfs_petro6-14/ConPublicidad/102-109.pdf
- 6 DOE- USA. (2020). Reducing Electricity Use and Costs. <https://www.energy.gov/energysaver/save-electricity-and-fuel/appliances-and-electronics/reducing-electricity-use-and-costs>
- 7 Ace Hardware, How To Winterize Your Home. (2021). <https://www.youtube.com/watch?v=LAU8LYkG-K8>
- 8 Family Handyman, This is the Best Way to Winterize Windows. (2020). <https://www.familyhandyman.com/article/this-is-the-best-way-to-winterize-windows/>
- 9 Prieto R. y Gil S. (2014). Regulación del termostato: un modo simple y racional de ahorrar energía en calefacción y refrigeración. http://www.petrotecnica.com.ar/6-2014/pdfs_petro6-14/ConPublicidad/102-109.pdf



La corrosión influenciada microbiológicamente (CIM) es un proceso por el cual los microorganismos pueden iniciar, facilitar o acelerar la corrosión. Distintas sustancias son empleadas en los ambientes industriales para tratar de controlar la presencia de microorganismos involucrados en CIM. En la industria petrolera se suele utilizar el sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio (THPS).

Microorganismos resistentes al THPS con potencial de actividad corrosiva en la industria petrolera

Este trabajo fue seleccionado del 4° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas realizado por el IAPG en 2021.



La corrosión es un proceso natural que produce el deterioro de los metales provocado por la interacción con el ambiente. Afecta varios sectores, como la producción, el transporte y refinación de hidrocarburos.

Los microorganismos cambian las condiciones electroquímicas en la interface metal-solución por adhesión de las células a la superficie del metal, la formación de biofilms con la consecuente liberación de metabolitos, lo que induce o acelera el proceso de corrosión influenciada microbiológicamente (CIM) (Moura *et al.*, 2013).

Los microorganismos causales han sido clasificados en grupos microbianos según sus actividades metabólicas, como los procariotas productores de sulfuro que incluyen reductores de sulfato y tiosulfato (Machuca y Polomka, 2018), productores de ácido (Gu, 2014), metanógenos (Uchiyama *et al.*, 2010), oxidantes de hierro (Liu *et al.*, 2014) y bacterias reductoras de hierro (Herrera & Videla, 2009). Estos microorganismos son parte de la microbiota normal de los yacimientos de petróleo (Ollivier & Magot, 2005), que cuando alcanzan la superficie pueden colonizar la infraestructura metálica de las instalaciones de producción durante el proceso de extracción de petróleo y gas.

El monitoreo de la actividad microbiana en las instalaciones de producción es parte de la gestión de la corrosión de los activos de la industria del petróleo y gas. La evaluación microbiológica se realiza rutinariamente para detectar la presencia de microorganismos causantes de la CIM y para evaluar la efectividad de los tratamientos con biocidas utilizados para su mitigación.

Las diferentes formulaciones de biocidas son diseñadas con el fin de eliminar el desarrollo microbiano. Sin embargo, el aumento de la resistencia al biocida es siempre uno de los principales problemas asociado a su uso. El costo del tratamiento con biocida, junto con el transporte al yacimiento son causas que llevan a evitar la aplicación de altas concentraciones durante largos períodos. De este modo, un tratamiento irregular y desordenado termina favoreciendo la aparición de resistencia (Augustinovic *et al.*, 2012). Asimismo,

dada la imposibilidad de eliminar todas las bacterias del biofilm, la interrupción del tratamiento permitirá eventualmente que las células restablezcan sus actividades.

En este contexto, el objetivo del trabajo fue evaluar la eficacia de una aplicación del biocida sulfato de tetrakis (hidroximetil) fosfonio (THPS) sobre las poblaciones bacterianas presentes en agua de tanque de almacenamiento de crudo.

Materiales y métodos

Se dispusieron de 50 frascos que contenían 10 ml de agua de tanque esterilizada por filtración, con dos cupones de acero al carbono tipo SAE 1010 (10x20x1mm) por frasco. Los frascos fueron inoculados con una suspensión bacteriana obtenida por enriquecimiento a partir de una muestra de agua de tanque. Un set de 25 frascos fue tratado con 250 mg.l⁻¹ de THPS (tratamiento ATK+THPS). El resto quedó como control biótico (tratamiento ATK). Finalmente, se agregó crudo en todos los frascos y se incubaron en condiciones anóxicas.

También se realizaron controles abióticos. Se prepararon 30 frascos de la misma manera que para el estudio del efecto del biocida, pero en este caso, los frascos no fueron inoculados. A la mitad de ellos se les agregó el biocida. Estos frascos fueron denominados CAB+THPS y CAB.

Se determinó la concentración de THPS mediante iodometría. Los aniones fueron cuantificados por cromatografía iónica con el uso de un detector de conductividad (Chen *et al.*, 2017) propionate, and butyrate (volatile fatty acids [VFA]). La determinación de carbono orgánico total se realizó en un analizador de carbono de alta temperatura (Martin *et al.*, 2014).

Se realizaron extracciones de ADN de las muestras planctónicas y sésiles con el kit E.Z.N.A Soil DNA (Omega Bio-tek, Norcross, GA, USA) a los 3, 8, 15 y 60 días.

Periódicamente, fue monitoreada la concentración de poblaciones de bacterias y arqueas de muestras de agua y del biofilm desarrollado sobre los cupones metálicos, mediante PCR cuantitativa en tiempo real (q-PCR). Se usaron los primers

Por Lina Dominici^{1, 2}; Marisa Viera^{1, 3}
y María Teresa del Panno^{2, 3}

¹Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología de Pinturas (CIDEPINT), CICPBA-CONICET-UNLP.

²Centro de Investigación y Desarrollo en Fermentaciones Industriales (CINDEFI), CONICET-UNLP.

³Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de La Plata.

1055F/1392R para la cuantificación del gen 16S rRNA de bacterias y el 344F/519R para el 16S rRNA de arqueas. La cuantificación se llevó a cabo mediante curvas de calibración estándar realizadas a partir de diluciones del plásmido que contenía como inserto el gen de interés. Los resultados se expresaron como N° de copias/ml para muestra líquida o N° de copias/cm² para muestra de cupón para cada gen.

Para estudiar la diversidad del gen 16S rRNA de bacterias y arqueas se realizó secuenciación de última generación de las muestras de agua de tanque de almacenamiento sin inóculo (TK), del tratamiento ATK a los 3, 8 y 60 días y del tratamiento ATK+THPS a los 8 y 60 días. La amplificación se llevó a cabo con los primers 341F/806R para bacterias y 349F/806R para arqueas usando la plataforma Miseq Illumina. Se utilizó Qiime2 para el análisis bioinformático y el software R para el análisis estadístico y la realización de gráficos.

Los datos obtenidos en las medidas de concentración de THPS y de bacterias y arqueas se expresaron como promedios de triplicados con la respectiva desviación estándar. En esta última, la diferencia significativa entre los promedios se evaluó por comparación por medio del test de varianza ANOVA.

Los cupones metálicos fueron retirados de los frascos a las 24 h, 30 y 60 días para realizar medidas electroquímicas. Para la determinación de la resistencia de polarización mediante la técnica de Resistencia de Polarización Lineal (LPR) se realizaron curvas de polarización haciendo un barrido de ± 25 mV alrededor del potencial a circuito abierto (PCA) a una velocidad de barrido de 0,166mV.s⁻¹.

Los barridos potenciodinámicos fueron realizados a la misma velocidad en un rango de ± 500 mV vs. PCA. Los espectros de impedancia electroquímica (EIS) fueron obtenidos aplicando una onda sinusoidal de 10 mV (vs. PCA) entre 0,01 Hz and 20.000 Hz. Todas las medidas electroquímicas se realizaron a temperatura ambiente en una celda de tres electrodos con el cupón de acero SAE 1010 como electrodo de trabajo, un electrodo de calomel saturado como referencia y un alambre

de platino como contraelectrodo. El electrolito usado fue agua de tanque filtrada.

Para la microscopía electrónica de barrido (MEB), los cupones fueron retirados al día 60 y se procedió a la fijación del biofilm sumergiendo el cupón en una solución de glutaraldehído (Sigma-Aldrich) al 2,5% en buffer fosfato salino (PBS) durante 24 horas. Posteriormente, se realizaron pasos sucesivos de deshidratación con etanol desde el 20% hasta el 100% y se dejaron durante 30 minutos en cada solución, secado por punto crítico y metalizado con oro. Las observaciones de MEB se realizaron en un equipo FEI Quanta 200 (ThermoFisher, USA).

Resultados y discusión

En la tabla 1 se presenta la composición del agua de tanque de almacenamiento (TK) utilizada en el experimento. El agua se caracterizó por una baja salinidad y concentración de sulfato. La estabilidad del biocida fue analizada en el agua de almacenamiento, en presencia (ATK+THPS) y ausencia de microorganismos (CAB+THPS) (Figura 1). Bajo ambas condiciones el principio activo disminuyó su concentración hasta un valor no detectable luego de 8 días. Este comportamiento fue atribuido a la composición del agua de almacenamiento, dado que en agua destilada la concentración del

Componente	Valor
pH	7,37
Cloruro	3400 mg.l ⁻¹
Sulfato	15,8 mg.l ⁻¹
Nitrato	< 1 mg.l ⁻¹
Carbono total	542,1 mg.l ⁻¹
Carbono inorgánico	198,7 mg.l ⁻¹
Carbono orgánico	343,4 mg.l ⁻¹

Tabla 1. Composición química del agua de tanque de almacenamiento.

THPS se mantuvo estable en el valor de inicio, durante los 60 días del experimento.

Efecto del THPS sobre la densidad de las poblaciones microbianas

En la figura 2 se muestra la variación del número de copias del gen 16S rARN/ml de bacterias y arqueas en los tratamientos ATK y ATK+THPS. En ella se aprecia que la población de bacterias planctónicas se mantiene estable durante los primeros 10 días del tratamiento ATK, y finaliza en aproximadamente 107 copias/ml a los 60 días. La presencia del THPS produjo un significativo efecto (aunque de corta duración) al reducir un 62% la concentración de la población bacteriana en los primeros días de tratamiento. A los 60 días ya no se registró diferencia entre tratamientos. El descenso apreciado a los 15 días en ambos tratamientos fue atribuido a la adaptación del inóculo a las condiciones del ensayo. En

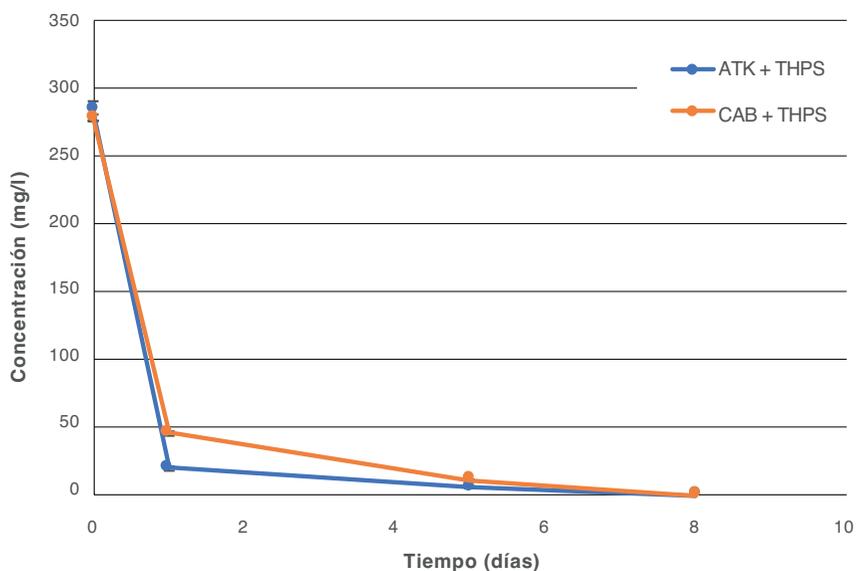


Figura 1. Cinética del biocida THPS durante el tratamiento en batch inoculado (ATK+THPS) y control abiótico (CAB+THPS).

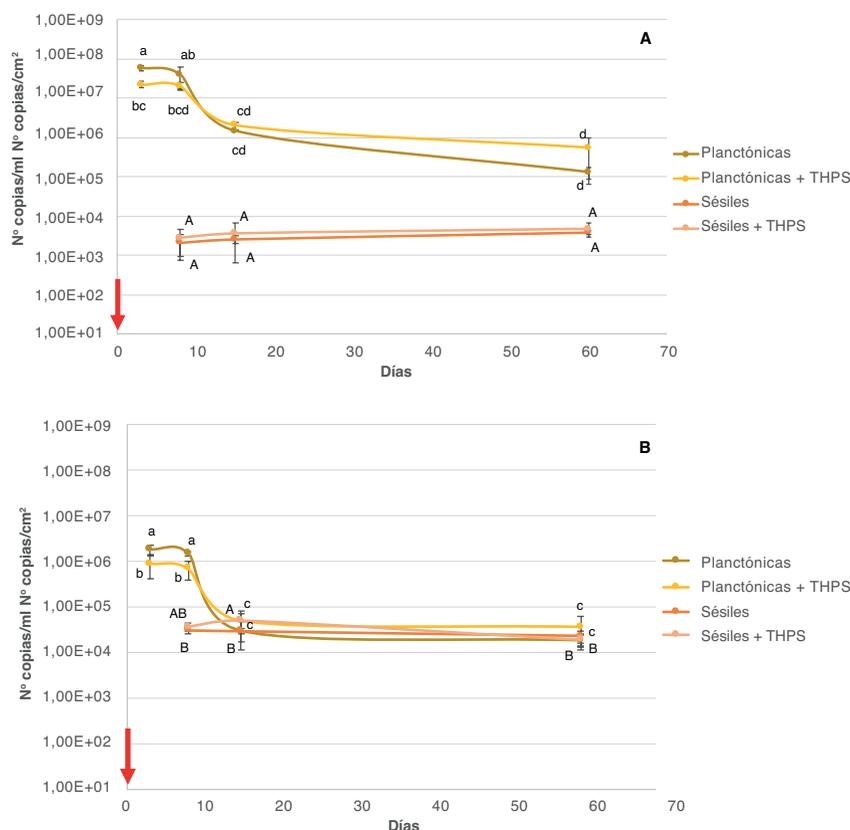


Figura 2. Dinámica del número de copias del gen 16S rRNA de bacterias planctónicas y en biofilm (A) y arqueas planctónicas y en biofilm (B) durante los tratamientos ATK y ATK+THPS. La flecha indica el momento de aplicación del biocida. Distintas letras indican diferencias significativas para la misma población durante los días de tratamiento.

cuanto a la capacidad de adhesión de las células de bacterias al cupón metálico, no fue detectado algún efecto del biocida en comparación con lo observado en el tratamiento control.

De forma similar a lo observado en bacterias, el biocida produjo una significativa reducción de la población de arqueas en los primeros días (50%), no se registraron diferencias con el control hacia el final del experimento. Respecto de la población adherida al cupón, se observó un aumento significativo de células adheridas al día 15 en presencia del

biocida. Este comportamiento no se observó al finalizar el tratamiento. Independientemente del estado de la célula (planctónica o sétil) y de la presencia del biocida, las concentraciones celulares al final del experimento fueron similares: $\sim 10^4$.

Efecto del THPS sobre la diversidad de las comunidades microbianas

El resultado del análisis taxonómico de la comunidad de bacterias y arqueas durante los tratamientos con y sin biocida se muestran en la tabla 2. Para su interpretación se uti-

lizaron los índices de alfa diversidad Chao (riqueza), Shannon (diversidad) e inversa del índice de Simpson (uniformidad). Las curvas de rarefacción (dato no mostrado) y el porcentaje de cobertura (>99%) indican que los resultados obtenidos fueron suficientes para cubrir la mayor parte de la diversidad.

El análisis de diversidad evidenció que el inóculo agregado al agua de tanque modificó ambas comunidades nativas, redujo inicialmente la riqueza y diversidad de la comunidad de bacterias y conservó un arreglo equitativo. Respecto de la comunidad de arqueas, la riqueza no se vio afectada inicialmente como era lo esperado, siendo que el inóculo no contenía células de arqueas. Su efecto se evidenció en el aumento de la diversidad y uniformidad de especies. La disminución de la riqueza observada a los 8 días pudo ser consecuencia de la adaptación de la comunidad a las condiciones de incubación.

A los 8 días de iniciado el tratamiento con THPS no se observaron marcados cambios en la riqueza y diversidad de la comunidad de bacteria. Si bien luego de 60 días se registró un incremento en la riqueza, este fue muy bajo comparado con el aumento de dos veces observado en ausencia del biocida. La comunidad finalmente establecida luego del tratamiento con biocida resultó menos diversa y uniforme, comparado con la comunidad del tratamiento control (sin biocida).

El agregado de THPS no afectó inicialmente la riqueza ni la diversidad de la comunidad de arqueas, similarmente a lo observado en bacteria, y rindió un arreglo más equitativo. La comunidad establecida luego de 60 días resultó más rica en especies, diversidad y comparativa-

BACTERIAS

Muestra	BACTERIAS				ARQUEAS			
	Cobertura (%)	Chao	Shannon	Inv. de Simpson	Cobertura (%)	Chao	Shannon	Inv. de Simpson
TK	99,99	385	4,4	24	100	39	0,7	1,3
ATK_3	99,98	108	3,8	25	99,79	42	1,6	2,3
ATK_8	99,95	110	3,8	25	99,91	16	1,5	2,5
ATK+THPS_8	99,97	108	3,9	30	99,94	22	2	5,1
ATK_60	99,99	412	4,8	53	99,99	55	1,7	2,4
ATK+THPS_60	100	193	3,5	15	99,99	62	2,1	3,4

Tabla 2. Análisis de diversidad de las comunidades microbianas en agua de tanque luego de 3, 8 y 60 días de tratamiento sin y con THPS (250 mg.l⁻¹).

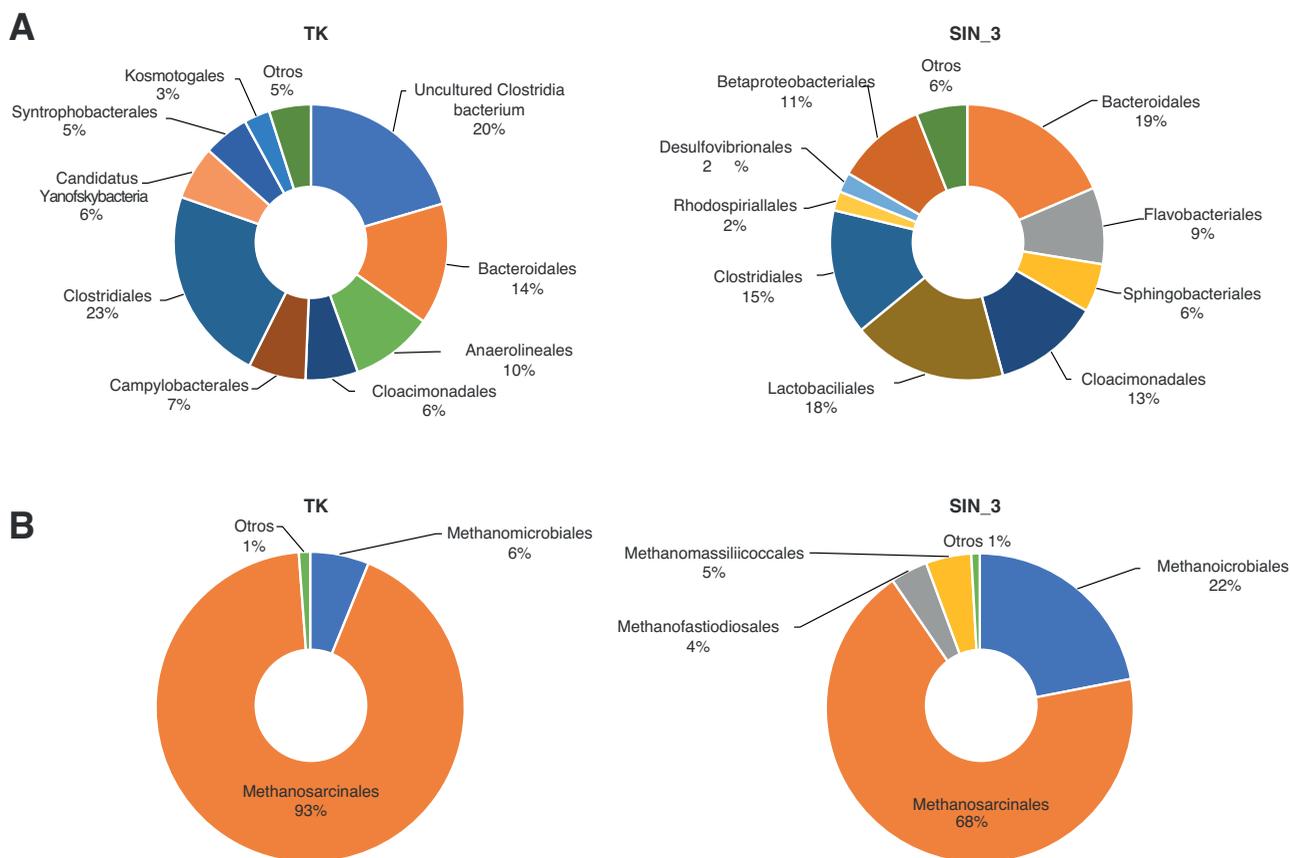


Figura 3. Composición taxonómica de la comunidad de bacterias (A) y arqueas (B) en el agua de tanque (TK) y luego de tres días de realizada la inoculación (SIN_3). El análisis se realizó a nivel de Orden. Los órdenes representados por < 2% se agruparon en "Otros".

mente algo más uniforme respecto del tratamiento control, contrariamente a lo observado en la comunidad de bacteria.

En la figura 3A se muestra la composición taxonómica a nivel de orden (>2%) de la comunidad nativa de la muestra de agua de tanque (TK) utilizada en el experimento. Los órdenes presentes en menos del 2 % se agruparon en "Otros" y los no clasificados como *Unassigned*. En ella se aprecia que la comunidad de bacterias estuvo representada por miembros de los órdenes Clostridiales (un 23%), un grupo no cultivable perteneciente a la clase JS1 del filo Atribacteria (un 20%), Bacteroidales (un 14%) y Anaerolineales (un 10%).

Los órdenes determinados en el agua de tanque son encontrados con frecuencia en aguas de sistemas petroleros (Alireza Bahadori, 2018), e incluyen microorganismos degradadores de hidrocarburos (Anaerolineales) y quimioheterótrofos fermentadores secundarios (Bacteroidales) capaces de utilizar intermediarios de la degradación de hidrocarburos para generar precursores metanogénicos

(Kunapuli *et al.*, 2007).

También han sido detectados en agua de producción y en cultivos de enriquecimiento de degradación de hidrocarburos miembros de Atribacteria. Aunque aún no es claro el rol fisiológico y ecológico, un reciente estudio infirió por herramientas genómicas que este filo tendría el potencial de asimilar varios sustratos heterotróficos permitiéndole competir con otros fermentadores primarios y secundarios, como así también mediante interacciones sintróficas con metanógenos asociados (Lee *et al.*, 2018).

En la figura 3B se muestra la composición taxonómica a nivel de orden de la comunidad de arqueas en el agua de tanque, representada principalmente por miembros del orden Methanosarcinales (un 93%). Su marcada abundancia esta en relación con la capacidad de miembros de este orden de metabolizar productos de degradación de los fermentadores primarios, como el acetato llevándolo a metano y dióxido de carbono a través de la vía acetoclástica (Kendall & Boone, 2006; Morris *et al.*, 2013)

El agregado de inóculo modificó parcialmente la composición de bacterias, que conservó la presencia de miembros de Bacteroidales (un 19%) y Clostridiales (un 15%) luego de tres días de tratamiento ATK. En el *heatmap* de la figura 6A se aprecia esa semejanza, en la asociación temprana de los perfiles de las muestras a los 3 y 8 días de tratamiento en ausencia del biocida, atribuido principalmente a miembros del orden Lactobacillales (18%-17%), Bacteroidales (19%-15%) y Clostridiales (15%-12%).

El agregado de inóculo redujo la dominancia de Methanosarcinales del 93% al 62%, a expensas del aumento de Methanomicrobiales (un 21%) hasta los ocho días de tratamiento. Miembros de este orden son reconocidos hidrogenotrofos (Browne *et al.*, 2017; Garcia *et al.*, 2006).

El efecto inicial del biocida se observó en la reducción de miembros del orden Lactobacillales (un 10%) y Betaproteobacteriales (un 5%), y en la selección de miembros del orden Bacteroidales (un 32%), conservando la abundancia de Clostridiales

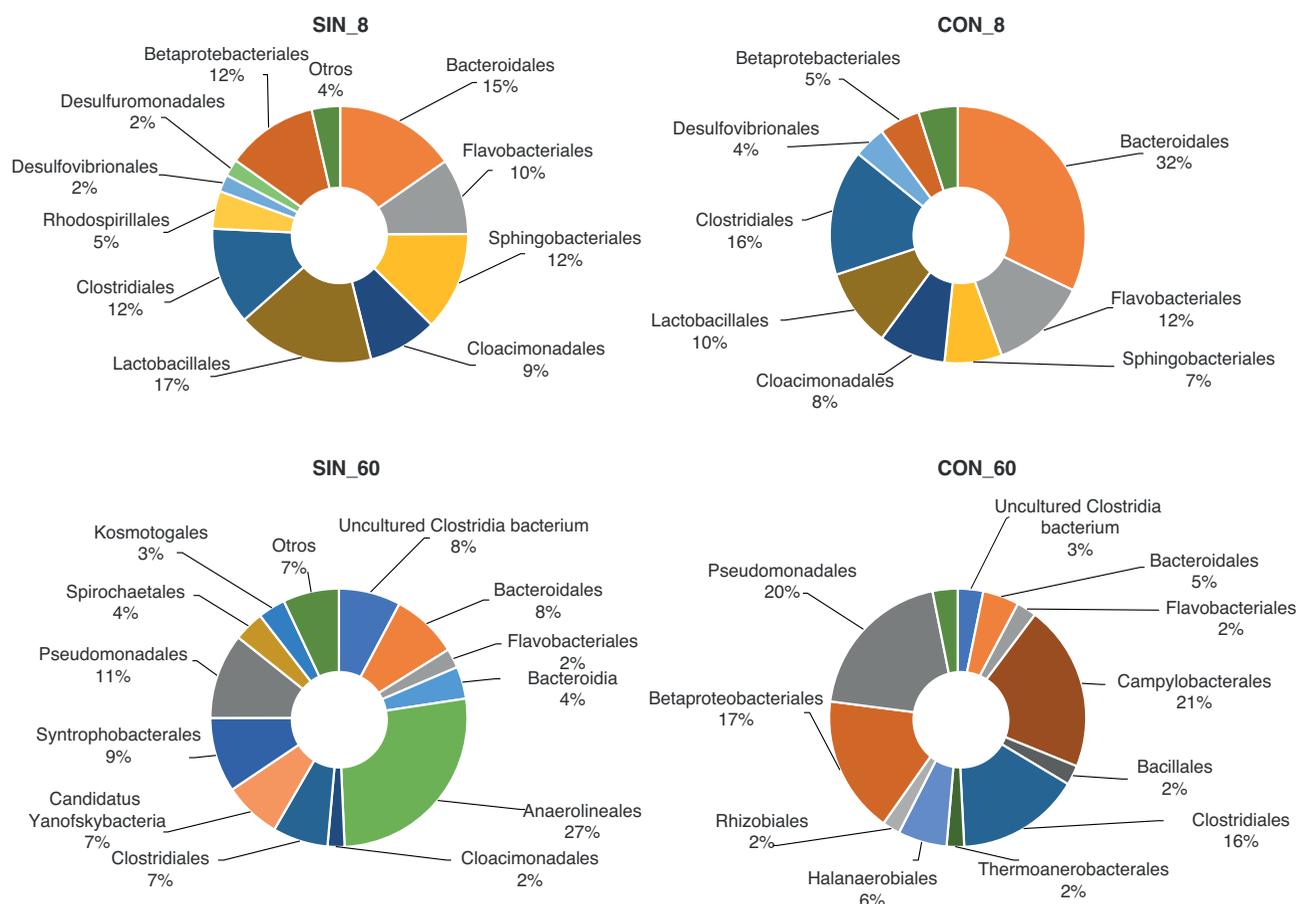


Figura 4. Perfiles taxonómicos de las comunidades bacterianas a los 8 y 60 días de iniciado el tratamiento con THPS y sin el biocida. El análisis se realizó a nivel de Orden (>2%). Los órdenes representados < 2% se agruparon en "Otros". Los tratamientos ATK+THPS se indican con la palabra "CON" y los tratamientos ATK con la palabra "SIN". El número indicado en cada rótulo de los tratamientos señala el día de incubación.

(un 16%) como se muestra en la figura 4. Sin embargo, la asociación de los perfiles sin biocida sugiere que este no produjo un marcado efecto inicial en la abundancia de filos de comunidad de bacteria.

Respecto de la comunidad de arqueas (Figura 5), el biocida redujo aún más la dominancia de Methanosarcinales, llevó la relación a 36:48 y favoreció la selección de Methanomassiliicoccales (un 14%). Miembros de este último orden, metilótrofos, pueden desarrollarse a expensas de metanol y H₂ (Vanwonterghem *et al.*, 2016). Considerando el aporte de metanol producido durante la degradación anaeróbica del THPS (Salgar-Chaparro & Machuca, 2019), es posible atribuir el aumento del 14% de este orden al efecto del biocida.

El tratamiento con el biocida seleccionó luego de 60 días una comunidad representada principalmente por miembros de los órdenes Campylobacteriales (un 21%), Pseudomonada-

les (un 20%), Betaproteobacteriales (un 17%) y Clostridiales (un 17%).

La presencia de miembros de la familia Arcobacteraceae (Campylobacteriales), con actividad oxidante de sulfuros, podría aportar sulfatos como aceptor final de electrones para otros miembros heterótrofos reductores de sulfatos de la comunidad.

La presencia de miembros del género *Acinetobacter* (orden Pseudomonadales) puede ser explicada a través de su descripción como putativo sulfato reductor (Irianni-Renno *et al.*, 2016). Bajo condición anóxica estas células tendrían la capacidad de sintetizar polihidroxialcanoatos a expensas de los ácidos volátiles, como material de reserva (Kim *et al.*, 1997). Esta propiedad también ha sido descrita en miembros del género *Aquabacterium* (Betaproteobacteriales) (Kalmbach *et al.*, 1999) desarrollándose a expensas de ácidos orgánicos, aunque en microaerofilia.

Junto con filotipos de Clostridia-

les y mediante un metabolismo fermentativo, estas poblaciones aportarían ácidos orgánicos volátiles y modelarían, en su conjunto, un ambiente propicio para los microorganismos reductores de sulfato.

Notoriamente, la comunidad finalmente seleccionada no incluyó miembros del orden Anaerolineales, quienes fueron dominantes en el tratamiento sin biocida con un 27% de abundancia.

La comunidad de arqueas recuperó la relación Methanosarcinales:Methanomicrobiales a 55:33 a expensas de la reducción de Methanomassiliicoccales (un 10%), en correlación con la degradación del THPS. El *heatmap* (Figura 6B), evidenció el marcado efecto inicial del biocida asociando el perfil de la comunidad a los 8 días en último lugar, luego del perfil a los 60 días. Esta similitud podría sugerir que el efecto inicial del biocida se extendió a través de los 60 días de tratamiento.

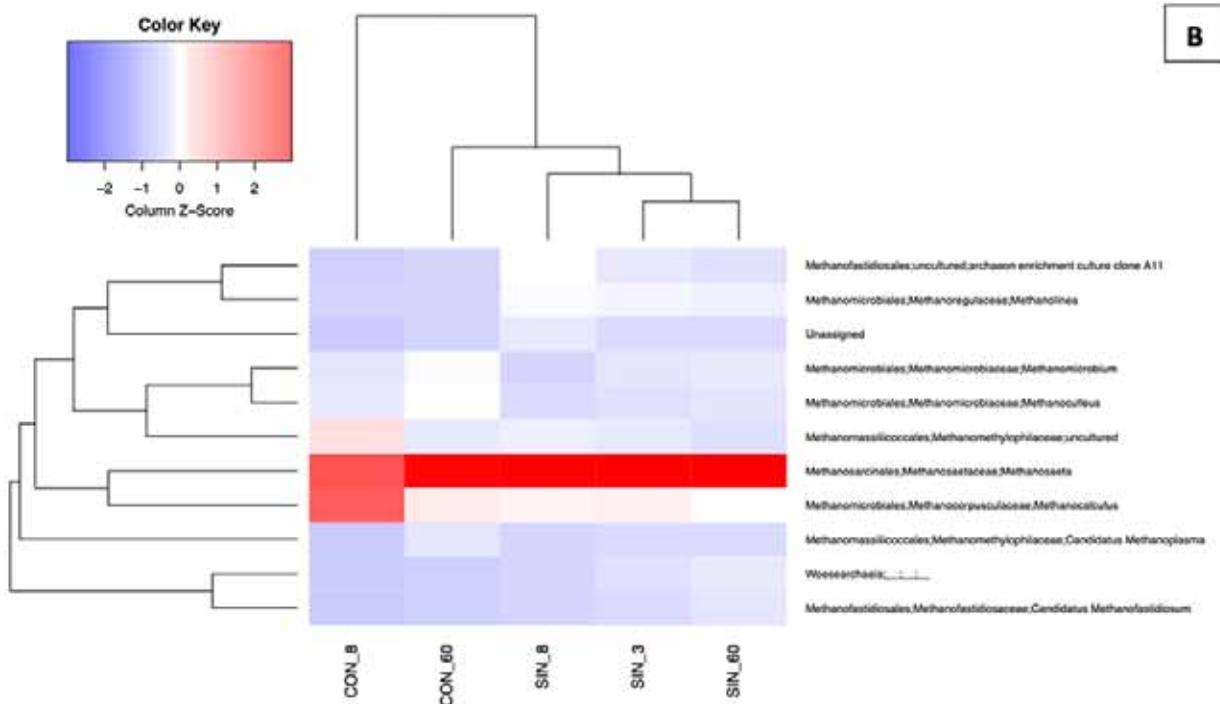


Figura 6. Heatmap de la comunidad de bacterias (A) y arqueas (B). El gráfico describe la frecuencia de cada género (variables agrupadas en el eje Y) en cada una de las muestras (agrupamiento en el eje X). Los valores en el heatmap corresponden a las abundancias relativas de los géneros mayores al 2%, y se encuentran representados por la intensidad del color según la leyenda que se muestra en la figura. Los tratamientos ATK+THPS se indican con la palabra "CON" y los tratamientos ATK con la palabra "SIN". El número indicado en cada rótulo de los tratamientos señala el día de incubación.

Comportamiento electroquímico del acero al carbono SAE 1010

Para caracterizar el proceso corrosivo que sufre el acero SAE 1010 en los sistemas bajo estudio se calculó la velocidad de corrosión instantánea a partir de los valores de Resistencia de polarización (R_p) obtenidos por LPR y EIS. Hay discrepancias menores en los valores calculados por ambas técnicas, pero tanto la magnitud de las propiedades como sus tendencias son similares. En la tabla 3 se muestran los valores de R_p obtenidos y los valores de velocidad de corrosión (en mpy) calculados a partir de R_p .

La velocidad de corrosión calculada fue en todos los casos muy superior al límite recomendado por NACE como valor aceptable (menor a 1mpy para corrosión generalizada y menor a 5 mpy para corrosión localizada) (NACE, 2013). La presencia del biocida tuvo una mayor influencia en la corrosión al inicio del experimento, cuando la superficie del acero estaba aún limpia. Luego de un día de aplicación del THPS se aprecia un descenso de la velocidad de corrosión medida por LRP, respecto de la velocidad medida en los sistemas

sin THPS, independientemente de la presencia de microorganismos. Este comportamiento podría estar relacionado con la adsorción del biocida sobre la superficie, bloqueándola parcialmente. Esta idea se refuerza por el hecho de que la densidad del biofilm determinada sobre cupones fue similar en presencia o ausencia del THPS.

La corta vida del THPS en el agua de tanque hace que su efecto inicial no se pueda mantener en el tiempo. Luego de dos meses de exposición de los cupones a los distintos tratamientos, cuando la superficie de los cupones de acero ya se encontraba cubierta con depósitos de productos de corrosión, compuestos inorgánicos y/o biofilms, la velocidad de corrosión fue similar en todos ellos. El nivel de cloruro en el agua de tan-

que resultó suficiente para promover la corrosión del acero al carbono por picado (Cáceres *et al.*, 2009). Los valores de los potenciales de picado obtenidos a partir de las curvas potenciodinámicas (Tabla 3) estuvieron en el rango de $-0,612$ hasta $-0,650$ V muy próximos a los PCA, lo que es indicativo de una alta susceptibilidad a sufrir corrosión localizada por parte del acero al carbono SAE 1010 durante los tratamientos. Los valores de velocidades de corrosión presentados en la tabla 3 fueron tres órdenes de magnitud superiores a los informados por Rajala *et al.* (2019) para la corrosión de acero al carbono en presencia de bacterias sulfato reductoras y arqueas metanogénicas en un sistema donde la concentración de cloruros era muy baja (525 mg.l^{-1}).

	LRP				Curvas de polarización			
	R_p (Ω/cm^2)		Velocidad de corr (mpy)		Ecorr (V)		Epicado (V)	
	1d	60d	1d	60d	1d	60d	1d	60d
ATK	633	1646	404	180	-0,654	-0,667	-0,612	-0,640
ATK+THPS	1839	1447	138	179	-0,654	-0,668	---	-0,633
CAB	1094	1121	232	232	-0,677	-0,676	-0,615	-0,650

Tabla 3. Parámetros obtenidos a partir de las técnicas electroquímicas: resistencia de polarización lineal y curvas de polarización potenciodinámicas luego de 1 y 60 días de tratamiento sin y con THPS.

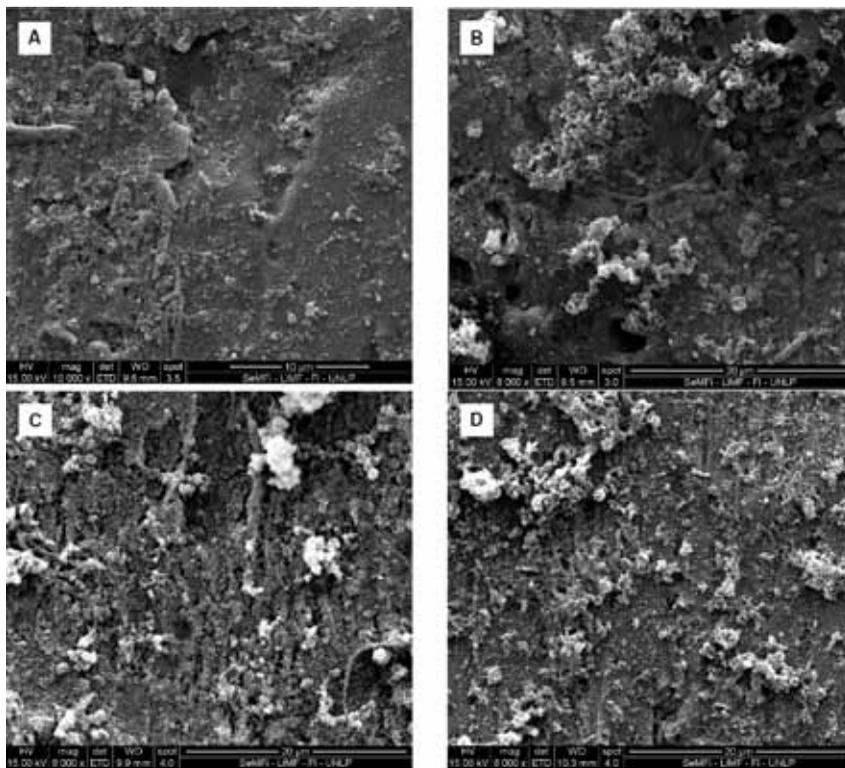


Figura 7. Microfotografías tomadas con el microscopio electrónico de barrido de los cupones de acero SAE 1010 luego de 60 días de tratamiento. A) ATK; B) ATK+THPS; C) CAB; D) CAB+THPS.

Las altas velocidades de corrosión medidas se correspondieron con las observaciones de la superficie de los cupones expuestas por 60 días al agua de tanque con y sin THPS realizadas a través del microscopio electrónico de barrido (Figura 7 A-D). En las microfotografías se aprecia una gran cantidad de productos de corrosión formado sobre los cupones de acero al carbono SAE 1010. En el caso de los cupones expuestos al agua de tanque inoculada, es posible distinguir microorganismos entre los depósitos inorgánicos.

Conclusiones

El tratamiento con THPS (250 mg.l⁻¹) resultó efectivo. inicialmente redujo la concentración de poblaciones microbianas, tanto bacterias (63%) como arqueas (50%) en agua de tanque de baja salinidad.

El efecto inicial del THPS también se apreció en la reducción de la velocidad de corrosión, aun en presencia de biofilm, lo que sugirió una acción inhibitoria de la corrosión microbiana.

No obstante, la significativa reducción de la densidad de pobla-

ciones planctónicas, su aplicación no tuvo un mayor impacto sobre la diversidad de bacterias, lo que favoreció la selección de órdenes de arqueas involucrados en procesos de corrosión.

Debido a la corta duración del principio activo en agua de tanque, luego de 60 días la diversidad de bacterias y arqueas sugirió un ambiente propicio para el desarrollo de microorganismos reductores de sulfato.

Referencias

Augustinovic, Z., Birketveit, Ø., Clements, K., Freeman, M., Gopi, S., Isohoy, T., Sunde, E. (2012). Microbes-oilfield enemies or allies? *Oilfield Review*.

Bahadori, A. (2018). *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs*. Gulf Professional Publishing. Elsevier. 1st Edition.

Browne, P., Tamaki, H., Kyrpides, N., Woyke, T., Goodwin, L., Imachi, H., Cadillo-Quiroz, H. (2017). Genomic composition and dynamics among Methanomicrobiales predict adaptation to contrasting environments. *ISME Journal*, 11(1), 87-99. <https://doi.org/10.1038/ismej.2016.104>

Cáceres, L., Vargas, T., Herrera, L. (2009).

Influence of pitting and iron oxide formation during corrosion of carbon steel in unbuffered NaCl solutions. *Corrosion Science*, 51(5), 971-978. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.02.021>

Chen, C., Shen, Y., An, D., Voordouw, G. (2017). Use of acetate, propionate, and butyrate for reduction of nitrate and sulfate and methanogenesis in microcosms and bioreactors simulating an oil reservoir. *Applied and Environmental Microbiology*, 83(7), 1-17. <https://doi.org/10.1128/AEM.02983-16>

Garcia, J.-L., Ollivier, B., Whitman, W. B. (2006). The Order Methanomicrobiales. In *The Prokaryotes* (208-230). https://doi.org/10.1007/0-387-30743-5_10

Gu, T. (2014). Theoretical Modeling of the Possibility of Acid Producing Bacteria Causing Fast Pitting Biocorrosion. *Journal of Microbial and Biochemical Technology*, 6(2), 6874. <https://doi.org/10.4172/1948-5948.1000124>

Herrera, L. K., Videla, H. A. (2009). Role of iron-reducing bacteria in corrosion and protection of carbon steel. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 63(7), 891-895. <https://doi.org/10.1016/j.ibiod.2009.06.003>

Irianni-Renno, M., Akhbari, D., Olson, M. R., Byrne, A. P., Lefèvre, E., Zimbron, J., De Long, S. K. (2016). Comparison of bacterial and archaeal communities in depth-resolved zones in an LNAPL body. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 100(7), 3347-3360. <https://doi.org/10.1007/s00253-015-7106-z>

Kalmbach, S., Manz, W., Wecke, J., Szwedzyk, U. (1999). *Aquabacterium* gen. nov., with description of *Aquabacterium citratiphilum* sp. nov., *Aquabacterium parvum* sp. nov. and *Aquabacterium commune* sp. nov., three in situ dominant bacterial species from the Berlin drinking water system. *International Journal of Systematic Bacteriology*, 49(2), 769-777. <https://doi.org/10.1099/00207713-49-2-769>

Kendall, M. M., Boone, D. R. (2006). The Order Methanosarcinales. In *The Prokaryotes* (244-256). https://doi.org/10.1007/0-387-30743-5_12

Kim Michael H., Hao Oliver J., W. N. S. (1997). *Acinetobacter* isolates from different activated sludge processes: characteristics and neural network identification.



- FEMS Microbiology Ecology, 217-227. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Kunapuli, U., Lueders, T., Meckenstock, R. U. (2007). The use of stable isotope probing to identify key iron-reducing microorganisms involved in anaerobic benzene degradation. *ISME Journal*, 1(7), 643–653. <https://doi.org/10.1038/ismej.2007.73>
- Lee, Y. M., Hwang, K., Lee, J., Kim, M., Hwang, C. Y., Noh, H. J., Shin, S. C. (2018). Genomic insight into the predominance of candidate phylum Atribacteria JS1 lineage in marine sediments. *Frontiers in Microbiology*, 9(NOV), 1-14. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2018.02909>
- Liu, H., Chen, B., Zhang, F., Qin, S., Zhang, G., Liu, H. (2014). Effects of iron-oxidizing bacteria on carbon steel in oil-field produced water Hong-wei. *ECS Transactions*, 409-420. <https://doi.org/10.1149/05901.0409ecst>
- Martin, M. V., Gebühr, C., Mártire, D. O., Wiltshire, K. H. (2014). Characterization of a humic acid extracted from marine sediment and its influence on the growth of marine diatoms. *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom*, 94(5), 895-906. <https://doi.org/10.1017/S0025315414000368>
- Morris, B. E. L., Henneberger, R., Huber, H., Moissl-Eichinger, C. (2013). Microbial syntrophy: Interaction for the common good. *FEMS Microbiology Reviews*, 37(3), 384–406. <https://doi.org/10.1111/1574-6976.12019>
- Moura, M., Pontual, E., Paiva, P., Coelho, L. (2013). An outline to corrosive bacteria. *Microbial Pathogens and Strategies for Combating Them: Science, Technology and Education*, 11-22.
- NACE. (2013). Standard Practice: Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations. SP0775-2013, Item no. 21017, SP0775-201(Item No 21017).
- Ollivier, B., Magot, M. (2005). *Petroleum Microbiology*. Washington, D.C: ASM Press. <https://doi.org/10.1016/B978-012373944-5.00171-1>
- Rajala, P., Huttunen-Saarivirta, E., Bomberg, M., Carpén, L. (2019). Corrosion and biofouling tendency of carbon steel in anoxic groundwater containing sulphate reducing bacteria and methanogenic archaea. *Corrosion Science*, 159 (April), 108148. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.108148>
- Salgar-Chaparro, S. J., Machuca, L. L. (2019). Complementary DNA/RNA-Based Profiling: Characterization of Corrosive Microbial Communities and Their Functional Profiles in an Oil Production Facility. *Frontiers in Microbiology*, 10(November), 1-18. <https://doi.org/10.3389/fmicb.2019.02587>
- Uchiyama, T., Ito, K., Mori, K., Tsurumaru, H., Harayama, S. (2010). Iron-corroding methanogen isolated from a crude-oil storage tank. *Applied and Environmental Microbiology*, 76(6), 1783-1788. <https://doi.org/10.1128/AEM.00668-09>
- Vanwonterghem, I., Evans, P. N., Parks, D. H., Jensen, P. D., Woodcroft, B. J., Hugenholtz, P., Tyson, G. W. (2016). Methylophilic methanogenesis discovered in the archaeal phylum Verstraetearchaeota, 1(October), 1-9. <https://doi.org/10.1038/nmicrobiol.2016.170>

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

Congresos y jornadas

11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos - Conexplo

Del 8 al 11 de noviembre de 2022 la Comisión de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG tiene preparado el 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, #CONEXPLO22.

Este evento de características únicas en nuestro país y clara trascendencia regional, que se realizará de manera presencial en la ciudad de Mendoza, Argentina, convoca a más de mil asistentes profesionales y técnicos de la industria, asociaciones afines y entes académicos y gubernamentales.

Se caracteriza por su concurrida exposición comercial y será auspiciado por decenas de compañías locales e internacionales. Aquí se enlazan avances en el conocimiento técnico y tecnológico, así como también experiencias y perspectivas para la Argentina y la región.

Bajo el lema “El desafío de consolidar el crecimiento”, se enfocará en la visión con la cual afrontar el presente y el futuro: la inversión en proyectos ya probados y en desafíos exploratorios emergentes, en un marco de reglas claras, acceso a educación de calidad, eficiente comunicación y responsabilidad social y ambiental, y el contexto de cambio que se observa en las últimas décadas, en relación con los avances tecnológicos y las nue-



vas demandas de la sociedad en patrones de consumo.

Los eventos incluyen presentaciones técnicas —en modalidad oral y póster— clasificadas en siete temas de exploración y desarrollo, cinco simposios en materias de específico interés y una sesión dedicada a transición energética. También contaremos con dos mesas plenarios donde se debatirán y atenderán las estrategias del sector en nuestro país, las VII Jornadas de Geotecnología, un Programa de estudiantes, actividades y un Premio de Jóvenes Profesionales, viajes de campo, cursos, y muchas otras instancias de interrelación.

Más información: <https://www.iapg.org.ar/conexplo/index.html>

11° CONGRESO DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS
El Desafío de Consolidar el Crecimiento

8 - 11 NOV 2022
Mendoza Argentina

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

Una nueva campaña de Shell sortea una moto por semana y un año gratis de combustible Shell V-Power



Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell, lanzó la edición 2022 de la promoción de Shell Advance, que sortea una moto por semana y un año gratis de combustible Shell V-Power entre los clientes que adquieran cualquier lubricante de la familia Shell Advance, línea exclusiva para motos.

La promoción estará vigente desde el 26 de septiembre hasta el 6 de noviembre de 2022 en estaciones de servicio de la red, lubricentros, casas de motos y cadenas de servicio automotriz. De este modo, cada cliente que adquiera un lubricante de la línea Shell Advance podrá participar del sorteo escaneando el código QR presente en los afiches de cada establecimiento o ingresando al enlace correspondiente de la promo. Una vez que se hayan ingresado sus datos (nombre, apellido, DNI y mail), será guiado por un BOT para cargar el código del lote, de collarín o número del ticket de su compra que le permitirá registrarse y participar.

Este año, la promo se renueva con un *bonus track*: el sorteo de un kit para motos, que incluye una increíble baulera y un set organizador de viajes. ¡Hay uno por día!

Además, pagando con Shell Box habrá un 15% de descuento para quienes adquieran cualquier producto de la línea de lubricantes Shell Advance.

“Nuestro principal objetivo es seguir fortaleciendo el vínculo con los clientes que ya conocen los beneficios de la familia Shell Advance e impulsar a que nuevos consumidores confíen en nuestra línea de lubricantes especialmente desarrollada para motos”, sostuvo Carolina Wood, directora de Marketing de Raízen Argentina.

BASF, Evonik y Lanxess certifican bajo lineamientos del Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente® de la CIQyP®

Las empresas Lanxess AG, Evonik Metilatos S.A. y BASF Argentina (General Lagos, Burzaco y Puerto General San Martín) obtuvieron sus certificaciones conforme a los estándares del Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente® (PCRMA®) cuya coordinación está a cargo de la Cámara Argentina de la Industria Química y Petroquímica (CIQyP®).



Cámara de la Industria
Química y Petroquímica



Programa Cuidado
Responsable del
Medio Ambiente

El Programa de la Cámara es una iniciativa que puede ser adoptada voluntariamente por cualquier empresa relacionada con la producción, el almacenamiento, la distribución y el tratamiento de productos químicos. En esta oportunidad, Lanxess AG —centrada especialmente en el desarrollo, la producción y la venta de plásticos, caucho, especialidades químicas y productos intermedios—; BASF Argentina, compañía química líder en innovación con impacto en seis principales segmentos (químicos, materiales, soluciones industriales, tecnologías de superficie, nutrición y cuidado y soluciones para la agricultura); y Evonik Metilatos —uno de los líderes mundiales en especialidades químicas— han desarrollado procesos que dan conformidad a los requisitos del Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente® de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica.

Con respecto a su certificación, el Ing. Fernando Tomé, Gerente de QEHS de BASF Argentina mencionó: “nuestra compañía tiene un compromiso global con la iniciativa Responsible Care desde 1992, y toma el PCRMA® como base de su sistema de gestión de salud, seguridad y medio ambiente. La adhesión al programa colabora con los requisitos corporativos de BASF para el programa del Responsible Care, y a su vez, en las auditorías siempre aparecen oportunidades de mejora constante”.

En tanto, el Ing. Lisandro Costa, Gerente de planta en Evonik Metilatos S.A., señaló que “la planta de producción de metilato de sodio se adhirió al Programa en 2017 en forma voluntaria como una iniciativa para mejorar la performance medioambiental y además alinearnos con otros sitios de Evonik en el mundo que ya trabajaban con el PCRMA®. Creemos que desde ese momento la empresa es más sólida en los diversos controles ambientales y sobre todo en aquellos que contribuyen al menor impacto de las emisiones sólidas, líquidas y gaseosas”.

Por último, Micaela Serfaty, Gerente de HSEQ de Lanxess AG, subrayó que “la empresa estaba interesada en afianzar su posicionamiento como productora/exportadora de químicos fortaleciendo su sistema de gestión, y dada su participación en la CIQyP®, el programa se presentó como una alternativa de equivalente prestigio y aceptación por parte de los principales clientes, con un programa alcanzable y acorde a las necesidades del momento”.

El propósito del Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente® es administrar, en forma sustentable, los riesgos a los que se encuentran expuestos los diferentes actores involucrados en el manejo, el transporte y el tratamiento de los productos químicos, buscando la mejora continua y la excelencia en su interacción con el medio ambiente, la salud ocupacional y la seguridad.

Considerando que todos los productos del sector se diseñan, producen, distribuyen y utilizan dentro de nuestra sociedad, la Cámara de la Industria Química y Petroquímica ofrece herramientas a las empresas para que continúen trabajando en conjunto a la vanguardia de la salud, seguridad y cuidado del medio ambiente dentro de la economía de la Argentina. El programa es impulsado por la CIQyP® y se encuentra desarrollado, bajo diferentes nominaciones, por sus cámaras pares en nueve países de Latinoamérica y homologados por la República Federativa de Brasil y la República Oriental del Uruguay.

Compañía Mega lanza la 19ª edición de Programa de becas universitarias “Acompañando a Crecer”

Compañía Mega puso en marcha la 19ª edición del Programa de becas universitarias que beneficia a estudiantes egresados del sistema polimodal de Ingeniero White, con la colaboración de la Fundación Cecilia Grierson, quien acompaña en la evaluación de los postulantes y realiza el seguimiento de los estudiantes.

Desde 2013 se dio inicio al programa Acompañando a Crecer, se han aportado unas 100 becas de diversas carreras que se dictan en las universidades de Bahía Blanca (UNS y UTN) de las más variadas disciplinas entre las que se encuentran ingeniería, administración, medicina, derecho, química, farmacia y enfermería, entre otras.

“Para nuestra empresa este es un programa sostenible en el tiempo que nos permite acompañar a estudiantes de Ingeniero White en el anhelo por comenzar a cursar sus estudios universitarios. Realmente nos llena de orgullo saber que a lo largo de estos años logramos acompañar a que más de 30 becarios hoy sean profesionales, que cinco nuevos becarios estén comenzando sus carreras universitarias y que otros becarios estén cerca de recibirse”, señaló Andrés Pelegrina, Gerente Operativo de la Planta Bahía Blanca de Compañía Mega.

“Siento un gran orgullo personal por el apoyo y el acompañamiento que a lo largo de estos 19 años Compañía Mega hace para que este programa de becas sea una realidad y que, junto a nuestra Fundación más los colegios de Ingeniero White y las universidades con sus directivos y docentes estimulan y forman a jóvenes estudiantes para que cumplan sus sueños universitarios”, comentó Mary Striebeck de la Fundación Cecilia Grierson.

La convocatoria para la inscripción al programa se realiza de forma anual. En cada edición se seleccionan



cinco beneficiados. Los alumnos que ingresarán tienen título de estudio de polimodal en establecimientos de Ingeniero White y un promedio general de calificaciones en nivel secundario no inferior a 8 puntos.

Las becas se renuevan anualmente, previo análisis del desempeño académico. Para ello, los profesionales de la Fundación Cecilia Grierson mantienen reuniones periódicas con los integrantes del programa a los efectos de analizar las distintas situaciones.

Cepsa cerró la adquisición de Deten Química a Petrobras

Cepsa Química cerró la adquisición del 27,88% de Deten Química que estaba en manos de Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), tras haber obtenido la autorización del Consejo Administrativo de Defensa Económica de Brasil.

Con la firma de este acuerdo, Cepsa aumentó su participación en la compañía química brasileña hasta el 97,82% de su accionariado. El 2,18% restante permanece distribuido entre pequeños accionistas.

Deten Química es el principal productor de Brasil de LAB/LABSA, materias primas dirigidas a la elaboración de surfactantes para detergentes biodegradables destinados al cuidado del hogar.

Desde Cepsa quieren continuar liderando e innovando en la planta de producción de LAB/ LABSA más grande de Latinoamérica, una región en plena expansión y crecimiento. Por ello estudian un plan de modernización y mejora de la planta brasileña que comportará nuevas inversiones y permitirá un proceso productivo más seguro, eficiente y sostenible. El plan supondrá disminuir las emisiones de la fábrica, reducir su consumo de agua y optimizar el uso eficiente de las materias primas y la electricidad.

La compañía entró en el accionariado de Deten en 1999 y durante estos 23 años contribuyó a conformar la empresa brasileña como una de las plantas químicas sudamericanas más desarrolladas del continente.



Oferta sostenible

El mes pasado, la fábrica situada en Salvador de Bahía obtuvo el certificado medioambiental ISCC PLUS. Este reconocimiento deriva de la modernización realizada por Deten Química que le permitió producir NextLab, una nueva e innovadora familia de materias primas para la elaboración de surfactantes sostenibles basada en la utilización de materias primas renovables y/o circulares.

Deten Química ha dado un paso más para alinearse con los objetivos ambientales de sus clientes y en su compromiso por el desarrollo sostenible, lo que la convierte en uno referente dentro de la industria de la fabricación de componentes para detergentes biodegradables del continente.

Tecpetrol presentó su plan para fortalecer la cadena de valor



Autoridades de la compañía exhibieron las líneas de acción para 2022-2023 de ProPymes en un encuentro donde participaron 206 empresas proveedoras.

Tecpetrol dio a conocer el plan de acción 2022-2023 de ProPymes, el programa corporativo del Grupo Techint para el fortalecimiento de su cadena de valor, en el marco del encuentro anual con proveedores en Neuquén. Los directivos presentaron las principales líneas de acción para los próximos doce meses, que contemplan capacitaciones, apoyo comercial e institucional y acompañamiento en los procesos de comercio exterior.

Del encuentro participaron 150 representantes de las 206 pymes proveedoras de la compañía. El director de Supply Chain de Tecpetrol, Guillermo Murphy, exhibió los lineamientos de ProPymes y explicó que se trabaja con los proveedores sobre tres cuestiones fundamentales: la seguridad, la calidad y el impacto en el ambiente. Por esto aseveró que "si un proveedor logra cumplir esos tres pilares, alcanzará los objetivos clave del programa".

Además, destacó los esfuerzos llevados adelante por parte de la compañía durante el último año, en el cual 60 pymes nuevas comenzaron a realizar consultorías junto a ProPymes.

También participaron del encuentro el vicegobernador de la provincia del Neuquén, Marcos Koopman; y el director regional de la cuenca Neuquina y Vaca Muerta de Tecpetrol, Martín Bengochea.

Bengochea remarcó que, durante los dos primeros

años de desarrollo, Tecpetrol trabajó con más de 1300 empresas de quince provincias distintas, principalmente de Neuquén y Río Negro, y consideró que “esa experiencia permitió crear un círculo virtuoso en el cual se reforzaron los conocimientos, la calidad y la competencia de todo un entramado de pymes que beneficia no solo a la compañía, sino también a la industria y a las comunidades donde operan”.

Actualmente, el programa integra 938 empresas, clientes y proveedores de las compañías del Grupo Techint. Tecpetrol, que participa del programa desde 2007, en 2022 superó las 20.000 horas de capacitación, 10.000 horas de consultoría, y lleva alcanzados a más de 600 profesionales de su cadena de valor. Asimismo, durante el último año, 316 personas fueron capacitadas en un promedio de 32 horas cada una.

Para lo que resta de 2022 y la primera mitad de 2023, Tecpetrol buscará alcanzar 11.000 horas de capacitación y 3500 horas de consultoría, un 7% y un 17% más de lo logrado hasta ahora.

En la jornada, las pymes participantes aprovecharon para conversar con sus pares y directores de la compañía sobre la situación del mercado del gas y petróleo y las proyecciones futuras en un año especial donde Tecpetrol alcanzó su récord de producción de veinte millones de metros cúbicos de gas por día en la cuenca neuquina de Vaca Muerta, convirtiéndose en el principal productor de gas no convencional del país.

ProPymes

El programa corporativo ProPymes institucionaliza la cooperación de Ternium, Tenaris, Tecpetrol y Techint Ingeniería y Construcción, con las pequeñas y medianas empresas clientes y proveedoras que lo integran hace casi 20 años. El objetivo es desarrollar la cadena de valor a través de acciones de trabajo asociativo. Colabora con las pymes para que mejoren su competitividad, aumenten exportaciones, realicen inversiones productivas y sustituyan importaciones de forma eficiente. Nació en 2002 y lleva años de trayectoria ininterrumpida adaptando sus acciones a las demandas de las pymes.

Además, ProPymes brinda apoyo en asistencias industriales, comerciales, financieras, institucionales, ambientales, en gestión de recursos humanos y acciones de RSE, y ofrece un robusto programa de capacitaciones destinado a transferir conocimiento y las mejores herramientas y prácticas de gestión.

Nuevo laboratorio de investigación y desarrollo de PECOM en Colombia

La flamante infraestructura permite desarrollar tratamientos y productos químicos que ofrecen soluciones a la medida del cliente en el ecosistema de energía de la región Andina.

En Tocancipá, Colombia, el 26 de julio 2022, PECOM, empresa que desarrolla soluciones y servicios para la industria energética y minera, puso en funcionamiento su nuevo laboratorio en su base de Tocancipá (Cundinamarca) para extender sus productos químicos en la región Andina.



“Nuestro ADN explorador nos impulsa a crecer y este nuevo laboratorio es una expresión clara de nuestra aspiración de brindar soluciones a la medida del cliente, en este caso en tratamientos y productos químicos, y ampliar nuestra cartera en la región Andina”, señaló Javier Gremes Cordero, CEO de PECOM.

Con una inversión de USD345.000, el flamante laboratorio cuenta con un moderno equipamiento que permite:

- *Jar Test*: se utiliza para evaluar y seleccionar productos floculantes, clarificantes y rompedores inversos.
- *Sparge Beaker* y LPR: cumple con la finalidad de evaluar en condiciones dinámicas con gas de CO₂ las velocidades de corrosión, para desarrollar productos *tailormade* en el caso de inhibidores de corrosión. Además, este equipamiento se complementa con las probetas de polarización lineal (LPR).
- *Dinamic Scale Loop*: se utiliza en el desarrollo de productos inhibidores de incrustación, que evalúan de forma dinámica el rendimiento de inhibición, donde se registran variaciones de presión en función del tiempo de una corriente de fluido que circula por un capilar.
- *Wax flow Loop*: se utiliza para la medición de la eficiencia y el rendimiento de los inhibidores de parafinas y reductores de fricción en condiciones dinámicas de flujo.
- *Pour Point Testing Bath*: se utiliza para determinar el punto de *pour point*, fundamental en la selección de inhibidores de parafinas y asfaltenos.
- Espectrofotómetro: permite realizar el seguimiento de diversos tratamientos químicos de aguas.



- *Multi-place cold finger*: permite evaluar la deposición de orgánicos por descenso de temperatura, a su vez, necesario para la evaluación del rendimiento y la eficiencia de los inhibidores de parafinas.

PECOM en Colombia

PECOM tiene presencia en Colombia desde noviembre de 2018 al adquirir, con la compra de las acciones de Bolland S.A., los negocios de esa firma en el país. PECOM Energía de Colombia actúa en el segmento de tratamientos químicos para oil and gas y artificial lift para pozos de petróleo.

Cuenta con una planta de producción y laboratorio de I+D en Tocancipá (Cundinamarca), donde desarrolla y produce productos químicos para la industria del petróleo y gas de Colombia. Desde allí abastece las distintas cuencas productivas del país. Diseña y presta servicios de campo para el tratamiento químico de las operaciones petroleras y gasíferas del país. La experiencia en tratamientos químicos desarrollada en la Argentina, donde tiene más del 40 % del mercado, se cristalizó en un servicio muy cercano al cliente con óptima performance. Esta forma de trabajo se replica en Colombia.

Brinda servicios de tratamiento de agua para las actividades de perforación a través de sus plantas desmineralizadoras.

En cuanto a Artificial LIFT, PECOM comercializa en Colombia —donde tienen más del 70 % del mercado— las bombas mecánicas de profundidad que fabrica en su planta de Argentina.

La compañía se ha caracterizado por enmarcar la seguridad y la calidad como su primer pilar, por esta razón cuenta con un sistema de gestión certificado bajo las normas ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001, y una calificación de 91 puntos RUC del Consejo Colombiano de Seguridad. Estas certificaciones hacen de PECOM un aliado confiable que aporta valor a sus clientes en la industria Oil&Gas.

Asimismo, en Colombia cuenta con productos patentados, que le permite ofrecer soluciones de alto valor que garantizan la calidad de sus productos y servicios.

Grupo Techint lanza una gira nacional para incorporar a más de 450 jóvenes profesionales y pasantes

En agosto, el Grupo Techint inició una gira nacional con el objetivo de incorporar estudiantes y recién graduados para el Programa de Jóvenes Profesionales (JP) y las Prácticas Educativas de Verano (PEV). La búsqueda está orientada a estudiantes universitarios que hayan aprobado, al menos, el 50% de la carrera o que sean graduados de Ingeniería Industrial, Eléctrica, Electrónica, en Materiales, en Petróleo, Mecánica, Mecatrónica o Electromecánica, Química, Sistemas; Administración de Empresas y Contador.

La convocatoria durará hasta el 30 de noviembre, y recorrerá Tucumán, Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba, San Juan, Mendoza, Chubut y Neuquén. Seleccionará unos 400 jóvenes para sus diferentes empresas del Grupo Techint. Para quienes viven lejos de las locaciones de la compañía, la propuesta contempla un paquete de relocalización que incluye alojamiento, transporte y viáticos. Ambas iniciativas forman parte del plan de carrera para los equipos del grupo con programas diferenciados para todos los niveles de la organización. En los últimos meses, ingresaron más de 500 jóvenes en estos programas. Del total el 42% fueron mujeres.

Los programas

Las Prácticas Educativas de Verano (PEV) tienen una duración de tres meses (de enero a marzo) y son remuneradas. Durante su transcurso, los aplicantes llevan adelante un proyecto específico con tareas y responsabilidades, siempre acompañados por un tutor. El objetivo es complementar su formación académica y permitirles llevar a la práctica todos los conocimientos teóricos adquiridos durante sus estudios. Este año, más del 50% de los participantes continuaron como empleados permanentes de la compañía una vez finalizada su experiencia de verano.

El Programa de Jóvenes Profesionales (JP), pionero en la Argentina, está orientado a graduados recientes o





estudiantes en su último año de carrera que busquen una incorporación efectiva. A lo largo de la experiencia, los participantes tendrán la oportunidad de capacitarse, hacer networking con colegas de todo el mundo y rotar de áreas para adquirir una visión global de la compañía. Se trata de una herramienta estratégica diseñada para garantizar el desarrollo de profesionales con potencial para convertirse en los futuros líderes de las empresas del Grupo Techint. Más del 50% de la alta dirección del Grupo en la Argentina ingresó a través de estos programas, que se desarrolla desde hace más de 35 años.

Para postularse, los estudiantes deben ingresar a careers.techint.com, filtrar por la palabra clave “PEV” o “JP” y seleccionar la localidad en la que les gustaría aplicar. Una vez postulado, si el perfil coincide con los requisitos, la empresa se pondrá en contacto para iniciar el proceso de selección.

Martina Lanchas, estudiante de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Nacional de Mar del Plata, tuvo una experiencia en Tenaris durante el verano de 2022, comentó: “estaba buscando una primera experiencia laboral desafiante que tenga que ver con mi carrera y el programa de pasantías lo cumplía”. En ese sentido, agregó “en estos programas se aprende un montón, no solo sobre el área de trabajo, sino también sobre el proceso general, a través de compañeros de trabajo y tutores que nunca dudan en enseñarte”.

Un trabajo con propósito

Los ingresantes al programa de JP y PEV podrán participar de proyectos desafiantes, con impacto en la matriz energética y desarrollo económico de la Argentina, como la descarbonización de los procesos siderúrgicos; el desarrollo de Vaca Muerta; y la transición energética o la construcción de grandes obras de infraestructura, como gasoductos, centrales térmicas o el desarrollo de

parques eólicos. Los colaboradores del Grupo Techint trabajan en un ambiente amigable y con equipos multiculturales.

Los colaboradores cuentan con beneficios, como tercera semana de vacaciones, licencia extendida por paternidad y maternidad, esquema flexible para madres y padres, posibilidad de trabajar desde donde quieran dos semanas al año, un esquema flexible de horario laboral, acuerdos con universidades y centros de idioma y descuentos en gimnasios, entre otros.

Grupo Techint es una empresa líder a nivel global, con operaciones en 19 países. El grupo está compuesto principalmente por Tenaris, Ternium, Tecpetrol y Techint Ingeniería y Construcción, compañías que comparten una filosofía de compromiso a largo plazo con el desarrollo local, la calidad y la tecnología.

Tenaris es líder en la provisión de tubos y servicios para la industria energética mundial.

Ternium es fabricante líder de productos terminados de acero en América Latina.

Tecpetrol actúa en el sector de la energía en América Latina, con actividades de exploración y producción de petróleo y gas (E&P).

Techint Ingeniería y Construcción provee servicios de ingeniería, suministros y construcción para proyectos complejos en todo el mundo.



Cronograma de la gira

- 15/8 al 25/8 Tucumán
- 22/8 al 1/9 Bahía Blanca
- 29/8 al 8/9 Mar del Plata
- 5/9 al 15/9 Santa Fe
- 12/9 al 22/9 Córdoba
- 19/9 al 30/9 San Juan y Mendoza
- 26/9 al 6/10 Comodoro Rivadavia y Neuquén
- 3/10 al 13/10 Rosario y San Nicolás
- 10/10 al 20/10 La Plata
- 17/10 al 30/11 Buenos Aires y Campana

NOVEDADES DEL IAPG



Los líderes premian al IAPG por la trayectoria institucional

En agosto último, el IAPG recibió el Premio a la Trayectoria Institucional 2022 por parte de LIDE Argentina, el grupo de Líderes Empresariales, organismo privado que reúne a CEO y country managers de grandes empresas que trabajan en el país.

El premio fue recibido por el presidente del IAPG, Ing. Ernesto A. López Anadón, de manos de Rodolfo De Felipe, presidente de LIDE Argentina.

La premiación tuvo lugar en el marco del IV Forum Nacional de Energía y Minería de LIDE.

En el evento, junto con destacados representantes de empresas del sector, López Anadón moderó una mesa sobre "Oil & Gas: el desafío de consolidar el crecimiento".



NOVEDADES DESDE HOUSTON



Exitosa 3° edición del Vaca Muerta Shale Gas Day

El 29 de septiembre último, en la ciudad texana de Houston (Estados Unidos), se realizó la tercera edición del Vaca Muerta Shale Gas Day, realizada por el IAPG y el IAPG Houston. Bajo el lema “Desafíos y oportunidades”, el evento buscó mostrar, de la mano de las empresas operadoras, los incrementos de la producción, las mejoras en materia de costos y las necesidades en materia de infraestructura que presenta la operación actual de la formación Vaca Muerta.

La cita contó con la presencia del gobernador de la provincia del Neuquén, Omar Gutiérrez; el ministro de Energía y Recursos Naturales de la provincia el Neuquén, Alejandro Monteiro, autoridades del Consulado General de la Argentina en Houston y de representantes de las principales empresas que trabajan en Vaca Muerta, quienes compartieron su actividad y sus planes con los empresarios e inversores de bancos y fondos de inversión locales.



Este evento se sumó a otros realizados en Houston, relacionados con la actividad hidrocarburiífera argentina, que contaron con personalidades de interés de nuestro país: el primero se realizó a principios de septiembre con la visita a Houston del ministro de Economía argentino, Sergio Massa; y poco después, el IAPG Houston recibió al presidente Alberto Fernández.

El Vaca Muerta Shale Gas Day tiene como particularidad su acento en lo puramente técnico y económico de la inversión en el sector.

Algunas frases del evento fueron las siguientes:

Alexandre Ramos-Peon, vicepresidente de Investigación en Shale de Rystad Energy: “Vaca Muerta ha demostrado que pudo revertir la declinación de los campos maduros de gas y petróleo, las empresas lograron duplicar la producción no convencional”. Sin embargo, advirtió que esto puede encontrar un freno con la falta de equipos de perforación y sets de fractura. Asimismo, dejó claro que para continuar con el desarrollo y aumentar la capacidad para 2024, es vital ampliar los proyectos de transporte como los gasoductos Néstor Kirchner y el del Pacífico.

En el Panel “Estado de situación de vaca Muerta”, Francisco Bertoldi, VP Upstream de No Convencionales y director regional Oeste de YPF, reconoció que en los últimos siete años Vaca Muerta cambió el panorama energético argentino y explicó que ahora el enfoque continuo está en “la eficiencia de costos de desarrollo para garantizar la resiliencia a la dinámica global cambiante y en la necesidad de inversiones clave en infraestructura para desbloquear todo el potencial”. Señaló que algunas obras ya están en marcha, habló de la oportunidad de



generar mejoras en la balanza comercial del país para acumular reservas de divisas, de oportunidades a medio/largo plazo a través de una terminal de GNL a gran escala, y del objetivo de promover el desarrollo de la cadena de valor, al tiempo que se invierte en la descarbonización de todas sus operaciones.

Horacio Marín, E&P President de Tecpetrol, explicó que la producción de crudo podría duplicarse si las inversiones llegan a ser las suficientes y que el gas también puede seguir creciendo al mismo ritmo hasta 2030. Para ello, se deberá duplicar la producción y lograr nuevas inversiones en perforación, terminación e infraestructura.

Marcelo Robles, Joint Venture Development Executive Manager de Pan American Energy, señaló las ventajas y los desafíos de la formación. Entre las ventajas, se encuentran la vasta cantidad de recursos probados de petróleo y gas por desarrollar, la consistencia en los resultados de producción del pozo después del período de la curva de aprendizaje, las instalaciones en obra o en construcción para escenarios de planes de desarrollo, un ambiente de negocios proactivo con las autoridades de aplicación y los sindicatos. Entre los desafíos enumeró un servicio limitado de empresas de perforación y terminación para satisfacer las necesidades de la industria en el corto plazo y la optimización en la gestión de agua para trabajos de fractura en el mediano plazo.

En el segundo panel “La Infraestructura, clave para liberar el potencial de Vaca Muerta”, Ricardo Hösel, el CEO de Oldelval, destacó la necesidad de mayor infraestructura en transporte como condición para cualquier crecimiento de la producción nacional. Se refirió a los planes avanzados en la zona de Bahía Blanca, con capacidad de ampliar el sistema de transporte entre Río Negro y la mencionada localidad bonaerense.

Por su parte, Oscar Sardi, CEO de TGS, coincidió en que el gasoducto Presidente Néstor Kirchner será clave para impulsar el desarrollo del gran potencial de Vaca Muerta y reducir la dependencia de las importaciones. “La materialización del desarrollo energético en Argen-

tina se traducirá en grandes beneficios fiscales, generación de divisas y empleo”, aseguró Sardi.

Su par de TGN, Daniel Ridelener, urgió a llegar a los mercados regionales de Chile, Brasil, incluso antes de pensar en grandes exportaciones de LNG, para abastecer a cuencas en declino como Bolivia y apuntar a sustituir importaciones.

Cerró el panel Derek Wong, VP Government Relations and Public Affairs de Exceletrate Energy, quien hizo hincapié en el papel de las exportaciones de GNL en el nivel regional con miras a mercados tan importantes, como Europa, Medio Oriente y Asia, que seguirán consumiendo gas natural en el futuro. De ahí que haya “mucho trabajo por delante en upstream y midstream para conectar a la Argentina con los mercados que quieren comprar GNL ahora y en el futuro”.

Se obtuvieron importantes testimonios del gobernador neuquino, quien destacó el crecimiento de Vaca Muerta en los últimos meses y estimó que este año la producción de petróleo aumentará un 40% y la de gas un 26%. Aseguró que Vaca Muerta fue la zona “que más creció en productividad y producción de petróleo, y la segunda en gas, después de Eagle Ford”, formación texana donde se desarrolla el no convencional. Sostuvo que de avanzar en la construcción del gasoducto Néstor Kirchner, “la Argentina, de la mano de Vaca Muerta, alcanzará el autoabastecimiento energético en 2024”.

Además, se desarrollaron los paneles “Historias de éxito de desarrollo y nuevas oportunidades de en shale” y “Vaca Muerta en el contexto internacional de O&G”.

El Vaca Muerta Shale Gas Day ya es una marca registrada en el sector que busca “reunir a los actores clave que llevan el desarrollo del play de shale de calidad mundial de Vaca Muerta”, como explicó en la apertura de la jornada Emilio Acin-Daneri, actual presidente del IAPG Houston. Y agregó: “Han pasado muchas cosas desde la última vez que nos reunimos aquí en Houston, y estamos seguros de que esta jornada traerá una discusión fructífera sobre los temas clave que rodean la principal





extensión de esquisto fuera de los Estados Unidos”.

También recordó que el primer evento tuvo lugar en 2016 con el lema “El futuro del shale”, el segundo en 2018 acompañando el eslogan “Preparados para el pleno desarrollo”. Este año el eslogan es “Desafíos y oportunidades, más allá del contexto energético actual”.

“Estos temas se explican por sí mismos con respecto de la madurez de desarrollo alcanzada hasta la fecha, así como los desafíos del mercado que afectan los proyectos”, dijo Acin Daneri. Y concluyó: “Si bien la pandemia retrasó de alguna manera la organización de esta tercera edición, el avance en la obra no se ha detenido”.

Calendario Cursos IAPG 2022

21 al 23 de septiembre: **Evaluación de proyectos 1**
Instructor: *F. Arilla*

28 al 30 de septiembre: **Taller de mediciones ecodinámicas**. Instructor: *P. Subotovsky*

29 al 30 de septiembre: **Contratación y documentación de proyectos y obras**. Instructor: *D. Brudnick*

3 al 5 de octubre: **Gestión de proyectos complejos de oil & gas**. Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

4 de octubre al 29 de noviembre: **Consejero en seguridad ADR – en conjunto con Pons Mobility**

11 al 12 de octubre: **Integridad de ductos: gestión de riesgos naturales**. Instructores: *M. Carnicero y M. Ponce*

11 y 18 de octubre: **Seminario de la industria del petróleo y del gas y su terminología en inglés**.
Instructor: *F. D'Andrea*

13 al 14 de octubre: **Integridad de ductos: prevención de daños por terceros**. Instructores: *J. Kindsvater, J. Palumbo, M. Palacios y S. Martin*

19 al 21 de octubre: **Estaciones de medición y regulación de gas natural**. Instructor: *D. Brudnick*

25 al 28 de octubre: **Introducción a la industria del gas**
Instructores: *C. Casares, B. Fernández, P. Carcagno y E. Fernández*

25 al 28 de octubre: **Taller de análisis nodal**.
Instructor: *P. Subotovsky*

1 al 4 de noviembre: **Ciencia de datos en Python para O&G**. Instructores: *J. Rodríguez Martino, A. Barrios y G. Malfatti*

9 al 11 de noviembre: **Taller de bombeo mecánico**
Instructor: *P. Subotovsky*

16 al 17 de noviembre: **Procesamiento de crudo**
Instructores: *C. Casares y E. Carrone*

22 al 23 de noviembre: **Limpieza de pozo - streaming**
Instructor: *F. A. Liendo*

24 al 25 de noviembre: **Clasificación de áreas peligrosas**. Instructor: *D. Brudnick*

Cursos online

Curso Básico: La industria de E&P de petróleo y gas natural.
Instructor: *R. Caligari*

Herramientas de proyecto: WBS - Administración de alcance.
Instructores: *N. Polverini y F. Akselrad*

Registro de pozos I y II.
Instructor: *A. Khatchikian*

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUIMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

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

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

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

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

